

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2016-033

R-3933-2015

7 mars 2016

PRÉSENTS :

Louise Pelletier

Louise Rozon

Bernard Houle

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 2016-2017*

Intervenants :

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

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

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

Option consommateurs (OC);

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

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
LISTE DES DÉCISIONS	11
LEXIQUE	14
INTRODUCTION.....	17
1. CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2016-2017 DU DISTRIBUTEUR	18
2. SUIVIS DES MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU	22
2.1 Collaboration avec les associations de consommateurs.....	22
2.2 Ententes de paiement.....	23
2.3 Interventions en efficacité énergétique	26
2.4 Harmonisation des services pour les MFR.....	27
2.5 Stratégie tarifaire	28
2.6 Conclusion.....	28
3. EFFICIENCE ET PERFORMANCE	29
3.1 Évaluation des indicateurs d’efficacité en termes de coûts.....	29
3.2 Évaluation des indicateurs de performance en termes de qualité de service	32
3.3 Révision des indicateurs de qualité de service	34
3.4 Efficacité des fournisseurs internes du Distributeur	43
4. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES.....	45
4.1 Conventions comptables en vertu des principes comptables généralement reconnus des États-Unis	45
4.2 Résultats de l’exercice de révision des durées de vie utile	51

4.3	Utilisation de la centrale de TCE en période de pointe.....	52
4.4	Modification des modalités de disposition des soldes des comptes de <i>pass-on</i> 2013 et 2014 et de nivellement pour aléas climatiques 2015	55
5.	PARAMÈTRES FINANCIERS	61
5.1	Structure de capital présumée et taux de rendement des capitaux propres	62
5.2	Coût moyen de la dette	64
5.3	Taux de rendement de la base de tarification.....	65
5.4	Coût du capital prospectif	65
6.	PRÉVISION DES VENTES EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE	66
7.	COÛTS ÉVITÉS.....	71
7.1	Coûts évités en réseau intégré	71
7.2	Coûts évités en réseaux autonomes	77
8.	APPROVISIONNEMENTS.....	81
8.1	Approvisionnement en électricité	81
8.2	Achats d'électricité.....	95
9.	REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ	97
10.	SERVICE DE TRANSPORT	101
11.	COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE.....	104
11.1	Charges d'exploitation	104
11.2	Autres charges	135
11.3	Frais corporatifs.....	147
11.4	Rendement de la base de tarification	148

12.	BASE DE TARIFICATION.....	149
13.	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2016.....	155
13.1	Sommaire des investissements	155
13.2	Indicateurs relatifs aux investissements inférieurs à 10 M\$	169
13.3	Suivi du Projet LAD.....	173
14.	INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	175
14.1	Suivi des résultats 2014 et anticipés pour 2015	175
14.2	Demande budgétaire 2016.....	177
14.3	Rentabilité des programmes et impact tarifaire	178
14.4	Enjeux spécifiques à certains programmes	180
14.5	Autorisation du budget 2016 relatif aux interventions en efficacité énergétique.....	192
15.	REVENUS REQUIS.....	193
16.	REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU	195
16.1	Revenus autres que les ventes d'électricité	195
16.2	Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	196
17.	RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE	197
18.	CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ	197
18.1	Suivi des engagements du dossier tarifaire 2015-2016.....	197
18.2	Offre de référence pour la conception du réseau de distribution	198
18.3	Frais d'administration	198
19.	TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2016-2017	204
19.1	Options d'ajustement tarifaire tenant compte de la variation des coûts	204

19.2	Tarifs domestiques	219
19.3	Tarifs généraux et industriel.....	223
19.4	Essais d'équipements	225
19.5	Tarif GD	229
19.6	Modalités applicables aux réseaux municipaux ayant des clients au tarif LG ou au tarif L	230
19.7	Autres modifications	231
19.8	Suivi des mesures visant les exploitations agricoles.....	233
19.9	Tarification au nord du 53 ^e parallèle.....	237
19.10	Suivi du tarif de développement économique.....	241
19.11	Suivi des rencontres avec l'Association des redistributeurs d'électricité du Québec concernant les options d'électricité interruptible	242
19.12	Révision de la stratégie tarifaire.....	242
20.	STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES.....	242
20.1	Introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance	244
20.2	Seuil de la première tranche	247
20.3	Création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs (tarif D2).....	253
20.4	Programmes de gestion de la consommation	256
20.5	Stratégie relative au tarif DT	257
20.6	Tarif distinct pour la clientèle agricole	260
20.7	Véhicules électriques.....	263
21.	HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE	265
22.	FINANCEMENT DES INTERVENANTS HORS AUDIENCE	266
	DISPOSITIF	267

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	Composantes des revenus requis révisés et demandés par le Distributeur	19
Tableau 2	Écart de prévisions – Indicateurs de coûts du Distributeur	31
Tableau 3	Écart de prévisions – Charges de services partagés par abonnement.....	44
Tableau 4	Impact net de la décision D-2015-189 sur les revenus requis de l'année témoin 2016.....	49
Tableau 5	Compte de frais reportés – PCGR des États-Unis	50
Tableau 6	Comptes de <i>pass-on</i> 2013 à 2015 et compte de nivellement pour aléas climatiques 2015	57
Tableau 7	Taux de rendement de la base de tarification	65
Tableau 8	Coût du capital prospectif.....	66
Tableau 9	<i>Evaluation of Contract Pricing</i>	74
Tableau 10	Coûts évités par réseaux autonomes – Annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2015	78
Tableau 11	Besoins en énergie	82
Tableau 12	Approvisionnements postpatrimoniaux en puissance – Révision de novembre 2015	84
Tableau 13	Achats d'électricité	96
Tableau 14	Historique des revenus des ventes nets des achats d'électricité 2010-2015	97
Tableau 15	Coefficient de détermination des modèles de revenus unitaires.....	99
Tableau 16	Service de transport	102
Tableau 17	Coûts de distribution et des SALC	104
Tableau 18	Charges d'exploitation.....	105
Tableau 19	Masse salariale et effectifs.....	106
Tableau 20	Évolution des salaires de base	108
Tableau 21	Évolution des charges des « Services professionnels et autres »	112
Tableau 22	Évolution des charges du « Groupe Technologie »	114

Tableau 23	Évolution des prestations de travail liées aux activités de base et imputées aux investissements	116
Tableau 24	Charges d'exploitation selon l'approche globale	118
Tableau 25	Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers.....	123
Tableau 26	Coût de retraite.....	124
Tableau 27	Coûts de la stratégie pour la clientèle à faible revenu (redressés, en M\$).....	127
Tableau 28	Dépense de mauvaises créances (redressée, en M\$)	128
Tableau 29	Évolution des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique (dont le PGÉÉ)	131
Tableau 30	Éléments spécifiques.....	133
Tableau 31	Autres charges.....	136
Tableau 32	Évolution des achats de combustible selon la méthode proposée et la méthode actuelle	137
Tableau 33	Révision des durées de vie utile conformément à la décision D-2015-189.....	140
Tableau 34	Coûts nets liés aux sorties d'actifs.....	141
Tableau 35	Évolution de la charge totale d'amortissement et déclassément	144
Tableau 36	Frais corporatifs	148
Tableau 37	Rendement de la base de tarification	149
Tableau 38	Base de tarification	151
Tableau 39	Évolution de la base de tarification sur la période 2010-2015	152
Tableau 40	Sommaire des investissements 2016 (en M\$)	156
Tableau 41	Sommaire des investissements par types d'autorisation (en M\$).....	156
Tableau 42	Sommaire des investissements par catégories d'investissements (en M\$).....	157
Tableau 43	Sommaire des investissements par types d'investissements (en M\$)	158
Tableau 44	Évolution des investissements totaux par types d'investissements 2010 – 2016 (en M\$).....	160
Tableau 45	Sommaire des investissements inférieurs à 10 M\$ par catégories d'investissements (en M\$).....	161

Tableau 46	Projets inférieurs à 10 M\$ en « Maintien des actifs » (en M\$)	162
Tableau 47	Projets inférieurs à 10 M\$ en « Croissance de la demande » (en M\$)	164
Tableau 48	Impact sur les revenus requis du Projet LAD	174
Tableau 49	Résultats anticipés pour 2015 des interventions en efficacité énergétique	176
Tableau 50	Répartition du budget 2016 des interventions en efficacité énergétique	178
Tableau 51	Résultats des analyses économiques des interventions en efficacité énergétique (en M\$ actualisés de 2016).....	179
Tableau 52	Revenus requis 2016.....	193
Tableau 53	Estimé des revenus requis 2016.....	194
Tableau 54	Revenus autres que les ventes d'électricité	195
Tableau 55	Rabais sur ventes – Ménages à faible revenu	196
Tableau 56	Ajustements tarifaires uniformes et différenciés	208
Tableau 57	Données par tranches de consommation.....	254
Tableau 58	Estimé de la hausse tarifaire approuvée en 2016.....	265

LISTE DES DÉCISIONS

Décisions	Dossiers	Nom du dossier
D-2002-95	R-3401-98	Audience relative à la modification des tarifs de transport d'électricité
D-2003-93	R-3492-2002 Phase 1	Demande relative à la détermination du coût du service du Distributeur et à la modification des tarifs d'électricité
D-2005-34	R-3541-2004	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2005-2006
D-2005-203	R-3568-2005	Demande d'Hydro-Québec pour l'approbation d'une entente globale cadre entre le distributeur d'électricité et le producteur d'électricité
D-2006-34	R-3579-2005	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2006-2007
D-2006-66	R-3549-2004 Phase 2	Demande relative à la modification des conditions des services de transport d'Hydro-Québec
D-2007-12	R-3610-2006	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2007-2008
D-2007-83	R-3622-2006	Demande d'Hydro-Québec pour l'approbation d'une entente globale cadre entre le distributeur d'électricité et le producteur d'électricité pour la période du 1 ^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2008
D-2008-024	R-3644-2007	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2008-2009
D-2009-015	R-3669-2008 Phase 1	Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec au 1 ^{er} janvier 2009
D-2009-016	R-3677-2008	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2009-2010
D-2009-107	R-3689-2009	Demande d'approbation d'une entente globale cadre pour la période du 1 ^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2013
D-2010-022	R-3708-2009	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2010-2011

D-2011-028	R-3740-2010	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2011-2012
D-2012-024	R-3776-2011	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2012-2013
D-2012-119	R-3814-2012	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2013-2014
D-2013-037	R-3814-2012	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2013-2014
D-2013-174	R-3854-2013	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015
D-2013-206	R-3861-2013	Demande d'approbation d'une entente globale cadre pour la période du 1 ^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2016
D-2014-034	R-3842-2013	Demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres et du mécanisme de traitement des écarts de rendement
D-2014-037	R-3854-2013 Phase 1	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015
D-2014-086	R-3875-2014	Demande d'approbation des amendements à l'entente de 2009 portant sur la suspension temporaire des livraisons de la centrale de TCE
D-2014-156	R-3891-2014	Demande relative aux options d'électricité interruptible
D-2014-160	R-3905-2014	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016
D-2015-013	R-3864-2013	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur
D-2015-018	R-3905-2014	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016
D-2015-031	R-3903-2014	Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1 ^{er} janvier 2015
D-2015-076	R-3879-2014 Phase 3	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des <i>Conditions de service et Tarif</i> de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2014

D-2015-120	R-3924-2015 Phases 1 et 2	Demande de Gazifère Inc. relative à la fermeture réglementaire des livres pour la période du 1 ^{er} janvier au 31 décembre 2014, à la fixation du taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire pour les années témoins 2016 et 2017, à l'approbation du plan d'approvisionnement et à la modification des tarifs à compter du 1 ^{er} janvier 2016
D-2015-129	R-3933-2015	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017
D-2015-145	R-3933-2015	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017
D-2015-150	R-3905-2014 Phase 2	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016 Phase 2 – Demande de mise en place d'un mécanisme de récupération des coûts liés à des événements imprévisibles en réseaux autonomes
D-2015-153	R-3933-2015	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2016-2017
D-2015-157	R-3934-2015	Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1 ^{er} janvier 2016
D-2015-179	R-3925-2015	Demande relative à l'utilisation de la centrale de TCE de Bécancour en période de pointe
D-2015-181	R-3879-2014 Phases 3 et 4	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des <i>Conditions de service et Tarif</i> de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2014
D-2015-189	R-3927-2015	Demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (US GAAP)
D-2015-212	R-3940-2015	Demande de modifications comptables réglementaires relatives au passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis
D-2016-003	R-3927-2015	Demande relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (US GAAP)
D-2016-029	R-3934-2015	Demande de modification des <i>Tarifs et conditions des services de transport</i> d'Hydro-Québec à compter du 1 ^{er} janvier 2016

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;
ACÉ :	Association canadienne de l'électricité;
APCHQ :	Association provinciale des constructeurs d'habitations du Québec;
APRA :	avantages postérieurs à la retraite autres que la retraite;
ARK :	Administration régionale Kativik;
BEIÉ :	Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques;
CACQ :	Coalition des associations de consommateurs du Québec;
CDSÉ :	Conditions de service d'électricité;
CER :	comptes d'écarts et de reports;
CE3É :	Chauffe-eau à trois éléments;
CFR :	compte de frais reportés;
CI :	clients institutionnels;
CNG :	compteurs de nouvelle génération;
COP :	coefficient de performance;
CSP :	Centre de services partagés;
DDR :	demande de renseignements;
DMC :	dépense de mauvaises créances;
EIA :	Energy Information Administration;
ETC :	équivalent temps complet;
FU :	facteur d'utilisation;
GDP :	gestion de la demande en puissance;
GES :	gaz à effet de serre;
IAS :	International Accounting Standards;
IC :	indice de continuité du service;
IFRS :	Normes internationales d'information financière;
IPC :	indice des prix à la consommation;
IREQ :	Institut de recherche d'Hydro-Québec;

LAD :	Lecture à Distance;
MFR :	ménages à faible revenu;
NPCC :	Northeast Power Coordinating Council Inc.;
OÉA :	option d'électricité additionnelle;
OLMHS :	obligations liées à la mise hors service d'immobilisations;
OMHK :	Office municipal d'habitation Kativik;
OSC :	Optimisation des systèmes clientèles;
PCGR :	principes comptables généralement reconnus;
PFM :	puissance à facturer minimale;
PGEÉ :	Plan global en efficacité énergétique;
PME :	petites et moyennes entreprises;
POEMM :	Projet ordonnancement des équipes mesure et maintenance;
PUEÉRA :	Programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes;
SALC :	services à la clientèle;
SCHL :	Société canadienne d'hypothèques et de logement;
SHQ :	Société d'habitation du Québec;
SIG :	Système d'information géoréférencé;
TAÉ :	tout-à-l'électricité;
TCTR :	test du coût total en ressources;
TDÉ :	tarif de développement économique;
TDT :	tarification différenciée dans le temps;
TI :	technologies de l'information;
TIC :	technologies de l'information et des communications;
TNT :	test de neutralité tarifaire;
TP :	test du participant;
TRCP :	taux de rendement des capitaux propres;
TSF :	Téléphonie sans fil;
US GAAP :	principes comptables généralement reconnus des États-Unis;
WTI :	West Texas Intermediate.

Abréviations et signes conventionnels

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

INTRODUCTION

[1] Le 30 juillet 2015, 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^o), 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 2016-2017.

[2] Le 5 août 2015, la Régie rend sa décision D-2015-129. 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 la demande tarifaire 2016-2017.

[3] Dans cette décision, la Régie demande également au Distributeur de déposer un complément de preuve sur les impacts des modifications de méthodes comptables découlant du passage aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis (ou US GAAP) sur ses revenus requis de 2016.

[4] Le 28 août 2015, la Régie rend sa décision procédurale interlocutoire D-2015-145. Elle ordonne au Distributeur de déposer une étude de balisage sur la rémunération globale, effectuée auprès des entreprises comparables, au plus tard le 1^{er} octobre 2015.

[5] Le 17 septembre 2015, la Régie rend sa décision D-2015-153 sur le suivi de sa décision D-2015-145, sur les demandes d'intervention, la demande de traitement confidentiel et l'échéancier de traitement du dossier. Par cette décision, elle reporte au 20 mai 2016 la date de dépôt de l'étude de balisage portant sur la rémunération globale et accueille la demande de traitement confidentiel soumise par le Distributeur.

[6] L'audience se tient du 4 au 17 décembre 2015. La Régie entame son délibéré le 17 décembre 2015.

[7] 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 2016-2017.

¹ RLRQ, c. R-6.01.

1. CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2016-2017 DU DISTRIBUTEUR

[8] Le 30 juillet 2015, lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur propose une hausse moyenne de 1,9 % 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 1,2 %². Cet ajustement tarifaire, applicable à compter du 1^{er} avril 2016, permettra au Distributeur de percevoir des revenus additionnels requis qu'il évalue à 194,5 M\$ pour l'année tarifaire 2016-2017³.

[9] Le Distributeur indique que la hausse tarifaire de 1,9 % est nécessaire pour récupérer la totalité du coût de service de 2016 attribuable principalement à l'impact des températures froides des deux derniers hivers. Au sortir de l'hiver 2014-2015, qui s'est avéré très rigoureux, à l'instar de celui de 2013-2014, les deux comptes liés aux impacts climatiques (*pass-on* et nivellement pour aléas climatiques) présentent respectivement des soldes élevés, le premier à récupérer de la clientèle et l'autre à remettre à la clientèle.

[10] Dans l'intérêt public et le respect du principe de stabilité tarifaire à long terme, le Distributeur propose de disposer exceptionnellement, dans les revenus requis de 2016, de la totalité des soldes relatifs aux impacts des températures froides des deux derniers hivers. En effet, selon les principes réglementaires reconnus par la Régie, une large part de ces soldes serait autrement amortie sur cinq ans.

[11] La présente demande tarifaire se distingue de celles des dernières années du fait qu'elle est établie selon les PCGR des États-Unis, alors que les dernières demandes tarifaires reposaient sur les Normes internationales d'information financière (IFRS). La demande initiale inclut un impact de -294,3 M\$⁴ en 2016 par rapport au montant autorisé en 2015 pour les revenus requis. Par ailleurs, si le Distributeur avait maintenu les méthodes comptables selon les IFRS, la hausse tarifaire demandée aurait été de 5,4 % pour l'ensemble de la clientèle et de 4,7 % pour la clientèle au tarif L⁵.

² Les clients industriels de grande puissance ne sont pas visés par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale.

³ Pièce B-0008, p. 6.

⁴ Pièce B-0099, p. 6, tableau R-1.1-D.

⁵ Pièce B-0064, p. 7.

[12] Le 23 novembre 2015, la Régie rend sa décision D-2015-189 sur les modifications de méthodes comptables découlant du passage aux PCGR des États-Unis dans laquelle elle accueille partiellement la demande du Distributeur. À la suite de cette décision, le Distributeur met à jour ses revenus requis de l'année témoin 2016. Cette mise à jour a pour effet de les augmenter de 62,5 M\$, soit un impact de 0,6 % sur la hausse tarifaire initialement demandée⁶.

[13] En audience, le 4 décembre 2015, le Distributeur met à jour certains paramètres, représentant une baisse totale de 85,5 M\$. Il demande donc une hausse moyenne révisée de 1,7 % de l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif L applicable uniquement aux grands clients industriels et pour lesquels la hausse tarifaire révisée serait de 1,0 %⁷.

[14] Cette hausse tarifaire, applicable à compter du 1^{er} avril 2016, permettra au Distributeur de percevoir des revenus additionnels requis qu'il évalue à 171,5 M\$ pour l'année tarifaire 2016-2017. Ce montant reflète une diminution des revenus des ventes totaux de 14,4 M\$ et une hausse des revenus requis (coût de service) du Distributeur de 157,1 M\$ par rapport au montant autorisé en 2015.

[15] Les revenus requis révisés et demandés par le Distributeur, détaillés au tableau suivant, totalisent 11 849,1 M\$ pour l'année témoin 2016.

TABLEAU 1
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS RÉVISÉS ET DEMANDÉS PAR LE DISTRIBUTEUR

<i>(en M\$)</i>	<i>2015 (D-2015-018)</i>	<i>2016 Année témoin</i>	<i>Écarts</i>	<i>Impacts températures froides</i>	<i>Impacts passage aux US GAAP</i>	<i>Impacts nets</i>
Achats d'électricité	5 907,8	6 232,8	325,0	223,1	15,3	86,6
Service de transport	2 783,9	2 813,2	29,3	0,0	(151,3)	180,6
Coût de distribution et des SALC	3 000,3	2 803,1	(197,2)	(59,0)	(95,8)	(42,4)
Coût de service	11 692,0	11 849,1	157,1	164,1	(231,8)	224,8

Sources : Pièce B-0008, p. 7 et pièce B-0145, p. 7 à 9.

⁶ Pièce B-0128, p. 6 et 7.

⁷ Pièce B-0145, p. 3.

[16] Les revenus requis révisés, et demandés par le Distributeur, sont en hausse de 157,1 M\$ pour l'année témoin 2016 par rapport au montant autorisé en 2015. Cette hausse est attribuable aux éléments suivants :

- Les impacts des températures froides des deux derniers hivers, qui se répercutent dans le coût de service par le truchement de la disposition des soldes de deux comptes d'écarts, représentent en 2016 une augmentation de 164,1 M\$ par rapport aux montants reconnus pour 2015.
- L'impact révisé des modifications des méthodes comptables découlant du passage aux PCGR des États-Unis⁸ représente une baisse de 231,8 M\$ par rapport au montant autorisé en 2015, conformément à la décision D-2015-189.
- En excluant les impacts des températures froides et du passage aux PCGR des États-Unis, le coût associé aux achats d'électricité est supérieur de 86,6 M\$ à celui reconnu par la Régie pour 2015. Cette augmentation de coût est attribuable principalement à la mise en service de projets de production électrique à partir d'énergie renouvelable et à l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale.
- Le service de transport intègre la facture pour la charge locale qui, en excluant l'impact du passage aux PCGR des États-Unis, est en hausse de 180,6 M\$ attribuable notamment aux nouvelles mises en service de projets de transport ainsi qu'à l'accroissement des charges nettes d'exploitation (tel que demandé dans le dossier R-3934-2015⁹).
- En excluant les impacts des températures froides et du passage aux PCGR des États-Unis, les principaux éléments expliquant une diminution de 42,4 M\$ par rapport au montant reconnu pour 2015 sont, notamment, les efforts d'efficiences du Distributeur découlant principalement du projet Lecture à Distance (Projet LAD).

⁸ Considère également la révision des durées de vie utile de certaines immobilisations corporelles.

⁹ Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2016.

[17] Pour 2016, les besoins totaux d'investissement du Distributeur se chiffrent à 682,4 M\$, dont une enveloppe de 529,2 M\$ consacrée à des projets de moins de 10 M\$, comparativement à une enveloppe de 550,9 M\$ autorisée par la Régie pour 2015. La réduction de 21,7 M\$ de l'enveloppe relative à ce type de projets découle, entre autres, de la réalisation de gains d'efficacité associés à une meilleure planification globale des besoins pour la maintenance et l'évolution du réseau, afin d'assurer la fiabilité de l'alimentation électrique.

[18] En 2016, le Distributeur demande de consacrer un montant de 135 M\$ à la réalisation d'interventions en efficacité énergétique qui se traduiront par 461 GWh d'économies d'énergie.

[19] Par ailleurs, le Distributeur souligne que le coût des mesures dont bénéficient les ménages à faible revenu (MFR), en 2016, se chiffre à 31,6 M\$¹⁰. Sur le plan de l'efficacité énergétique, le Distributeur consacrera 10 M\$, en 2016, afin d'aider les MFR à consommer plus efficacement l'électricité et réduire ainsi leur facture.

[20] En ce qui a trait aux tarifs d'électricité, le Distributeur propose cette année de hausser de façon uniforme les composantes des tarifs domestiques, compte tenu de la réflexion en cours avec les représentants de la clientèle et la Régie. Cette réflexion a pour objectif de revoir la stratégie pour les tarifs domestiques. Pour les tarifs généraux et industriel, la proposition du Distributeur est en continuité avec celle des années précédentes.

Changements et nouveautés de la demande tarifaire 2016-2017

[21] Le Distributeur indique que sa demande tarifaire 2016-2017 consiste, pour l'essentiel, en une actualisation des prévisions pour l'établissement du coût de service de 2016. Il énumère les principaux changements et nouveautés qui caractérisent la présente demande tarifaire¹¹.

¹⁰ La Régie note que la totalité du soutien financier accordé à la clientèle à faible revenu s'élève à 42,5 M\$, auquel s'ajoutent des coûts opérationnels de 8,2 M\$, représentant un montant global de 50,7 M\$ en 2016 (voir par. 472 et 475 de la présente décision).

¹¹ Pièce B-0009, p. 3.

[22] La Régie est d'avis que la liste de sujets et d'enjeux présentés par le Distributeur contribue à l'allègement réglementaire de la demande tarifaire. Cependant, elle constate que cette liste n'est pas exhaustive. Elle note, par exemple, que le retrait de la cible de 1,5 % de gains d'efficience en 2016 ne fait pas partie de cette liste de changements et de nouveautés.

[23] La Régie demande au Distributeur de s'assurer que la liste des changements et nouveautés qui caractériseront ses prochaines demandes tarifaires soit la plus complète possible.

[24] De plus, elle demande que, pour les changements de convention, de mesure ou de présentation, le Distributeur fournisse, lors du dépôt de la preuve initiale, la comparaison des impacts de la méthode actuelle par rapport à celle proposée.

2. SUIVIS DES MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

2.1 COLLABORATION AVEC LES ASSOCIATIONS DE CONSOMMATEURS

[25] La Régie comprend que les trois forums de collaboration avec les associations de consommateurs sont le groupe de travail sur les MFR (Groupe MFR), la Table de recouvrement et le Comité ad hoc pour la mise sur pied du nouveau Centre d'accompagnement¹².

[26] OC confirme qu'elle siège dorénavant à la Table de recouvrement avec les autres associations de consommateurs¹³.

[27] Les questions relatives au financement et au rôle des associations dans le Centre d'accompagnement sont reliées et sont traitées à la section 2.4 de la présente décision.

¹² Pièce C-OC-0015, p. 4, par. 9.

¹³ Pièce C-OC-0015, p. 4, par. 10.

2.2 ENTENTES DE PAIEMENT

Entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu

[28] Tel que proposé dans la demande tarifaire 2015-2016¹⁴, le Distributeur désire offrir une entente personnalisée de type B plus généreuse aux clients à très faible revenu, en introduisant une notion de taux d'effort sur le revenu afin de hausser la subvention à la consommation qui leur est accordée¹⁵.

[29] Le Distributeur indique que pour réaliser ce projet, des analyses de données internes doivent être faites afin de déterminer les caractéristiques des ménages qui n'arrivent pas à respecter une entente personnalisée de type B en raison de revenus insuffisants. Une analyse de données de Statistique Canada est également nécessaire pour évaluer le bassin de clients potentiels et déterminer de façon plus précise l'impact budgétaire de cette mesure pour le Distributeur¹⁶.

[30] En audience, en réponse à une question de l'UC sur l'état d'avancement du projet, le Distributeur informe la Régie que Statistique Canada a approuvé son projet d'étude sur le taux d'effort. Ainsi, il espère pouvoir déposer des études au Groupe MFR d'ici la fin du premier trimestre de 2016, afin qu'il soit possible de faire avancer le projet rapidement¹⁷.

[31] OC demande que le Distributeur dépose les résultats des études et analyses effectuées lors de la demande tarifaire 2017-2018¹⁸.

[32] Interrogé par l'UC quant à la possibilité qu'il puisse commencer à appliquer cette mesure avant la demande tarifaire 2017-2018, le Distributeur indique que si la Régie le souhaite, il pourrait implanter un projet pilote et en présenter les résultats lors de la demande tarifaire 2017-2018¹⁹.

¹⁴ Dossier R-3905-2014, pièce B-0125, p. 9.

¹⁵ Pièce B-0012, p. 6.

¹⁶ *Ibid.*

¹⁷ Pièce A-0043, p. 49 et 50.

¹⁸ Pièce C-OC-0015, p. 5, par. 14.

¹⁹ Pièce A-0043, p. 50 et 51.

[33] L'UC se montre favorable à cette offre et demande à la Régie d'en prendre acte, étant donné que le Distributeur s'attend à obtenir sous peu les données requises pour ce projet²⁰.

[34] L'UC demande également à la Régie de recommander au Distributeur d'élargir le seuil d'admissibilité des ménages à ce type de mesure²¹.

[35] La Régie prend acte du fait que le Distributeur déposera au Groupe MFR les résultats des études et analyses effectuées dès qu'ils seront disponibles.

[36] Également, la Régie prend acte de l'offre du Distributeur d'implanter un projet pilote pour son offre d'entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu et de lui en faire rapport dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018. Elle examinera alors la question du seuil d'admissibilité.

Effacement graduel de la dette

[37] Tel que proposé dans le dossier R-3905-2014²², le Distributeur désire radier une portion des sommes dues, au fur et à mesure des versements effectués par le client à l'entente personnalisée, afin de l'encourager à se rendre au terme de l'entente²³.

[38] L'UC s'est informée des possibilités d'implantation de la mesure d'effacement graduel de la dette avant la demande tarifaire 2017-2018. Le Distributeur explique que cette mesure aura un impact majeur sur la dépense de mauvaises créances (DMC)²⁴.

[39] Le Distributeur indique qu'il prévoit connaître l'impact financier de la mesure d'effacement graduel de la dette au plus tard au mois de mai 2016²⁵. Il ajoute qu'il n'aura pas besoin de faire un projet pilote avant d'implanter cette mesure, une fois que les aspects techniques et opérationnels auront été réglés²⁶.

²⁰ Pièce C-UC-0021, p. 8.

²¹ *Ibid.*

²² Dossier R-3905-2014, pièce B-0125, p. 9.

²³ Pièce B-0012, p. 7.

²⁴ Pièce A-0043, p. 55 à 59.

²⁵ Pièce B-0043, p. 58.

²⁶ Pièce A-0043, p. 132.

[40] Le Distributeur prévoit soumettre une demande en temps opportun, de façon à favoriser une mise en application rapide de la mesure²⁷.

[41] La Régie prend acte du fait que le Distributeur déposera, en temps opportun, une demande relative à la mesure d'effacement graduel de la dette, de façon à en favoriser une mise en application rapide.

Modifications à l'entente optimale et seuil de 120 %

[42] Le Distributeur a fait certains ajouts aux modalités de l'entente optimale qui est destinée aux clients qui ne sont pas à faible revenu²⁸.

[43] L'UC reconnaît les améliorations apportées aux ententes optimales, mais constate que ces mesures ne sont pas suffisamment élargies pour faciliter et permettre le paiement d'une dette importante²⁹.

[44] En conséquence, l'intervenante recommande, dans le cadre des ententes de paiement, que des conditions davantage adaptées à la capacité de payer des ménages à budget modeste soient élaborées par le Distributeur³⁰.

[45] Au sujet des ententes personnalisées de type A, l'UC soutient qu'elles pourraient être étendues au-delà du seuil de 120 %³¹.

[46] Dans sa décision D-2015-018, la Régie estimait que :

« [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 »³².

²⁷ Pièce A-0043, p. 134.

²⁸ Pièce B-0026, p. 19 et 20.

²⁹ Pièce C-UC-0021, p. 9.

³⁰ *Ibid.*

³¹ Pièce C-UC-0021, p. 6.

³² Décision D-2015-018, p. 29.

[47] **La Régie invite le Distributeur et les associations de consommateurs à poursuivre leurs discussions sur ces sujets.**

2.3 INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[48] Le budget 2016-2017 du Distributeur pour les interventions en efficacité énergétique destinées spécifiquement aux MFR s'élève à 10 M\$³³. L'ensemble des volets des programmes actuels se poursuivront en 2016.

[49] Le Distributeur veut offrir un meilleur arrimage des interventions auprès de cette clientèle afin de faciliter l'accès à une gamme de services intégrés, par l'intermédiaire d'un guichet de service unique et dédié. Le Distributeur, le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ) et les intervenants du milieu coordonneront leurs actions et mettront sur pied un centre d'accompagnement dédié à cette clientèle (le Centre d'accompagnement MFR).

[50] En 2016, le Distributeur, le BEIÉ et les intervenants du milieu comptent utiliser les services d'un prestataire intégrateur qui proposera à cette clientèle les mesures de recouvrement et les mesures en efficacité énergétique afin de réduire leur facture d'électricité, d'augmenter leur confort et d'obtenir toute la gamme de services adaptés à leur situation financière.

[51] Les principales mesures en efficacité énergétique envisagées dans le cadre de cette approche sont : un diagnostic de la consommation, le calfeutrage, l'installation de thermostats électroniques, de produits économiseurs d'eau et d'énergie, d'ampoules DEL, le remplacement de réfrigérateurs énergivores ainsi qu'un volet éducatif en matière de comportements efficaces énergétiquement. Les propriétaires occupants bénéficieront également de mesures structurantes touchant l'enveloppe du bâtiment.

³³ Pièce B-0042, p. 13 et 14.

[52] **La Régie prend acte des interventions du Distributeur en efficacité énergétique destinées aux MFR et de la nouvelle approche visant à offrir, au moyen d'un guichet unique, un meilleur service à cette clientèle.**

2.4 HARMONISATION DES SERVICES POUR LES MFR

Centre d'accompagnement MFR

[53] Le Distributeur a proposé aux associations de consommateurs un financement basé sur la rémunération à l'acte pour leur participation au Centre d'accompagnement MFR, qu'elles ont refusé³⁴. L'UC et la Coalition des associations de consommateurs du Québec (CACQ)³⁵ ont acheminé une proposition commune au Distributeur le 9 décembre 2015³⁶.

[54] Au sujet du rôle des associations de consommateurs, OC comprend que le Distributeur a l'intention d'aller en appel d'offres pour s'adjoindre les services d'un prestataire et d'agents livreurs et qu'un des critères de sélection important sera l'expérience acquise auprès des MFR³⁷.

[55] Le Distributeur vise à définir un cadre d'entente pour sa collaboration avec les associations, assorti d'un guichet privilégié où pourraient être traités les cas d'exception³⁸.

[56] L'UC s'inquiète de la possibilité que le Centre d'accompagnement MFR soit à l'externe d'Hydro-Québec, parce qu'elle estime qu'on y perdrait une expertise. De plus, l'intervenante craint d'être placée en situation de conflit d'intérêt avec sa mission³⁹.

³⁴ Pièce A-0043, p. 33.

³⁵ Cette coalition regroupe, entre autres, plusieurs ACEF, mais ni OC, ni l'UC. Voir leur site web : <http://defensedesconsommateurs.org/>.

³⁶ Pièce A-0056, p. 23 et pièce C-OC-0015, p. 5.

³⁷ Pièce C-OC-0015, p. 5, par. 15.

³⁸ Pièce A-0043, p. 62.

³⁹ Pièce A-0056, p. 13 et 14.

[57] OC est d'avis qu'il est prématuré de conclure qu'il y aura nécessairement conflit d'intérêt, puisque le Distributeur s'est montré ouvert à la mise en place d'aménagements qui répondraient aux préoccupations des associations de consommateurs⁴⁰.

[58] La Régie encourage le Distributeur et les associations de consommateurs à poursuivre leurs discussions quant au mode de participation au Centre d'accompagnement MFR.

2.5 STRATÉGIE TARIFAIRE

[59] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur certaines orientations devant servir d'assise à la réforme de la structure des tarifs résidentiels. Le Distributeur déposera, dans sa demande tarifaire 2017-2018, les propositions conformes à ces orientations, incluant leurs modalités d'application.

[60] Parmi ces orientations, deux propositions toucheront les MFR, soit le remplacement de la redevance par une facture minimale ainsi que la hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie en réseau intégré. Ces mesures sont présentées aux sections 20.1 et 20.2 de la présente décision.

2.6 CONCLUSION

[61] En conclusion, la Régie demande au Distributeur de déposer, à compter de sa demande tarifaire 2017-2018, un rapport présentant le bilan des diverses activités et mesures visant à soutenir les MFR.

⁴⁰ Pièce C-OC-0005, p. 6, par. 17.

3. EFFICIENCE ET PERFORMANCE

3.1 ÉVALUATION DES INDICATEURS D'EFFICIENCE EN TERMES DE COÛTS

[62] Les indicateurs de coûts présentés par le Distributeur sont utilisés par la Régie pour évaluer l'évolution pluriannuelle des charges d'exploitation, de même que le niveau des revenus requis pour l'année tarifaire 2016-2017.

[63] En utilisant l'ensemble des résultats des indicateurs de coûts présentés en preuve, la Régie analyse, de manière globale, la performance du Distributeur quant au contrôle de ses coûts.

Objectif du Distributeur

[64] Le Distributeur se fixe comme objectif de performance de contenir, sur une période mobile de cinq ans, la croissance annuelle moyenne des indicateurs de coûts sous le niveau de l'inflation, tout en conservant globalement le même niveau de qualité de service⁴¹.

[65] La Régie analyse à court et long termes les résultats des 12 indicateurs de coûts présentés par le Distributeur⁴². Pour la période 2012-2016, la croissance annuelle moyenne de l'ensemble des indicateurs est de -0,4 %, alors que le taux d'inflation moyen sur la même période s'établit à 1,4 %⁴³.

[66] Néanmoins, la Régie souligne que la performance du Distributeur est fortement marquée par les modifications apportées aux méthodes comptables à la suite du passage aux PCGR des États-Unis⁴⁴. En effet, si les résultats projetés pour l'année 2016 avaient été présentés selon les IFRS, la performance du Distributeur aurait été nettement moins bonne⁴⁵. Ce changement de normes a eu un impact important sur tous les indicateurs « Coût total par », puisqu'ils ont notamment pour intrants les charges de retraite et

⁴¹ Pièce B-0013, p. 9.

⁴² Pièce B-0068, p. 9 et 10.

⁴³ Pour 2015, la Régie utilise les données de l'année de base.

⁴⁴ Voir dossier R-3927-2015.

⁴⁵ Pièce B-0068, p. 11.

d'amortissement, toutes deux fortement influencées par les modifications aux méthodes comptables.

[67] Par ailleurs, à court terme, la Régie constate que la croissance annuelle 2014-2015 pour l'ensemble des indicateurs de coûts est de 5,5 %, ce qui équivaut à plus de quatre fois le taux d'inflation, qui est de 1,3 %, sur cette période. L'efficience devrait s'améliorer en 2016 par rapport à 2015 (-3,4 %), mais les résultats de l'année de base représentent, de loin, la moins bonne performance annuelle du Distributeur en termes de contrôle des coûts au cours de la période 2012-2016⁴⁶.

[68] Considérant l'ensemble des résultats, la Régie constate que le Distributeur devrait atteindre l'objectif qu'il s'est fixé de contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs de coûts sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans, qui est, dans le cas présent, la période 2012-2016.

[69] Cependant, la Régie constate aussi que cette performance du Distributeur en matière de contrôle des coûts est grandement influencée par les modifications apportées aux méthodes comptables à la suite du passage aux PCGR des États-Unis, de même qu'aux modifications des durées de vie utiles des immobilisations, qui améliorent les résultats des indicateurs de coûts pour l'année témoin 2016. Ainsi, une part des gains d'efficience attendus par la Régie ne résulte pas d'actions de gestion courante ou d'actions structurantes entreprises par le Distributeur.

[70] La Régie juge donc que la performance du Distributeur en matière de contrôle des coûts peut être améliorée et elle s'attend, en conséquence, à de meilleurs résultats en 2016.

Prévisions et résultats réels des indicateurs d'efficience

[71] Dans le cadre de l'évaluation de l'efficience du Distributeur, la Régie compare les résultats des indicateurs de coûts prévus par le Distributeur aux résultats réels obtenus de 2011 à 2015⁴⁷, tel que présenté au tableau suivant.

⁴⁶ Dans la décision tarifaire de l'année dernière, la Régie émettait une mise en garde à l'effet que l'efficience du Distributeur était sujette à diminuer à court terme, compte tenu des plus récents résultats des indicateurs de coûts (décision D-2015-018, p. 35).

⁴⁷ Pour 2015, prévision 4 mois réels et 8 mois projetés.

TABLEAU 2
ÉCART DE PRÉVISIONS – INDICATEURS DE COÛTS DU DISTRIBUTEUR

<i>Résultats réels moins résultats prévus (%)</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>	<i>Moyenne 2011-2015</i>	<i>Médiane 2011-2015</i>
Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	-3,2%	-5,1%	-6,2%	-3,9%	-2,9%	-4,2%	-3,9%
CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	-4,7%	-6,9%	-11,0%	-4,8%	-3,1%	-6,1%	-4,8%
IEN (\$) par abonnement	-0,8%	-2,9%	-1,3%	-1,7%	-0,7%	-1,5%	-1,3%
Coût total SALC (\$) par abonnement	1,0%	-8,3%	-9,2%	0,9%	5,2%	-2,1%	0,9%
CEN SALC (\$) par abonnement	-2,0%	-11,3%	-12,7%	-5,0%	2,2%	-5,8%	-5,0%
Coût total Distribution (\$) par abonnement	-4,1%	-4,1%	-5,7%	-5,3%	-4,3%	-4,7%	-4,3%
CEN Distribution (\$) par abonnement	-6,0%	-3,6%	-9,7%	-4,7%	-5,6%	-5,9%	-5,6%
Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	-3,0%	-5,1%	-5,3%	-4,5%	-2,2%	-4,0%	-4,5%
CEN Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	-4,2%	-6,8%	-11,1%	-6,0%	-2,8%	-6,2%	-6,0%
CEN Distribution (¢) par kWh normalisé transité par le réseau	-5,7%	-4,3%	-10,0%	-1,7%	-4,2%	-5,2%	-4,3%
Coût total Distribution (k\$) par km de réseau	-5,3%	-5,4%	-5,7%	-5,1%	-4,7%	-5,3%	-5,3%
IEN (k\$) par km de réseau	-1,9%	-4,0%	-1,8%	-1,7%	-0,7%	-2,0%	-1,8%
ÉCART MOYEN POUR L'ENSEMBLE DES INDICATEURS	-3,3%	-5,7%	-7,5%	-3,6%	-2,0%	-4,4%	-3,8%
ÉCART - TAUX D'INFLATION	0,9	-0,5	-1,1	0,0	-1,5	-0,4	-0,5

Sources : Pièce B-0068, p. 9; dossier R-3905-2014, pièce B-0081, p. 8.

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

[72] Pour la période 2011-2015, la Régie constate que les résultats réels des indicateurs de coûts sont inférieurs à ceux projetés par le Distributeur, pour chacune des années de cette période de cinq ans. En effet, les coûts par abonnement, par kilowattheure ou par kilomètre de réseau sont en moyenne inférieurs de 4,4 % à ceux prévus par le Distributeur sur la période 2011-2015.

[73] Le calcul de la médiane renforce ce constat, alors que, par définition, 50 % des résultats réels sont inférieurs de 3,8 % ou plus par rapport aux prévisions de résultats d'indicateurs de coûts du Distributeur sur cette période.

[74] La Régie considère que le Distributeur a tendance à sous-estimer, de façon récurrente, sa capacité à générer des gains d'efficacité dans ses opérations et processus d'affaires. Ceci conduit, d'une année à l'autre, à une surestimation de ses charges, qu'elles soient par abonnement, par kilowattheure ou par kilomètre de réseau.

[75] **Considérant ce qui précède, la Régie juge que les coûts de distribution et des services à la clientèle (SALC) demandés par le Distributeur pour l'année témoin 2016 sont trop élevés, tenant compte de l'efficience encore possible.**

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

[76] Les indicateurs de qualité de service présentés par le Distributeur sont utilisés par la Régie pour évaluer le niveau et l'évolution de la qualité de service offerte par le Distributeur d'une année à l'autre.

[77] Utilisant l'ensemble des résultats des indicateurs de qualité de service présentés en preuve, la Régie analyse la performance du Distributeur dans les grands domaines suivants : satisfaction de la clientèle, fiabilité du service électrique, alimentation électrique, service à la clientèle et sécurité.

[78] Le Distributeur précise 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 de coûts sous le niveau d'inflation⁴⁸. Pour ce faire, il met en œuvre certaines initiatives basées, notamment, sur les besoins et les attentes de ses différents clients⁴⁹.

[79] Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de qualité de service de 2010 à 2014, correspondant à une période mobile de cinq ans, en plus des résultats du premier semestre de 2015⁵⁰.

[80] Le Distributeur considère que la satisfaction de la clientèle résidentielle a subi un certain recul au cours de la dernière année, qui s'explique notamment par la dernière hausse tarifaire, la couverture médiatique touchant le déploiement des compteurs de nouvelle génération (CNG) et l'impact sur la facture d'un hiver très froid⁵¹.

⁴⁸ Pièce B-0013, p. 9.

⁴⁹ Pièce B-0013, p. 6 et 7.

⁵⁰ Pièce B-0013, p. 15.

⁵¹ Pièce A-0038, p. 225 et 226 et pièce B-0013, p. 15 et 16.

[81] Du côté de la satisfaction des clients Grands comptes et Affaires-autres, le Distributeur indique que l'indice s'améliore légèrement de 2013 à 2014. Quant à la satisfaction des clients Grande puissance, le Distributeur mentionne que l'indice se maintient au même niveau en 2014 qu'en 2013, après avoir enregistré des baisses successives au cours des dernières années.

[82] Au niveau de la fiabilité de service, le Distributeur indique que peu d'événements ont affecté le réseau en 2014 et que les résultats de 2015 semblent se situer dans la moyenne des cinq dernières années.

[83] Au plan de l'alimentation électrique, le Distributeur souligne, entre autres, que l'augmentation des délais moyens de prolongement de réseau en aérien et en souterrain sur la période 2012-2014 est grandement attribuable aux clients. Néanmoins, il ajoute que des actions sont prises afin, notamment, d'alléger les activités sous la responsabilité de chacun des clients⁵².

[84] Quant aux SALC, le Distributeur reconnaît que le délai moyen de réponse téléphonique s'est détérioré de 2014 à 2015, mais que diverses mesures sont mises en place afin d'améliorer ce résultat.

[85] SÉ-AQLPA déplore la baisse du niveau de service à la clientèle offert aux clients résidentiels par le Distributeur, notamment les longs temps d'attente téléphonique et les nombreux appels manqués. Pour l'intervenant, la baisse notée dans la qualité de service offerte par le Distributeur s'explique par les réductions budgétaires qui ont affecté le service à la clientèle ces dernières années⁵³.

[86] L'UC constate que « [...] depuis 2005, on note une détérioration soutenue du DMR [délai moyen de réponse téléphonique], notamment pour la clientèle résidentielle. Celui-ci est passé de 43 secondes en 2005 à 235 secondes en 2015, une augmentation de 447 % en 10 ans » [notes de bas de page omises]⁵⁴. En conséquence, l'intervenante demande que le Distributeur dépose à la Régie un plan détaillé d'amélioration du délai moyen de réponse téléphonique.

⁵² Pièce B-0013, p. 17.

⁵³ Pièce C-SÉ-AQLPA-0010, p. 11.

⁵⁴ Pièce C-UC-0008, p. 36.

[87] La Régie constate que, bien que de nombreux indicateurs de qualité de service présentent des améliorations à court et long termes, la satisfaction des clients, toutes catégories confondues, se détériore globalement d'une année à l'autre.

[88] La Régie souligne qu'à court terme, le Distributeur doit remédier à l'augmentation des délais de prolongement de réseau, notamment en aérien. Aussi, des améliorations devront être rapidement effectuées du côté des délais de réponses téléphoniques, qui se prolongent d'une année à l'autre, de même qu'à l'égard du nombre d'appels manqués.

[89] Face à ces constats, la Régie juge que le Distributeur ne peut se contenter de maintenir la qualité du service qu'il offre à ses différentes clientèles. En effet, il doit plutôt l'améliorer de manière constante.

[90] La Régie considère que le Distributeur doit être davantage à l'écoute de ses clients afin de satisfaire leurs attentes et besoins respectifs. Il doit mieux comprendre leur réalité et s'y adapter, en poursuivant l'amélioration de ses pratiques d'affaires pour hausser la qualité de son service à court et long termes. Le Distributeur doit ainsi faire preuve d'un engagement continu à l'égard de ses clients.

[91] Enfin, la Régie note qu'une part de l'insatisfaction des clients du Distributeur réside notamment dans les hausses tarifaires des dernières années. Il est donc important que l'amélioration de la qualité du service soit réalisée, au plan des ressources, par des gains d'efficience au niveau des charges d'exploitation plutôt que par des hausses de coûts.

3.3 RÉVISION DES INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE

[92] Dans sa décision D-2015-018, la Régie demandait au Distributeur d'ajouter les indicateurs de qualité de service suivants :

- « Nombre de courriels par clients »;
- « Taux de résolution au premier appel »;
- « Taux d'abandon téléphonique »⁵⁵.

⁵⁵ Décision D-2015-018, p. 42 et 48.

[93] Au présent dossier, la Régie constate que le Distributeur a introduit les trois indicateurs demandés à l'ensemble des indicateurs de qualité de service et a compilé leurs résultats.

[94] La Régie demandait également au Distributeur de revoir les définitions de certains indicateurs et de rencontrer les intervenants intéressés, afin d'améliorer l'offre d'indicateurs de qualité de service qui soient significatifs pour évaluer adéquatement la performance du Distributeur en la matière⁵⁶.

[95] La Régie analyse donc ci-après les propositions du Distributeur et des intervenants d'ajouts ou de retraits d'indicateurs de qualité de service.

Ajout de l'indicateur « Nombre de contacts Web par client » et retrait de l'indicateur « Nombre de courriels par client »

[96] Le Distributeur propose d'ajouter un indicateur qui mesure l'utilisation que fait un client de l'Espace Client et des autres services Web, soit le nombre de formulaires Web reçus, le nombre de transactions Web et le nombre de courriels libres. L'indicateur exclut cependant les contacts Web informationnels, comme la consultation du portrait de consommation dans l'Espace Client⁵⁷.

[97] Par ailleurs, le Distributeur est d'avis que l'indicateur « Nombre de courriels par client » ne mesure pas adéquatement ses efforts d'amélioration du service à la clientèle. En conséquence, il demande son retrait de la liste d'indicateurs de qualité de service, vu que le nombre de courriels par client serait désormais inclus dans le nouvel indicateur proposé.

[98] La FCEI est d'avis que le nouvel indicateur proposé par le Distributeur ne devrait pas être retenu par la Régie. L'intervenante considère que les résultats de l'indicateur seraient difficiles à interpréter sans connaître l'évolution de chacune de ses trois sous-composantes.

⁵⁶ Décision D-2015-018, p. 45 et 48.

⁵⁷ Pièce B-0013, p. 12 et 13.

[99] La FCEI ajoute que « [m]esurer l'ensemble des efforts déployés par le Distributeur ne dit que peu de choses sur l'impact de ces efforts sur la qualité de service et la satisfaction des clients »⁵⁸. Pour l'intervenante, les indicateurs doivent avant tout mesurer la satisfaction des clients plutôt que l'utilisation des ressources mises en place.

[100] La FCEI conclut que l'indicateur « Nombre de courriels par client », qui mesure indirectement la satisfaction des clients envers le libre-service, doit être conservé.

[101] L'UMQ est d'accord avec les propositions d'ajout et de retrait du Distributeur, en soulignant être favorable, de façon générale, à l'introduction d'indicateurs qui soient davantage en lien avec l'expérience client offerte, comme le nombre de consultations sur le site Web et le nombre de transactions réalisées via l'Espace Client.

[102] Néanmoins, l'UMQ aurait souhaité que le nouvel indicateur inclue également le nombre de contacts Web informationnels⁵⁹.

[103] La Régie est d'avis que l'indicateur « Nombre de contacts Web par client » trace un lien avec l'expérience client offerte, notamment en termes d'implantation de nouvelles technologies de service à la clientèle. Tel qu'indiqué l'année dernière dans sa décision D-2015-018, elle considère qu'il y a lieu d'introduire des indicateurs qui mesurent directement les efforts déployés par le Distributeur pour améliorer et moderniser l'expérience client offerte.

[104] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'introduire l'indicateur « Nombre de contacts Web par client ». Toutefois, elle considère que le nombre de contacts Web informationnels devrait être inclus, comme le suggère l'UMQ, tandis que le nombre de courriels libres devrait en être exclus, puisque leur nombre, d'environ 46 000, serait noyé dans environ 2 500 000 données (transactions Web + informations Web)⁶⁰.

⁵⁸ Pièce C-FCEI-0015, p. 17.

⁵⁹ Pièce C-UMQ-0008, p. 9 et 10.

⁶⁰ Pièce B-0068, p. 12 et 13.

[105] **En conséquence, puisque la Régie accepte l'introduction de l'indicateur « Nombre de contacts Web par client », elle autorise l'abandon de l'indicateur « Nombre de courriels par client ».**

Remplacement de l'indicateur « Délai moyen de raccordement – Distributeur » par l'indicateur « Délai moyen de raccordement simple en aérien »

[106] Le Distributeur propose de remplacer l'indicateur « Délai moyen de raccordement - Distributeur » par l'indicateur « Délai moyen de raccordement simple en aérien », qui consiste à mesurer le nombre de jours entre la date de réception de la demande et la mise en service pour les demandes de raccordements simples en réseau aérien, excluant les délais attribuables aux clients⁶¹.

[107] Le Distributeur indique que les raccordements simples en aérien représentent plus de 50 % des demandes d'alimentation, alors que les autres demandes sont considérées moins courantes ou ont un cycle de traitement différent.

[108] Par ailleurs, le Distributeur précise que l'ensemble des demandes de raccordement était pris en compte par l'indicateur dont il demande le remplacement.

[109] L'UMQ souhaite qu'autant les demandes de raccordement complexes que les demandes simples soient suivies et mesurées. Elle estime que « *la qualité du service doit pouvoir se mesurer sur un ensemble représentatif d'actions* »⁶² et non seulement sur la moitié d'entre elles.

[110] Ainsi, l'UMQ recommande de rejeter l'indicateur tel que proposé par le Distributeur, d'autant plus qu'elle demande à ce que les délais moyens de raccordement soient ventilés par régions administratives et par trimestres.

[111] La Régie considère que le nouvel indicateur proposé par le Distributeur est plus simple à interpréter, plus précis que l'indicateur qu'il remplace et permet de mieux mesurer la performance du Distributeur au niveau de l'alimentation électrique.

⁶¹ Pièce B-0013, p. 13 et 30.

⁶² Pièce C-UMQ-0008, p. 10.

[112] Cependant, comme le souligne l'UMQ, la Régie note que ce nouvel indicateur ne se rapporte qu'à 50 % des demandes de raccordement que reçoit le Distributeur. Le portrait d'ensemble de la performance du Distributeur en ce qui a trait aux raccordements n'est alors pas complet.

[113] **La Régie accepte la proposition du Distributeur de remplacer l'indicateur « Délai moyen de raccordement – Distributeur » par l'indicateur « Délai moyen de raccordement simple en aérien ». Néanmoins, elle lui demande d'ajouter, pour la demande tarifaire 2017-2018, un indicateur complémentaire calculant le délai moyen de raccordement complexe.**

Ajout des indicateurs « Délai moyen de prolongement de réseau aérien / Délai d'attente client » et « Délai moyen de prolongement de réseau souterrain / Délai d'attente client » et retrait de l'indicateur « Taux de réalisation des demandes dans les délais convenus »

[114] Le Distributeur donne suite à la décision D-2015-018 dans laquelle la Régie demandait de conserver l'indicateur « Taux de réalisation des demandes dans les délais convenus », mais de revoir sa définition et de raffiner son calcul, compte tenu des commentaires de l'Association provinciale des constructeurs d'habitations du Québec (APCHQ) et de l'UMQ⁶³.

[115] Le Distributeur propose ainsi deux nouveaux indicateurs de prolongement de réseau qui mesurent chacun le nombre de jours, incluant les délais attribuables au client, entre la date de réception d'une demande de prolongement de réseau en aérien ou en souterrain de la part d'un promoteur et la mise en service par le Distributeur. Par ailleurs, les nouveaux indicateurs présentent séparément, en nombre de jours, les délais moyens attribuables aux clients⁶⁴.

[116] En conséquence, le Distributeur propose le retrait de l'indicateur « Taux de réalisation des demandes dans les délais convenus ».

⁶³ Décision D-2015-018, p. 44 et 45.

⁶⁴ Pièce B-0013, p. 30 et 31.

[117] L'UMQ suggère de comparer les résultats des deux nouveaux indicateurs à ceux enregistrés par d'autres entreprises d'utilité publique visées par les mêmes projets de prolongement afin d'évaluer, de manière comparative, la performance du Distributeur en matière de délais de prolongement de réseau. À cet égard, l'intervenante souhaite en discuter avec le Distributeur afin d'en évaluer la faisabilité et la teneur⁶⁵.

[118] La Régie considère que les nouveaux indicateurs proposés par le Distributeur répondent aux préoccupations émises l'année dernière dans sa décision D-2015-018, puisqu'ils captent davantage la réalité vécue sur le terrain par les promoteurs résidentiels.

[119] La Régie accepte les propositions d'ajouts et de retrait du Distributeur. Néanmoins, elle lui demande de rencontrer les représentants de l'UMQ afin d'examiner la possibilité de présenter, dans le cadre d'une prochaine demande tarifaire, des indicateurs comparés de délais moyens de prolongement de réseau en aérien et en souterrain.

Révision des indices de satisfaction de la clientèle

[120] Développés en 1992, les indices de satisfaction de la clientèle utilisés par le Distributeur mesurent, à l'aide de sondages, la perception globale de la clientèle envers Hydro-Québec. Le Distributeur a donc entrepris des démarches afin d'améliorer la méthodologie et la significativité de la mesure de la satisfaction de la clientèle⁶⁶.

[121] Le Distributeur a pour objectif d'évaluer quatre dimensions de la satisfaction de la clientèle, soit la qualité et la continuité du service, la facturation, la gestion de la consommation et le service à la clientèle⁶⁷.

[122] Le Distributeur ajoute qu'il prévoit déployer complètement cette nouvelle méthodologie d'évaluation de la satisfaction de la clientèle en 2016.

⁶⁵ Pièce C-UMQ-0008, p. 11.

⁶⁶ Pièce B-0013, p. 14.

⁶⁷ Pièce B-0075, p. 17 et 18.

[123] SÉ-AQLPA recommande que le Distributeur fasse rapport, lors de la demande tarifaire 2017-2018, sur les actions entreprises au cours de la prochaine année pour améliorer la qualité de la mesure de la satisfaction de la clientèle⁶⁸. L'intervenant considère que la mesure de la satisfaction de la clientèle doit refléter de manière la plus juste possible toutes les préoccupations des clients.

[124] L'UMQ se dit satisfaite de la démarche entreprise par le Distributeur afin de raffiner les indices de satisfaction de la clientèle. L'intervenante demande, par ailleurs, que les indices développés par le Distributeur soient ventilés par types de clientèles et par régions⁶⁹. Toutefois, le Distributeur répond qu'il n'y a pas de représentativité possible par région qui soit statistiquement significative, puisque la satisfaction des clients est mesurée à partir d'un échantillon de clients répartis à travers la province⁷⁰.

[125] La Régie prend note de la démarche d'amélioration de la méthodologie d'établissement des indices de satisfaction de la clientèle entreprise par le Distributeur, de même que des commentaires de SÉ-AQLPA à cet égard. Dans le cadre de cette démarche, elle demande au Distributeur d'établir, à compter de la demande tarifaire 2017-2018, une présentation des résultats qui soit segmentée par dimensions du service offert ainsi que par types de clientèles.

Ajout d'un indice de satisfaction de la clientèle relatif aux demandes d'alimentation (raccordements et prolongements de réseau)

[126] Le Distributeur indique avoir eu des discussions avec des représentants de l'APCHQ sur la possibilité d'introduire un indice de satisfaction de la clientèle relatif aux demandes d'alimentation (raccordements et prolongements de réseau). Il ajoute que la réflexion est toujours en cours à cet égard⁷¹.

[127] Pour sa part, l'UPA demande à la Régie d'inciter le Distributeur à développer un indice de satisfaction de la clientèle agricole relatif aux demandes de raccordement⁷².

⁶⁸ Pièce C-SÉ-AQLPA-0018, p. 30.

⁶⁹ Pièce C-UMQ-0008, p. 11.

⁷⁰ Pièce A-0043, p. 76.

⁷¹ Pièce B-0013, p. 14.

⁷² Pièce C-UPA-0008, p. 18.

[128] **La Régie prend note des démarches du Distributeur quant à l'introduction d'un indice de satisfaction de la clientèle relatif aux demandes d'alimentation (raccordements et prolongements de réseau). À cet égard, elle demande au Distributeur de poursuivre en 2016 les discussions avec les représentants de l'APCHQ et de rencontrer également les représentants de l'UMQ et de l'UPA.**

[129] **La Régie demande également au Distributeur de présenter les résultats de ces discussions dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018.**

Proposition de l'UPA et du GRAME de segmenter les indices de continuité

[130] Dans sa décision D-2015-018, la Régie demandait « *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* »⁷³.

[131] Le Distributeur mentionne que des discussions ont eu lieu à ce sujet avec les représentants de l'UPA. Toutefois, il considère que l'élaboration d'indices de continuité segmentés n'est pas possible puisqu'il « *n'y a pas de différences statistiques pour les clients agricoles par rapport aux autres clients qui sont situés dans les mêmes zones géographiques que l'UPA* »⁷⁴.

[132] Le Distributeur ajoute qu'il aurait été convenu avec les représentants de l'UPA de plutôt étudier, en comité de liaison, des cas particuliers de problèmes de fiabilité de service et de les traiter sur une base individuelle.

[133] L'UPA réplique que les discussions avec le Distributeur ne sont pas terminées à ce sujet et que certaines informations additionnelles demandées au Distributeur sont toujours attendues. L'intervenante ne peut rien conclure pour le moment⁷⁵.

⁷³ Décision D-2015-018, p. 48.

⁷⁴ Pièce A-0043, p. 81.

⁷⁵ Pièce A-0056, p. 232 et 233.

[134] La Régie demande au Distributeur de poursuivre les discussions avec les représentants de l'UPA afin d'étudier la possibilité de segmenter les indices de continuité par zones géographiques et de présenter les résultats de ces discussions dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018.

[135] Pour sa part, le GRAME demande que le calcul et la présentation des indices de continuité soient segmentés entre le réseau intégré et les réseaux autonomes. L'intervenant considère que cette segmentation est importante, compte tenu que les modes d'alimentation énergétique sont différents entre le réseau intégré et les réseaux autonomes⁷⁶.

[136] Le GRAME estime qu'il est d'autant plus important de mesurer la continuité de service en réseaux autonomes, alors que l'alimentation par diesel est sujette à être remplacée, du moins en partie, par des énergies vertes et renouvelables au cours des prochaines années.

[137] Le Distributeur répond au GRAME que « *[l]es clients qui sont reliés aux réseaux non reliés, aux réseaux autonomes, représentent moins de un pour cent (1 %) de la clientèle. Alors, c'est sûr que cet indicateur-là devient très très grégaire par rapport aux besoins de la Régie. Alors, pour nous à ce moment-ci, il ne fait pas partie des intentions que nous avons au niveau des indicateurs* »⁷⁷.

[138] La Régie partage la position du Distribution quant à la proposition du GRAME et, en conséquence, n'y donne pas suite.

Proposition de l'UMQ d'ajouter un indicateur mesurant la progression de la qualité du parc de poteaux

[139] L'UMQ souhaite que soit développé un indicateur de « qualité visuelle » du parc de poteaux du Distributeur. L'intervenante veut ainsi inciter le Distributeur à minimiser ce qu'il nomme son « empreinte urbaine ».

⁷⁶ Pièce C-GRAME-0022, p. 4.

⁷⁷ Pièce A-0043, p. 82.

[140] L'UMQ « *déplore l'impact négatif, très remarqué et de plus en plus médiatisé, des installations aériennes du Distributeur dans des milieux marqués par des initiatives publiques et privées d'embellissement et d'amélioration de la qualité visuelle et/ou architecturale* »⁷⁸.

[141] Pour l'UMQ, le futur indicateur pourrait prendre la forme d'un indice qui tiendrait compte de la progression annuelle du nombre de poteaux doubles ou de poteaux avec tuteurs sur le nombre total de poteaux⁷⁹.

[142] **La Régie invite le Distributeur à discuter de la création d'un tel indicateur avec l'UMQ et de faire rapport sur les résultats de ces discussions dans le cadre d'une prochaine demande tarifaire.**

3.4 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

[143] Le Distributeur vise, de manière implicite, à contenir, sur une période mobile de cinq ans, la croissance annuelle moyenne de l'ensemble des charges de services partagés par abonnement sous le niveau de l'inflation.

[144] Pour la période 2012-2016, cette croissance est de -0,9 %, alors que le taux d'inflation moyen sur la même période s'établit à 1,4 %⁸⁰. Le Distributeur mentionne que ce résultat provient notamment de la variation à la baisse des besoins rattachés aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et aux éléments spécifiques⁸¹.

[145] La Régie constate néanmoins que la performance des fournisseurs internes du Distributeur est influencée avantageusement par les modifications apportées aux méthodes comptables à la suite du passage aux PCGR des États-Unis⁸². En effet, les besoins du Distributeur auprès de ses fournisseurs internes sont notamment associés aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, pour lesquelles les charges de retraite et d'amortissement sont influencées à la baisse par les modifications aux méthodes comptables. D'ailleurs, la croissance 2015-2016 des charges de services

⁷⁸ Pièce C-UMQ-0010, p. 4.

⁷⁹ Pièce C-UMQ-0008, p. 13.

⁸⁰ Pour 2015, la Régie utilise les données de l'année de base dans ce cas-ci.

⁸¹ Pièce B-0030, p. 5.

⁸² Voir dossier R-3927-2015.

partagés par abonnement, nettement inférieure à celle des années précédentes, en témoignent.

[146] **La Régie prend acte des résultats de l'ensemble des indicateurs d'efficacité des fournisseurs internes.** Cependant, puisque les charges de services partagés par abonnement sont grandement influencées à la baisse par les modifications apportées aux méthodes comptables à la suite du passage aux PCGR des États-Unis, la Régie considère qu'une partie des gains d'efficacité présentés pour les fournisseurs internes du Distributeur ne résulte pas d'actions de gestion courante ou d'actions structurantes.

[147] **La Régie juge donc que la performance des fournisseurs internes en matière de contrôle des coûts doit continuer de s'améliorer afin que la croissance des charges de services partagés par abonnement demeure constamment en deçà de l'inflation au cours des prochaines années.**

Prévisions et résultats réels des indicateurs d'efficacité des fournisseurs internes

[148] Pour évaluer l'efficacité des fournisseurs internes du Distributeur, la Régie compare les résultats prévus des charges de services partagés par abonnement aux résultats réels pour la période 2011-2015⁸³, tels que présentés au tableau suivant.

TABLEAU 3
ÉCART DE PRÉVISIONS – CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS PAR ABONNEMENT

<i>Résultats réels moins résultats prévus (%)</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>	<i>Moyenne 2011-2015</i>	<i>Médiane 2011-2015</i>
Centre de services partagés (\$) par abonnement	-4,7%	-5,1%	-5,2%	-6,6%	0,6%	-4,2%	-5,1%
Groupe Technologie (\$) par abonnement	-5,2%	-4,5%	-10,8%	-9,2%	-6,9%	-7,3%	-6,9%
Unités corporatives (\$) par abonnement	36,9%	10,3%	7,6%	0,5%	0,4%	11,1%	7,6%
TransÉnergie (\$) par abonnement	-4,7%	13,4%	16,7%	-4,3%	0,0%	4,2%	0,0%
Autres (\$) par abonnement	37,5%	41,1%	54,6%	189,1%	152,9%	95,0%	54,6%
TOTAL FOURNISSEURS INTERNES (\$) PAR ABONNEMENT	3,1%	-1,0%	-4,3%	-4,4%	-1,4%	-1,6%	-1,4%
ÉCART - TAUX D'INFLATION	0,9	-0,5	-1,1	0,0	-1,5	-0,4	-0,5

Sources : Pièce B-0030, p. 5; dossier R-3905-2014, pièce B-0027, p. 5.

⁸³ Pour 2015, 4 mois réels et 8 mois projetés.

[149] Pour la période 2011-2015, la Régie constate que les résultats réels des indicateurs d'efficacité sont globalement inférieurs à ceux projetés par les fournisseurs internes du Distributeur, et ce, à quatre occasions lors des cinq dernières années. En effet, les charges de services partagés par abonnement sont, en moyenne, inférieures de 1,6 % à celles prévues par les fournisseurs internes sur la période 2011-2015. Le calcul de la médiane appuie ce constat.

[150] La Régie souligne que l'écart de prévision entre les résultats réels et les résultats prévus est d'autant plus important lorsque sont pris en considération uniquement les résultats relatifs au Centre de services partagés (CSP) et au Groupe Technologie, qui représentent ensemble près de 75 % des charges associées aux fournisseurs internes du Distributeur⁸⁴. Ainsi, sur la période 2011-2015, les charges par abonnement sont, en moyenne, inférieures de 5,8 % à celles prévues par le CSP et le Groupe Technologie.

[151] La Régie évalue que les fournisseurs internes du Distributeur ont tendance à sous-estimer leur capacité à générer des gains d'efficacité au sein de leurs différents domaines d'activités, résultant en une surestimation des charges de services partagés facturées au Distributeur.

4. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

4.1 CONVENTIONS COMPTABLES EN VERTU DES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DES ÉTATS-UNIS

[152] Depuis le 1^{er} janvier 2015, Hydro-Québec dresse ses états financiers à vocation générale selon les PCGR des États-Unis.

[153] Le 15 mai 2015, le Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) ont déposé une demande conjointe relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux PCGR des États-Unis, dans le dossier R-3927-2015, pour une application aux états financiers réglementaires des deux divisions à compter du 1^{er} janvier 2015.

⁸⁴ Pièce B-0030, p. 6 : calcul effectué à partir des données de l'année de base 2015.

[154] Ainsi, les principales conventions comptables que le Distributeur utilise dans l'établissement du présent dossier sont les suivantes :

- pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015, les conventions comptables en vigueur sont celles reconnues par la Régie dans ses décisions D-2014-037 et D-2015-018 et reposent sur les IFRS;
- pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016, les conventions comptables servant à l'établissement des revenus requis du Distributeur reposent sur les PCGR des États-Unis.

[155] La Régie reprend ci-après, de façon sommaire, les principales conclusions de sa décision D-2015-189, rendue le 23 novembre 2015, relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux PCGR des États-Unis (ou US GAAP) ayant un impact dans le présent dossier :

Référentiel comptable et date de mise en application

« [30] [...] la Régie approuve le basculement au référentiel comptable US GAAP, permettant ainsi la compatibilité des traitements réglementaires et statutaires ».

« [221] [...] la Régie refuse la demande du Transporteur et du Distributeur d'appliquer, à compter du 1^{er} janvier 2015, le changement de référentiel comptable aux US GAAP et les modifications de méthodes comptables qui en découlent, ainsi que la révision des durées de vie utile des immobilisations corporelles.

[222] Compte tenu de l'ordonnance provisoire qu'elle a rendue dans sa décision D-2015-109, la Régie autorise le Transporteur et le Distributeur à appliquer l'ensemble des modifications approuvées par la présente décision à compter du 10 juillet 2015 ».

Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) et programmes et activités du BEIÉ

« [50] [...] la Régie reconnaît les coûts du PGEÉ et ceux des programmes et activités du BEIÉ, jusqu'à présent capitalisables, ainsi que leurs coûts futurs, à titre d'actifs réglementaires à compter de la date de mise en application

[du 10 juillet 2015] [...], et maintient la période d'amortissement de ces actifs sur 10 ans.

[51] La Régie approuve la demande du Distributeur de maintenir la comptabilisation aux charges d'exploitation des coûts non capitalisables du PGEÉ, à savoir les coûts des activités et programmes de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion et d'administration générale, ainsi que ceux des programmes et activités du BEIÉ ».

Immobilisations corporelles

« [104] [...] la Régie est d'avis que l'utilisation du test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations (incluant et excluant les actifs incorporels) du Transporteur et du Distributeur satisfait aux exigences de l'article 24 (3^o) de la LHQ.

[105] La Régie approuve donc, à compter de la date de mise en application [du 10 juillet 2015] [...], la proposition du Transporteur et du Distributeur d'amortir leurs immobilisations corporelles sur leurs durées de vie utile spécifiques sans les limiter à 50 ans, aux fins de l'établissement des tarifs, à la condition que la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations du Transporteur, d'une part, et du Distributeur, d'autre part, n'excède pas 50 ans ».

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (OLMHS)

« [123] [...] la Régie approuve, pour le Transporteur et le Distributeur, l'application de la norme ASC 410 à l'égard des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, à compter de la date de mise en application [du 10 juillet 2015] [...] ».

Avantages sociaux futurs

« [139] [...] la Régie approuve l'application des normes ASC 715 et ASC 712 concernant le coût des avantages sociaux futurs du Transporteur et du Distributeur, à compter de la date de mise en application [du 10 juillet 2015] [...] ».

Frais de recherche et de développement

« [152] [...] la Régie reconnaît les coûts actuels et futurs des frais de développement, jusqu'à présent capitalisables, à titre d'actif réglementaire pour le Transporteur et le Distributeur, à compter de la date de mise en application [du 10 juillet 2015] [...], et maintient la période d'amortissement sur cinq ans ».

« [154] [...] La Régie maintient le traitement réglementaire actuel des frais de recherche à titre de charges d'exploitation, tant pour le Transporteur que pour le Distributeur, conformément à la norme ASC 730 ».

Mise à jour des revenus requis de l'année témoin 2016

[156] Lors du dépôt de sa demande initiale en juillet 2015, le Distributeur applique les ajouts, modifications ou pratiques réglementaires proposés dans le dossier R-3927-2015. L'impact sur les revenus requis de l'année témoin 2016 se chiffre à -294,3 M\$ par rapport au montant autorisé en 2015. Le 4 décembre 2015, le Distributeur dépose, en suivi de la décision D-2015-189⁸⁵, les mises à jour requises au présent dossier.

[157] Conformément au paragraphe 241 de la décision D-2015-189, le Distributeur recalcule les impacts sur les revenus requis en fonction de la date de mise en application des modifications approuvées par la Régie, soit le 10 juillet 2015.

[158] Par ailleurs, dans sa décision D-2016-003, la Régie approuve plutôt une date de mise en application à compter du 1^{er} juillet 2015 pour la méthode de calcul proposée par le Distributeur relative aux impacts associés à la révision des durées de vie utile des immobilisations corporelles et aux OLMHS, compte tenu du fait que les calculs d'amortissement des immobilisations sont effectués mécaniquement, sur une base mensuelle dans les systèmes comptables d'Hydro-Québec. Elle approuve également la révision des composantes du coût des avantages postérieurs à la retraite autres que la retraite (APRA), telle que présentée par le Distributeur.

⁸⁵ Pièce B-0128.

[159] Ainsi, la Régie approuve l'impact net à la hausse de 62,5 M\$ sur les revenus requis de l'année témoin 2016 du Distributeur, tel que détaillé au tableau suivant.

TABLEAU 4
IMPACT NET DE LA DÉCISION D-2015-189 SUR LES REVENUS REQUIS
DE L'ANNÉE TÉMOIN 2016

	Demande initiale	Ajustement (1)	Demande révisée	Ajustement (2)	D-2015-189
Impact 2015 sur l'année témoin 2016	(30,4)	(8,0)	(38,4)	32,6	(5,8)
Compte d'écarts - Coût de retraite					
Coût de retraite (3)	(24,2)	(7,9)	(32,1)	29,4	(2,7)
Intérêts	(0,3)	(0,1)	(0,4)	0,5	0,1
Total	(24,5)	(8,0)	(32,5)	29,9	(2,6)
CFR - US GAAP (renversement)					
Coût des APRA	11,0	-	11,0	(5,7)	5,3
Immobilisations corporelles - RDVU	(17,5)	-	(17,5)	8,7	(8,8)
OLMHS	0,7	-	0,7	(0,4)	0,3
Intérêts	(0,1)	-	(0,1)	0,1	-
Total	(5,9)	-	(5,9)	2,7	(3,2)
Impact 2016 sur l'année témoin 2016	(75,1)	(4,4)	(79,5)	(0,2)	(79,7)
Coût de retraite (4)	(62,7)	(4,4)	(67,1)	-	(67,1)
Coût des APRA	4,2	-	4,2	-	4,2
Immobilisations corporelles - RDVU	(15,9)	-	(15,9)	(0,2)	(16,1)
OLMHS	(0,7)	-	(0,7)	-	(0,7)
Total	(75,1)	(4,4)	(79,5)	(0,2)	(79,7)
Coûts de distribution et services à la clientèle	(105,5)	(12,4)	(117,9)	32,4	(85,5)
Charge locale de transport	(196,8)	(7,3)	(204,1)	52,8	(151,3)
Ajustement des contrats spéciaux	19,6	0,7	20,3	(5,0)	15,3
Rendement de la base de tarification	(11,6)	-	(11,6)	1,3	(10,3)
Impact total sur les revenus requis 2016	(294,3)	(19,0)	(313,3)	81,5	(231,8)

(1) Correction de l'amortissement du coût des services passés relié au coût de retraite. Voir la section 3 en lien avec le coût des APRA.

(2) Révision de la date de mise en application des US GAAP, à compter du 10 juillet 2015 au lieu du 1^{er} janvier 2015.

(3) Coût de retraite en IFRS de 142,6 M\$ appliqué pour 190 jours et coût de retraite en US GAAP de 86,2 M\$ appliqué pour 175 jours vs coût de retraite autorisé en IFRS de 118,3 M\$.

(4) Coût de retraite 2016 en US GAAP de 51,2 M\$ vs coût de retraite autorisé en IFRS de 118,3 M\$.

Source : Dossier R-3927-2015, pièce B-0053, p. 7.

Compte de frais reportés – PCGR des États-Unis et compte d'écarts – Coût de retraite

[160] Au paragraphe 226 de sa décision D-2015-189, la Régie autorise également le Distributeur à créer, à compter du 10 juillet 2015, un CFR hors base de tarification afin

d'y comptabiliser les écarts découlant du passage aux PCGR des États-Unis, autres que le coût de retraite, constatés dans les revenus requis 2015, dont la somme révisée représente un solde créditeur de 3,2 M\$.

[161] Le Distributeur dépose au tableau suivant une version révisée, reflétant la décision D-2015-189, du compte de frais reportés – PCGR des États-Unis de 2015.

TABLEAU 5
COMPTE DE FRAIS REPORTÉS – PCGR DES ÉTATS-UNIS

	2015				Solde du compte	Impact revenus requis
	Charges d'exploitation		Autres charges et rendement			
Hors base de tarification	OLMHS	APRA	OLMHS	Immobilisations corporelles		
Solde au 31 décembre 2014	-	-	-	-	-	-
Opérations en 2015						
Écart 2015	0,1	5,3	0,2	(8,8)	(3,2)	
Intérêts sur le solde 2015	0,0	0,0	0,0	0,0	-	
Solde au 31 décembre 2015	0,1	5,3	0,2	(8,8)	(3,2)	-
Opérations en 2016						
Solde 2015 versé aux revenus requis	(0,1)	(5,3)	(0,2)	8,8	3,2	(3,2)
Solde au 31 décembre 2016	-	-	-	-	-	(3,2)

Source : Pièce B-0128, p. 26.

[162] **Dans le présent dossier, la Régie accepte la disposition du solde du compte de frais reportés 2015 découlant du passage aux PCGR des États-Unis, au montant créditeur de 3,2 M\$, dans les revenus requis 2016.**

[163] Au paragraphe 140 de sa décision D-2015-189, la Régie autorisait le Distributeur à comptabiliser exceptionnellement, dans le compte d'écarts du coût de retraite autorisé dans la décision D-2011-028, l'impact des modifications des méthodes comptables relatives au coût des avantages sociaux futurs découlant du passage aux PCGR des États-Unis, à compter de la date de mise en application du 10 juillet 2015.

[164] **Dans le présent dossier, la Régie accepte la disposition du solde du compte d'écart relatif au coût de retraite au 31 décembre 2015, au montant créditeur de 2,6 M\$⁸⁶, dans les revenus requis 2016.**

4.2 RÉSULTATS DE L'EXERCICE DE RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE

[165] Le Distributeur procède périodiquement à la révision des durées de vie utile de ses immobilisations corporelles et de ses actifs incorporels, conformément à la normalisation comptable en vigueur⁸⁷.

Véhicules

[166] Dans sa décision D-2015-018⁸⁸, la Régie prenait acte de la révision des durées de vie utile des véhicules spécialisés et des véhicules légers, basée sur les conclusions préliminaires du Distributeur, soit respectivement une augmentation de 12 à 13 ans et de 6 à 8 ans.

[167] Tel que demandé par la Régie, le Distributeur présente au présent dossier ses conclusions finales. Le CSP a complété en 2014 la révision des durées de vie utile des véhicules spécialisés et des véhicules légers. Il confirme que leur durée de vie utile respective est passée de 12 à 13 ans et de 6 à 8 ans. L'impact sur les résultats de 2015 est de l'ordre de 6,7 M\$.

[168] **La Régie accueille les conclusions finales sur la révision des durées de vie utile des véhicules spécialisés et des véhicules légers.**

⁸⁶ Pièce B-0141, p. 14.

⁸⁷ Pièce B-0015, p. 10.

⁸⁸ Page 55, par. 213.

Puits d'accès

[169] Le Distributeur informe la Régie que la révision de la durée de vie utile pour les puits d'accès est en cours de validation. Une révision de la durée de vie utile est prévue pour les deux catégories visées de chambres souterraines, soit pour la partie « Dalle de toit » et « Éléments porteurs ». Il indique que l'avancement des travaux ne lui permet pas de tenir compte de l'impact de cette révision dans ses revenus requis de l'année témoin 2016. Il prévoit considérer cet impact au moment où les résultats seront concluants.

[170] **Considérant que le dossier de révision de la durée de vie utile pour les puits d'accès est en cours de validation, la Régie demande au Distributeur de présenter ses conclusions à cet égard lors de la demande tarifaire 2017-2018.**

Transformateurs souterrains

[171] Le Distributeur prévoit recevoir, au cours du dernier trimestre de 2015, le dossier de révision de la durée de vie utile des « Transformateurs souterrains ». Les discussions tenues à ce jour tendent vers le maintien de la durée de vie utile actuelle de 30 ans.

[172] **La Régie accepte le maintien de la durée de vie utile actuelle de 30 ans des « Transformateurs souterrains ». Elle demande au Distributeur de présenter ses conclusions finales à cet égard lors de la demande tarifaire 2017-2018.**

4.3 UTILISATION DE LA CENTRALE DE TCE EN PÉRIODE DE POINTE

[173] Le 29 octobre 2015, la Régie accueillait, dans sa décision D-2015-179⁸⁹, la demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE) de Bécancour en période de pointe.

⁸⁹ Dossier R-3925-2015 déposé à la Régie le 6 mai 2015.

4.3.1 ENTENTE AVEC TCE

[174] Le Distributeur explique que le contrat sera comptabilisé comme un contrat d'approvisionnement et que les coûts seront constatés en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et ceux autorisés par la Régie continue d'être comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité.

[175] Le Distributeur souligne que puisqu'une prestation de service de puissance est attendue de TCE, le passif financier et le compte d'écarts comptabilisé en contrepartie de ce passif financier, à la suite de l'amendement en 2014 de l'entente de suspension de 2009, seront renversés⁹⁰.

[176] Le Distributeur rappelle que dans sa décision D-2014-086⁹¹, 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'IAS⁹² 39 *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation*, aux amendements à l'entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE, y compris l'actualisation et les variations subséquentes de ce passif. Ce faisant, la Régie reconnaissait la récupération, sur une base annuelle, des coûts associés à cette entente, conformément aux montants facturés. Au présent dossier, le Distributeur explique que le passif financier et le compte d'écarts comptabilisé en contrepartie de ce passif financier seront renversés, puisque la Régie a approuvé, dans sa décision D-2015-179, les modifications proposées aux ententes visant l'utilisation de la centrale de TCE en période de pointe⁹³.

[177] En réponse à une demande de renseignements (DDR), le Distributeur indique que le traitement comptable proposé pour les coûts liés à l'entente avec TCE est conforme aux PCGR des États-Unis. Il s'agit du même traitement comptable que celui des autres contrats d'approvisionnement du Distributeur. Il permet de facturer annuellement à la clientèle les coûts réellement encourus, conformément aux factures reçues. Il précise qu'aucune autre méthode alternative de traitement comptable n'a été envisagée⁹⁴.

⁹⁰ Pièce B-0015, p. 11.

⁹¹ Page 14, par. 53.

⁹² *International Accounting Standards*.

⁹³ Pièce B-0041, p. 20.

⁹⁴ Pièce B-0077, p. 6.

[178] L'ACEFQ recommande d'accepter la proposition du Distributeur de traiter les coûts liés à l'utilisation de la centrale de TCE en période de pointe à titre de coût d'approvisionnement du Distributeur, en fonction des factures reçues, à la condition expresse que ces dépenses soient utiles à sa clientèle et que le Distributeur ait l'obligation de les justifier à l'occasion de ses dossiers tarifaires⁹⁵.

[179] La Régie accepte le traitement comptable lié à l'entente avec TCE, tel que proposé par le Distributeur, puisqu'il est conforme aux PCGR des États-Unis. Elle accepte également que tout écart entre ces coûts et ceux qu'elle aura autorisés continue d'être comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité.

[180] En ce qui a trait à la demande de l'ACEFQ, la Régie ne juge pas opportun, à ce stade-ci, d'introduire un suivi plus détaillé pour justifier les coûts d'approvisionnement liés aux ententes avec TCE et Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro). L'intervenante pourra, au besoin, questionner le Distributeur dans le cadre des prochaines demandes tarifaires.

4.3.2 ENTENTE AVEC GAZ MÉTRO

[181] Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître les coûts liés à l'entente avec Gaz Métro à titre de coûts d'approvisionnement, en fonction des factures reçues. Tout écart entre ces coûts et les coûts d'approvisionnement autorisés par la Régie continue d'être comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité⁹⁶.

[182] En réponse à une DDR, le Distributeur indique que le traitement comptable réglementaire proposé pour les coûts liés à l'entente avec Gaz Métro permet également de facturer annuellement à la clientèle les coûts réellement encourus, conformément aux factures reçues. Ce traitement comptable permet de traiter les coûts liés à l'entente avec Gaz Métro comme un contrat d'approvisionnement. Selon le Distributeur, cette proposition présente l'avantage de traiter de manière similaire les coûts associés aux contrats ayant la même finalité.

⁹⁵ Pièce C-ACEFQ-0021, section 2.

⁹⁶ Pièce B-0015, p. 11.

[183] Le Distributeur indique également qu'une méthode alternative aurait été d'harmoniser le traitement comptable réglementaire avec le traitement comptable statutaire et, selon les PCGR des États-Unis, de traiter l'entente d'entreposage et de vaporisation avec Gaz Métro comme un contrat de location-acquisition. Ainsi, une charge d'amortissement d'immobilisation et un rendement sur la base de tarification lié à cette immobilisation seraient inclus dans les revenus requis du Distributeur⁹⁷.

[184] L'ACEFQ appuie la proposition du Distributeur, puisqu'elle considère qu'il serait préférable de traiter les coûts liés à l'entente avec Gaz Métro comme des coûts d'approvisionnement de manière similaire au traitement des coûts liés à l'entente avec TCE⁹⁸.

[185] La Régie accepte le traitement réglementaire proposé par le Distributeur, puisque cette proposition présente l'avantage de traiter de manière similaire les coûts associés aux ententes avec TCE et avec Gaz Métro qui ont la même finalité. Elle accepte également que tout écart entre ces coûts et ceux qu'elle aura autorisés continue d'être comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité.

4.4 MODIFICATION DES MODALITÉS DE DISPOSITION DES SOLDES DES COMPTES DE *PASS-ON* 2013 ET 2014 ET DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES 2015

[186] Compte tenu que l'hiver 2014-2015 s'est avéré très rigoureux, à l'instar de celui de 2013-2014, le Distributeur présente, dans sa demande initiale, des comptes de *pass-on* et de nivellement pour aléas climatiques ayant respectivement des soldes de 375,5 M\$ à récupérer de la clientèle et de 186,6 M\$ à remettre à la clientèle.

⁹⁷ Pièce B-0077, p. 6 et 7.

⁹⁸ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 19.

[187] En audience, le Distributeur soumet une mise à jour du compte de *pass-on* 2015, passant de 127,8 M\$ à 111,2 M\$, et du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015, passant de -186,6 M\$ à -192,9 M\$, selon sa prévision 10 mois réels et 2 mois projetés 2015, soit une baisse totale de 22,9 M\$ par rapport à la demande initiale⁹⁹.

[188] Ainsi, le Distributeur présente, dans sa demande révisée, des comptes de *pass-on* et de nivellement pour aléas climatiques démontrant des soldes respectifs de 358,9 M\$ à récupérer de la clientèle et de 192,9 M\$ à remettre à la clientèle.

[189] En fonction des modalités de disposition de ces comptes actuellement en vigueur, un montant de 164,5 M\$ devrait être versé aux revenus requis 2016 comme suit :

- amortissement du compte de *pass-on* des années 2013 et 2014 sur une période de cinq ans, à compter de 2016, soit 11,3 M\$ et 38,2 M\$ respectivement;
- versement intégral du compte de *pass-on* 2015 de 111,2 M\$ aux revenus requis 2016;
- rendement de 3,8 M\$ sur le solde au 1^{er} janvier 2016 du compte de *pass-on* 2013 et 2014, au taux des obligations d'Hydro-Québec 5 ans, majoré des frais de garantie et d'émission;
- amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015 sur une période de cinq ans, à compter de 2017.

[190] Dans l'intérêt public et le respect de la stabilité tarifaire, le Distributeur propose l'introduction d'une mesure ponctuelle afin de disposer des soldes relatifs aux impacts climatiques des deux derniers hivers, privilégiant le maintien de l'approche actuelle pour les soldes futurs. De façon plus spécifique, le Distributeur propose de modifier les modalités de disposition du compte de *pass-on* 2013 et 2014, de même que du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015, de façon à procéder au versement intégral de ces comptes dans les revenus requis de 2016.

[191] Le tableau suivant illustre la proposition du Distributeur.

⁹⁹ Pièce B-0144, p. 10 et pièce B-0141, p. 8 à 12.

TABLEAU 6
COMPTES DE *PASS-ON* 2013 À 2015 ET
COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES 2015

<i>(en M\$)</i>	<i>Demande initiale</i>		<i>Demande révisée</i>	
	<i>Modalités de disposition en vigueur</i>	<i>Proposition du Distributeur</i>	<i>Modalités de disposition en vigueur</i>	<i>Proposition du Distributeur</i>
<i>Comptes de pass-on</i>				
2013	11,3 ¹	56,4	11,3 ¹	56,4
2014	38,2 ¹	191,3	38,2 ¹	191,3
2015	127,8	127,8	111,2	111,2
Rendement sur le solde hors base	3,8	0,0	3,8	0,0
	181,1	375,5	164,5	358,9
Nivellement pour aléas climatiques 2015	0,0 ²	(186,6)	0,0 ²	(192,9)
	181,1	188,9	164,5	166,0

Sources: Pièce B-0016, p. 7 et pièce B-0144, p. 10.

Note 1: Amortissement linéaire sur une période de cinq ans, à compter de 2016.

Note 2: Amortissement linéaire sur une période de cinq ans, à compter de 2017.

[192] Selon le Distributeur, sa proposition permet d'accélérer le processus de récupération des soldes du compte de *pass-on*, respectant ainsi le principe d'allouer les coûts à la génération de clients pour laquelle ils ont été encourus, tout en réduisant les coûts de financement. Il souligne que ces modalités permettent de récupérer la totalité des soldes relatifs aux impacts climatiques des deux derniers hivers, sans générer d'impact significatif sur l'ajustement tarifaire de l'année 2016, soit une variation de 1,5 M\$.

[193] Le Distributeur rappelle que la Régie s'est déjà prononcée, dans des décisions antérieures, sur une approche au cas par cas pour la disposition des comptes de *pass-on* et de nivellement pour aléas climatiques. De ce fait, il propose l'introduction d'une mesure ponctuelle afin de disposer intégralement des soldes relatifs aux impacts climatiques des deux derniers hivers, privilégiant le maintien de l'approche actuelle pour les soldes futurs.

[194] Selon le Distributeur, cette demande est conforme à la préoccupation de la Régie d'assurer la stabilité tarifaire et de respecter le principe de l'équité intergénérationnelle. Il s'agit de principes retenus dans sa décision D-2008-024, dans laquelle elle reconnaissait l'importance d'une approche au cas par cas, et repris plus récemment dans sa décision D-2015-018.

[195] OC, SÉ-AQLPA, l'UC et l'UMQ sont d'accord avec le Distributeur à l'effet que sa proposition permet une meilleure stabilité tarifaire aux cours des prochaines années, tout en respectant le principe d'équité intergénérationnelle.

[196] L'AQCIE-CIFQ recommande d'amortir sur cinq ans les comptes de *pass-on* 2013, 2014 et 2015 à partir de 2016 et d'utiliser le solde du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015 pour annuler les montants des comptes de *pass-on*. Selon l'intervenant, cette alternative présente une valeur actualisée la plus faible des versements des revenus requis¹⁰⁰.

[197] Quant à l'ACEFQ, elle recommande le rejet de la proposition du Distributeur. L'intervenante mentionne que les modalités en vigueur résulteraient également en une hausse tarifaire ne dépassant pas l'inflation et favoriseraient également la stabilité tarifaire d'ici 2021.

[198] La Régie a étudié plusieurs scénarios, dont celui proposé par le Distributeur et celui de l'AQCIE-CIFQ. Elle note que le scénario relié aux modalités en vigueur et celui proposé par le Distributeur présentent une meilleure stabilité tarifaire pour la période 2016 à 2021¹⁰¹ que celui soumis par l'AQCIE-CIFQ¹⁰². La Régie reconnaît néanmoins qu'il y a une incertitude quant aux hausses tarifaires anticipées par le Distributeur entre 2017 et 2021 qui croît dans le temps.

[199] La Régie ne retient pas la proposition de l'AQCIE-CIFQ de reporter une partie des coûts des comptes de *pass-on* 2013, 2014 et 2015 aux années suivantes, parce qu'elle crée une pression à la hausse sur les tarifs en 2017 et 2018.

¹⁰⁰ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, p. 8.

¹⁰¹ Pièce B-0068, p. 22 et 23.

¹⁰² Pièce A-0041, p. 64 et 65.

[200] La Régie ne retient pas non plus la recommandation de l'ACEFQ, parce qu'elle juge plus prudent, considérant l'importance des montants, d'accélérer le processus de récupération des comptes de *pass-on* 2013 et 2014 et du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015 dans le contexte de la présente demande tarifaire.

[201] En effet, dans ce contexte, la Régie est d'avis qu'il est préférable de disposer rapidement des comptes de *pass-on* 2013 et 2014, dont les soldes sont importants, afin de respecter le principe de l'équité intergénérationnelle et d'apparier le compte de *pass-on* 2015 au compte de nivellement pour aléas climatiques 2015 qui résultent d'un même événement, tout en maintenant la hausse tarifaire pour l'année témoin 2016 sous l'inflation.

[202] La proposition du Distributeur permet aussi, dans une moindre mesure, une réduction des coûts de financement. L'impact net de l'ordre de 2 M\$ pour la période 2016-2021¹⁰³ est cependant jugé peu significatif, considérant l'utilisation du taux des obligations d'Hydro-Québec 5 ans majoré des frais de garantie et d'émission (1,936 % en 2016).

[203] La Régie permet, exceptionnellement, la mise à jour du compte de *pass-on* 2015, établi selon la prévision 10 mois réels et 2 mois projetés, ainsi que du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques au 31 octobre 2015.

[204] Considérant l'importance du principe de stabilité tarifaire, la Régie accueille la proposition du Distributeur de verser intégralement les soldes des comptes de *pass-on* 2013 et 2014, au montant débiteur totalisant 247,7 M\$, de même que, exceptionnellement, une grande partie du solde créditeur du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015, au montant créditeur de 167,9 M\$, dans les revenus requis de 2016.

[205] Par mesure de prudence, la Régie juge opportun de conserver un solde créditeur de 25 M\$ dans le compte de nivellement pour aléas climatiques 2015, afin de pallier l'impact d'une température plus clémente constatée depuis le début de l'hiver 2015-2016.

¹⁰³ Pièce B-0068, p. 21, tableau R-10.1.

Modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques selon les PCGR des États-Unis

[206] Selon les modalités de disposition en vigueur, le solde du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015 serait amorti sur une période de cinq ans, à compter de 2017. Dans le présent dossier, la Régie accepte exceptionnellement de verser une grande partie du solde du compte de nivellement dans les revenus requis de l'année témoin 2016. Pour les soldes futurs, le Distributeur privilégie le maintien de l'approche actuelle, soit un amortissement de cinq ans, à compter du deuxième exercice financier subséquent à leur constatation.

[207] En argumentation, SÉ-AQLPA souligne qu'au dossier R-3940-2015¹⁰⁴, Gaz Métro affirmait, à tort ou à raison, que les PCGR des États-Unis lui interdiraient d'étaler sur plus de deux ans son propre compte de nivellement pour aléas climatiques. L'intervenant indique que le Distributeur est régi par le même référentiel comptable que Gaz Métro. Par ailleurs, le Distributeur n'a pas soulevé cet enjeu dans le dossier R-3927-2015. SÉ-AQLPA est d'avis que le compte de nivellement devrait aussi être amorti rapidement chez le Distributeur, comme pour Gaz Métro.

[208] Dans sa décision D-2015-212¹⁰⁵, la Régie rapportait comme suit la position de Gaz Métro à l'égard de la norme ASC 980 « *Regulated operation* » relative aux modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques :

« [19] Gaz Métro indique qu'en vertu des PCGR des États-Unis, une portion des sommes capitalisées dans les CFR [compte de frais reportés] de stabilisation entre dans le champ d'application des Alternative revenue Programs de la norme ASC 980 Regulated operation. Selon cette norme, les sommes peuvent être capitalisées dans un CFR seulement si elles sont récupérées dans les 24 mois suivant la fin de l'année de leur constatation.

[20] Dans le cas où le traitement réglementaire actuel était maintenu, Gaz Métro affirme qu'elle devrait décomptabiliser une portion des CFR aux fins des états financiers statutaires dressés selon les PCGR des États-Unis, ce qui entraînerait une différence au niveau du bénéfice comptable.

¹⁰⁴ Demande de modifications comptables réglementaires relatives au passage aux PCGR des États-Unis.

¹⁰⁵ Pages 11 et 12.

[...]

[23] *Questionnée sur l'éventualité d'un choc tarifaire important, Gaz Métro mentionne la possibilité de répartir l'impact sur une plus longue période, tout en maintenant l'harmonisation entre la comptabilité réglementaire et la comptabilité statutaire. Cette solution consiste à comptabiliser deux CFR, soit :*

- *un CFR portant sur la portion des Alternative revenue programs correspondant à des coûts spécifiques encourus, qui serait amorti sans limites spécifiques;*
- *un CFR portant sur la portion des Alternative revenue programs ne correspondant pas à des coûts spécifiques encourus, qui serait amorti sur une période de 24 mois suivant sa constatation ».*

[209] La Régie questionne la conformité aux PCGR des États-Unis du traitement réglementaire de l'écart résiduel du compte de nivellement de 2015 et des soldes des années 2010 à 2014¹⁰⁶, qui sont amortis sur cinq à sept ans, selon la période d'amortissement autorisée dans les décisions précédentes, ainsi que ceux des années subséquentes à 2015.

[210] La Régie demande au Distributeur de déposer, lors de la demande tarifaire 2017-2018, une preuve détaillée sur la conformité des modalités de disposition du compte de nivellement pour aléas climatiques aux PCGR des États-Unis.

5. PARAMÈTRES FINANCIERS

[211] 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.

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

- la structure de capital présumée;

¹⁰⁶ Pièce B-0041, p. 7, tableau 2.

- le taux de rendement des capitaux propres (TRCP);
- 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

[213] La structure de capital présumée proposée par le Distributeur est celle approuvée précédemment par la Régie dans sa décision D-2003-93¹⁰⁷, soit 35 % de capitaux propres et 65 % de dette.

[214] Le TRCP proposé par le Distributeur est de 8,2 % pour l'année témoin 2016, soit le taux fixé par la Régie dans sa décision D-2014-034.

[215] Le Distributeur précise que pour l'année 2016, plusieurs éléments continuent de militer en faveur du maintien du TRCP à 8,2 %. Au premier chef, les paramètres ayant un impact sur la détermination du TRCP du Distributeur n'ont pas changé de façon notable depuis l'étude du dossier R-3842-2013. Entre autres, les taux des obligations gouvernementales canadiennes de long terme évoluent à des niveaux similaires à ceux qui avaient cours il y a deux ans.

[216] De plus, le Distributeur souligne qu'il partage les mêmes conditions économiques et financières que les distributeurs gaziers Gaz Métro et Gazifère Inc. (Gazifère). Or, la Régie a accueilli favorablement, dans sa décision D-2015-076, la proposition de Gaz Métro de maintenir, pour les années tarifaires 2016 et 2017, le TRCP à 8,9 % en vigueur depuis l'année tarifaire 2012. De même, dans sa décision D-2015-120, la Régie a maintenu, pour Gazifère, le TRCP à 9,10 % pour les années tarifaires 2016 et 2017¹⁰⁸.

[217] Également, le Distributeur est d'avis que la reconduction du TRCP de 8,2 % répond aux critères de stabilité, d'efficacité et d'efficience du processus réglementaire, tout en permettant d'alléger la démarche réglementaire et de respecter les considérations de la Régie quant au coût associé à un dossier portant sur le TRCP.

¹⁰⁷ Page 51.

¹⁰⁸ Pièce B-0020, p. 7.

[218] L'AQCIE-CIFQ demande que, dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018, la révision du TRCP soit abordée. Sans remettre en question la méthodologie présentée à la décision D-2014-034, l'intervenant souligne que le TRCP a été établi en prenant des valeurs qui se situent près des valeurs maximales des fourchettes pour le taux sans risque, la prime de risque de marché et l'ajustement pour les autres modèles¹⁰⁹. L'intervenant vise à revoir la valeur des paramètres retenus, à la lumière des variables économiques actuelles, notant particulièrement la baisse du taux des obligations 30 ans du gouvernement du Canada.

[219] La Régie rappelle, tel que mentionné dans sa décision D-2015-157, qu'elle ne peut, comme le suggère l'AQCIE-CIFQ, réviser seulement certains paramètres qui ont été pris en compte lors de l'établissement du TRCP autorisé du Transporteur et du Distributeur. L'établissement du TRCP ne devrait pas se faire sans une revue complète de l'environnement économique et financier.

[220] La Régie note que les taux d'intérêt sans risque se situent, comme lors de l'étude du dossier R-3842-2013, à des niveaux inférieurs à ceux requis pour l'application d'une formule d'ajustement automatique du TRCP. C'est pourquoi, dans sa décision D-2014-034¹¹⁰, la Régie a décidé de ne pas adopter de formule d'ajustement automatique.

[221] La Régie partage l'avis du Distributeur à l'effet que depuis la décision D-2014-034, l'ensemble des paramètres influençant le TRCP ainsi que les contextes économique et financier n'ont pas changé de façon importante, et que la reconduction du taux de rendement de 8,2 % répond aux critères de stabilité, d'efficacité et d'efficience du processus réglementaire. **La Régie ne retient donc pas la demande de l'AQCIE-CIFQ d'exiger que le sujet du TRCP du Distributeur soit traité à nouveau lors de la demande tarifaire 2017-2018.**

[222] **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 fixe, pour l'année témoin 2016, le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur à 8,2 %.**

¹⁰⁹ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, p. 23.

¹¹⁰ Pages 66 et 67.

5.2 COÛT MOYEN DE LA DETTE

[223] Dans sa demande initiale, le Distributeur projette, pour l'année témoin 2016, un coût moyen de la dette ajusté pour tenir compte des comptes d'écart et de reports (CER) de 6,410 %, soit une diminution de 0,068 % par rapport au taux de 6,478 % approuvé pour 2015.

[224] Conformément à la décision D-2015-018¹¹¹, le Distributeur produit les taux d'intérêt moyens des obligations 3 ans et 5 ans d'Hydro-Québec du mois d'avril de l'année de base, utilisés pour rémunérer les soldes des CER de moins de 3 ans et de 3 ans et plus, respectivement de 1,567 % et de 1,936 %, incluant les frais de garantie et d'émission.

[225] Conformément à la décision D-2014-034¹¹², 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 2015. Selon cette mise à jour, le coût moyen de la dette, ajusté pour tenir compte des CER, passe à 6,276 % pour l'année témoin 2016¹¹³.

[226] Le Distributeur dépose également, en décembre 2015, les taux d'intérêt moyens des obligations 3 ans et 5 ans d'Hydro-Québec du mois d'octobre de l'année de base 2015, utilisés pour rémunérer les soldes des CER, respectivement de 1,553 % et de 2,040 %, incluant les frais de garantie et d'émission.

[227] Par conséquent, la Régie établit le coût moyen de la dette applicable à la base de tarification à 6,276 % pour l'année témoin 2016.

[228] La Régie prend acte de la mise à jour des taux d'intérêt applicables aux soldes des CER de moins de 3 ans et ceux de 3 ans et plus, pour l'année témoin 2016, à 1,553 % et 2,040 % respectivement.

¹¹¹ Page 93, par. 369.

¹¹² Page 68, par. 273.

¹¹³ Pièce B-0132, p. 5.

5.3 TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[229] Le Distributeur demande initialement à la Régie d'autoriser un taux de rendement sur la base de tarification de 7,037 %, soit une diminution de 0,044 % par rapport au taux de 7,081 % approuvé pour 2015. Ce taux, pour l'année témoin 2016, correspond à la somme pondérée, selon la structure du capital, du taux de rendement sur les capitaux propres de 8,2 % et du coût moyen de la dette de 6,410 %¹¹⁴.

[230] Avec la mise à jour de décembre 2015 déposée par le Distributeur, le taux de rendement sur la base de tarification passe de 7,037 % à 6,949 %.

TABLEAU 7
TAUX DE RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

	<i>Structure de capital</i>	<i>2016 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35 %	8,200 %	2,870 %
Coût moyen de la dette	65 %	6,276 %	4,079 %
Taux de rendement de la base de tarification			6,949 %

[231] **La Régie détermine pour l'année 2016 un taux de rendement de la base de tarification du Distributeur de 6,949 %.**

5.4 COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

[232] Le Distributeur demande initialement à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût du capital prospectif de 5,334 % applicable à l'évaluation de ses projets d'investissement pour 2016.

¹¹⁴ Pièce B-0020, p. 5.

[233] Le 7 décembre 2015, le Distributeur dépose le coût du capital prospectif révisé à 5,248 %, à la suite de la mise à jour du coût moyen de la dette utilisant les données du *Consensus Forecasts* du mois de novembre 2015.

TABLEAU 8
COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

	<i>Structure de capital</i>	<i>2016 année témoin</i>	
Taux de rendement des capitaux propres	35 %	8,200 %	2,870 %
Taux prospectif de la dette pondéré par la composition	65 %	3,659 %	2,378 %
Coût du capital prospectif			5,248 %

[234] **La Régie détermine pour l'année témoin 2016 le taux moyen du coût du capital prospectif à 5,248 %.**

6. PRÉVISION DES VENTES EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

Année de base 2015

[235] La comparaison de la prévision des ventes de 2015, telle qu'acceptée dans la décision D-2015-018 (171,3 TWh), à celle de l'année de base du présent dossier, sur la base de 4 mois réels et 8 mois projetés de l'année 2015 (170,7 TWh), indique un écart prévisionnel consolidé de -612 GWh¹¹⁵.

¹¹⁵ Pièce B-0018, p. 12, tableau 5.

[236] En excluant les contrats spéciaux et les réseaux autonomes, cet écart est de -25 GWh. Le Distributeur présente de la manière suivante les écarts constatés dans les principales catégories de consommateurs¹¹⁶ :

- Tarifs D et DM (-179 GWh) : révision des mises en chantier prévues pour 2015, lesquelles passent de 39 000 unités à 37 500 unités et une légère baisse des consommations unitaires;
- Tarifs G, G-9 et M (-116 GWh);
- Tarif DT (-162 GWh) : diminution plus importante que celle prévue des abonnements à ce tarif;
- Tarif LG (+72 GWh);
- Tarif L (+74 GWh) : report de rationalisations dans le secteur des pâtes et papiers;
- Tarifs de l'électricité additionnelle (+287 GWh).

[237] Le Distributeur rappelle qu'il a présenté, lors de l'audience de la précédente demande tarifaire, une mise à jour de la prévision des ventes pour l'année témoin 2015¹¹⁷. Cette mise à jour, qui touchait essentiellement le secteur industriel grandes entreprises (-991 GWh, dont -804 GWh au tarif L et -187 GWh aux contrats spéciaux), a été retenue par la Régie dans sa décision D-2015-018¹¹⁸.

[238] À la demande de la Régie, le Distributeur soumet, dans la présente demande tarifaire, une mise à jour de la prévision des ventes pour l'année de base 2015¹¹⁹. L'écart prévisionnel entre la prévision des ventes, acceptée dans la décision D-2015-018, et celle de l'année de base du présent dossier, sur la base de 10 mois réels et 2 mois projetés de l'année 2015, est révisé à -868 GWh. La différence avec l'écart prévisionnel des ventes pour l'année de base 2015 de la preuve initiale est de -843 GWh.

[239] La Régie reconnaît que le Distributeur pouvait difficilement prédire l'évolution que connaîtraient les principaux indicateurs économiques utilisés dans la prévision des ventes au courant de l'année 2015.

¹¹⁶ Pièce B-0018, p. 11 et 12.

¹¹⁷ Dossier R-3905-2014, pièce B-0177, p. 7.

¹¹⁸ Page 108, par. 431.

¹¹⁹ Pièce B-0141, p. 17, tableau R-10.1-A.

[240] La Régie note les améliorations au niveau de la performance des modèles utilisés par le Distributeur, pour la prévision de la demande en énergie, sur la base des coefficients de détermination constatés¹²⁰. Elle s'attend à ce que le Distributeur poursuive ses démarches afin d'améliorer continuellement la performance de ses modèles, plus spécialement ceux utilisés pour la prévision des secteurs commercial, institutionnel et industriel petites et moyennes entreprises (PME) et des grandes entreprises.

Année témoin 2016

[241] Dans sa demande initiale, le Distributeur prévoit, pour l'année témoin projetée 2016, des ventes totales en énergie de 171,2 TWh, soit une croissance de 0,29 % par rapport aux ventes normalisées de 2015¹²¹. En audience, le Distributeur révisé à la baisse de 1,0 TWh sa prévision des ventes pour l'année témoin 2016, afin de tenir compte des plus récents indicateurs économiques ainsi que de l'évolution des ventes observée pour l'année de base 2015¹²².

[242] En excluant les contrats spéciaux et les réseaux autonomes, la baisse est de -531 GWh. Le Distributeur apporte les explications suivantes au sujet de ces variations anticipées des ventes pour les principales catégories tarifaires :

- Tarifs D et DM : la baisse de la demande (-138 GWh) est principalement attribuable à la révision par la Société canadienne d'hypothèques et de logement (SCHL) du nombre de mises en chantier prévues au Québec en 2016. Alors que la SCHL prévoyait, en avril 2015, les mises en chantier de 40 000 nouveaux logements au Québec en 2016, ce nombre est révisé à 34 000 en novembre 2015¹²³.
- Tarifs G, G-9, M et LG : la révision à la baisse de la demande des secteurs commercial, institutionnel et industriel PME (-132 GWh) est attribuable à la mise à jour des indicateurs économiques utilisés dans les modèles de prévision utilisés par le Distributeur¹²⁴.

¹²⁰ Pièce B-0018, p. 22.

¹²¹ Pièce B-0018, p. 6.

¹²² Pièce A-0043, p. 148.

¹²³ Pièce A-0043, p. 144 et 145.

¹²⁴ Pièce A-0043, p. 145.

- Tarif L : révision à la baisse de -185 GWh expliquée par sous-secteurs :
 - pâtes et papiers (+166 GWh) : augmentation du nombre de commandes, dans un contexte économique favorable, principalement attribuable au taux de change;
 - pétrole et chimie (-140 GWh) : le Distributeur anticipe que la décroissance des ventes observées en 2015 se poursuivra en 2016, notamment dans le secteur des chlorates;
 - mines et métaux (-173 GWh) : un ralentissement des activités minières, principalement attribuable aux prix de matières premières, fait en sorte que les investissements sont repoussés. Le Distributeur ne prévoit aucune nouvelle mise en service et anticipe un ralentissement de la consommation des clients actuels¹²⁵;
 - divers manufacturiers (-38 GWh) : attribuable à la mise à jour économique.

[243] La prévision des besoins en puissance à la pointe pour l'hiver 2015-2016 est également révisée à la baisse par le Distributeur à 37 960 MW, soit 89 MW¹²⁶ de moins que la prévision initiale¹²⁷. À ce sujet, le Distributeur précise que l'impact découle essentiellement des besoins associés aux clients du secteur industriel grandes entreprises, pour lequel la diminution représente approximativement 76 MW. La différence serait attribuable à la révision de la prévision des besoins en énergie pour les autres catégories de consommateurs¹²⁸.

[244] L'ACEFQ considère que les variations des prix des ressources et du dollar canadien ont des impacts importants sur la prévision des ventes faite par le Distributeur. Ces variations pourraient être significatives dans le futur. L'intervenante recommande à la Régie de demander au Distributeur de s'assurer que ces variables soient traitées adéquatement dans ses modèles de régression linéaire et d'y effectuer tout changement susceptible d'améliorer sa performance¹²⁹.

¹²⁵ Pièce A-0043, p. 145 à 147.

¹²⁶ Pièce A-0043, p. 148.

¹²⁷ Pièce B-0018, p. 14, tableau 6.

¹²⁸ Pièce A-0045, p. 121.

¹²⁹ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 8.

[245] Le Distributeur soutient que les équations du modèle de prévision économique du Québec constituent un système intégré qui prend en compte les changements des prix des ressources et du taux de change, soit directement lorsqu'il les utilise comme variables explicatives dans certaines équations ou, de façon implicite, lorsque ces mêmes variables deviennent des intrants aux variables explicatives d'autres équations. Le Distributeur ajoute qu'il a recours également aux prévisions du Conference Board du Canada et d'IHS-Global Insight pour certaines variables des économies canadienne et américaine, lesquelles tiennent compte de la baisse des prix de l'énergie et de la valeur du dollar canadien depuis 2014¹³⁰.

[246] La Régie accepte la prévision des ventes révisée déposée par le Distributeur aux fins d'établissement des tarifs de l'année tarifaire 2016-2017. Elle encourage le Distributeur à poursuivre le raffinement de ses modèles économétriques de prévision des ventes et à présenter dans la demande tarifaire suivant leur implantation toutes nouvelles améliorations qui y seraient apportées.

[247] Afin de faciliter le suivi des prévisions des ventes et des revenus des ventes, la Régie demande que soient déposés dans la preuve initiale du Distributeur, à partir de la demande tarifaire 2017-2018, les tableaux suivants :

- **comparaison de la prévision des ventes et les ventes réelles normalisées (GWh) de l'année historique, sur une base mensuelle, pour chaque tarif¹³¹;**
- **comparaison de la prévision des ventes et les ventes réelles normalisées (GWh) de l'année de base, sur une base mensuelle, pour chaque tarif¹³²;**
- **prévisions des ventes mensuelles (GWh) par tarif pour l'année témoin (GWh)¹³³;**
- **comparaison de la prévision des revenus et les revenus réels normalisés (M\$) de l'année historique, sur une base mensuelle, pour chaque tarif¹³⁴;**

¹³⁰ Pièce B-0077, p. 10.

¹³¹ Pièce B-0079, p. 9, tableau R-1.6.

¹³² Pièce B-0099, p. 23, tableau R-5.5-A.

¹³³ Pièce B-0099, p. 24, tableau R-5.5-B.

¹³⁴ Pièce B-0099, p. 25, tableau R-5.6-A.

- **comparaison de la prévision des revenus et les revenus réels normalisés (M\$) de l'année de base, sur une base mensuelle, pour chaque tarif¹³⁵;**
- **prévisions des ventes mensuelles (M\$) par tarif pour l'année témoin (M\$)¹³⁶.**

7. COÛTS ÉVITÉS

7.1 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAU INTÉGRÉ

7.1.1 COÛT ÉVITÉ EN ÉNERGIE

[248] 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 pourraient être requis à compter de 2024, afin de combler des besoins fermes, notamment en hiver¹³⁷.

[249] De 2016 à 2024 inclusivement, le signal de prix reflète le coût des achats en hiver sur les marchés de court terme, soit 6,6 ¢/kWh (\$ 2015) et, pour la période d'été, il correspond au prix de l'électricité patrimoniale, soit 2,8 ¢/kWh (\$ 2015)¹³⁸. Ces coûts évités sont indexés à l'inflation.

[250] À compter de 2024, le Distributeur suggère d'utiliser, comme coût évité de long terme en énergie, le prix moyen des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne, incluant les coûts de transport et d'équilibrage, soit 8,3 ¢/kWh (\$ 2015)¹³⁹ indexé à l'inflation.

[251] L'ACEFQ note que le Distributeur a changé sa référence pour l'estimation du coût évité en énergie de long terme, en prenant le coût moyen des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne plutôt que le prix plafond qui était de 11,2 ¢/kWh¹⁴⁰.

¹³⁵ Pièce B-0099, p. 26, tableau R-5.6-B.

¹³⁶ Pièce B-0099, p. 27, tableau R-5.6-C.

¹³⁷ Pièce B-0021 p. 5.

¹³⁸ *Ibid.*

¹³⁹ *Ibid.*

¹⁴⁰ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 44 et 45.

[252] Dans son mémoire¹⁴¹, le RNCREQ indique qu'il est préoccupé par l'ampleur de la différence entre les coûts évités estimés par son analyste et ceux retenus par le Distributeur. C'est un enjeu très important pour l'intervenant qui note que cela aura des impacts sur la rentabilité des mesures d'économie d'énergie ainsi que « *sur la stratégie tarifaire actuelle et sur l'analyse de potentiel des options étudiées par le distributeur en matière « d'approvisionnement auprès des clients »* ».

[253] En effet, l'intervenant constate que les coûts évités en énergie réels des années précédentes sont significativement plus élevés que ceux estimés par le Distributeur¹⁴².

[254] Il conclut que, même si l'écart était moins grand en 2013 et en 2015, le prix moyen des achats réels à court terme en hiver dépasse de loin les 66 \$/MWh proposés par le Distributeur. Étant donné la magnitude de ces écarts, il devient urgent de mettre à jour le mode de calcul des coûts évités en énergie. Il suggère que le Distributeur propose une méthode objective, lors de la demande tarifaire 2017-2018, par exemple, une méthode probabiliste ou une moyenne mobile qui combine les coûts réels des années antérieures avec les prix à terme courants¹⁴³.

[255] La Régie ne juge pas nécessaire de changer, à ce stade-ci, la méthode d'estimation des coûts évités en énergie de long terme. Elle note qu'ils ont augmenté de 37,5 % par rapport à ceux de l'an dernier, qui étaient alors de 4,8 ¢/kWh¹⁴⁴.

[256] La Régie approuve les coûts évités en énergie proposés par le Distributeur, aux fins de l'établissement des tarifs 2016-2017. Elle fixe ces coûts de la manière suivante :

De 2016 à 2024 inclusivement :

- **le signal de prix pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,6 ¢/kWh (en \$ 2015), indexé à l'inflation;**

¹⁴¹ Pièce C-RNCREQ-0014, p. 15.

¹⁴² Pièce C-RNCREQ-0016, p. 24.

¹⁴³ Pièce C-RNCREQ-0016, p. 28 et 29.

¹⁴⁴ Décision D-2015-018, p. 110.

- le signal de prix pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (en \$ 2015), indexé à l'inflation.

À compter de 2024 :

- le signal de prix pour l'année est de 8,3 ¢/kWh (en \$ 2015) indexé à l'inflation, soit le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage.

7.1.2 COÛT ÉVITÉ EN PUISSANCE

[257] Le bilan offre-demande en puissance du Distributeur présente des déficits sur l'ensemble de l'horizon de planification. Le Distributeur précise que pour l'horizon de court terme, le signal de prix reflète le coût de ses approvisionnements de court terme. Pour l'horizon de long terme, le coût évité devrait désormais correspondre au coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01 :

- pour les hivers 2015-2016 à 2017-2018, le signal de prix est de 20 \$/kW-hiver (en \$ 2015), indexé à l'inflation;
- à compter de l'hiver 2018-2019, le signal de prix est de 106 \$/kW-an (en \$ 2015), indexé à l'inflation.

Valeur du signal de prix de long terme en puissance

[258] L'ACEFQ produit le tableau suivant, tiré du rapport du Groupe Merrimack Energy, déposé dans le dossier R-3939-2015.

TABLEAU 9
EVALUATION OF CONTRACT PRICING

Project Name	Contract Capacity (MW)	Real Levelized Capacity Price (Cn \$/kW-year)	Annual Escalation
HQP System - 1	100	\$60.00	2.0%
HQP System - 2	200	\$105.00	2.0%
HQP System - 3	200	\$126.60	2.0%

Source : Dossier R-3939-2015, pièce B-0006, p. 11.

[259] Tenant compte de ces résultats, l'ACEFQ observe une grande variabilité des coûts de la puissance sur les marchés. Elle considère qu'« *il n'y a rien qui indique qu'à long terme le Distributeur ne puisse obtenir de la puissance additionnelle à des prix moins chers que la moyenne des soumissions retenues en 2015* ». L'intervenante note que le Groupe Merrimack Energy relevait aussi le manque de compétition et de participation du marché à cet appel d'offres¹⁴⁵.

[260] L'intervenante remarque aussi que le Distributeur propose de changer une méthodologie adoptée en 2008, alors que les coûts évités en puissance de long terme étaient établis en considérant seulement les besoins fermes en hiver. Selon cette méthodologie, le coût évité en puissance est basé sur le coût d'une turbine à gaz. De plus, pour des fins d'analyse, le Distributeur prenait comme hypothèse que 50 % de la production lui serait dédiée et que 50 % le serait à d'autres marchés¹⁴⁶.

[261] Questionné en audience sur ce signal de prix de long terme, le Distributeur indique que s'il avait demandé dans l'appel d'offres A/O 2015-01 un prix en kW pour l'hiver, il aurait obtenu le même prix de 106 \$/kW pour toute l'année. Il assume en effet que le fournisseur devrait récupérer la totalité de ses frais fixes sans pouvoir compter sur des revenus de reventes en période d'été :

« [...] si je prends le cas du producteur, [...] il exporte déjà tout ce qu'il est capable d'exporter en termes de puissance. Donc, il ne va pas... il ne va pas aller

¹⁴⁵ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 50 et 51.

¹⁴⁶ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 53 et 54.

chercher des revenus additionnels à partir d'une centrale au-delà de ce qu'il a déjà. Si c'était quelqu'un d'autre que le producteur, donc une nouvelle centrale qui viendrait s'installer, bien, c'est un peu la même chose, donc il y a des frais fixes qui seraient encourus pour fournir la charge locale et il faut que le promoteur soit capable de récupérer sa mise de fonds à travers ses revenus. Si on demande six mois pour l'hiver, lui, il va regarder les autres six mois où la centrale n'est pas contractée avec le Distributeur et il aurait peu, pour ne pas dire, pratiquement pas de moyens d'aller chercher des revenus additionnels sur les réseaux voisins en puissance »¹⁴⁷.

Période d'application du coût évité de puissance de court terme

[262] L'ACEFQ présente un bilan en puissance élaboré à partir des données du Distributeur. Elle considère que ce bilan devrait inclure « [l]a valeur de 1 145 MW représent[ant] la quantité minimale réelle des soumissions lors de récents appels d'offres de court terme visant la satisfaction des besoins en puissance des hivers 2014-2015 et 2015-2016 ». L'intervenante poursuit en notant que cette valeur est inférieure au potentiel des marchés de court terme de 1 500 MW qui lui est accessible. Cette valeur de 1 500 MW est maintenue par le Distributeur, « pour l'instant » et aucun événement ne serait susceptible de modifier ce niveau jusqu'à maintenant¹⁴⁸. Elle en déduit que les besoins de puissance de long terme ne se manifestent qu'à partir de l'hiver 2022-2023.

[263] Dans le cadre de cette estimation du coût évité de long terme en puissance, l'ACEFQ indique, en audience, que ce bilan pourrait et devrait être mis à jour. Cette demande de mise à jour a été rejetée par la Régie en audience¹⁴⁹.

[264] L'ACEFQ recommande que « l'indicateur de coût évité de la puissance de court terme établi par le Distributeur à 20 \$/kW-hiver (\$ 2015, indexé à l'inflation) [devrait] s'applique[r] pour la période 2015-2016 à 2021-2022 inclusivement »¹⁵⁰. L'indicateur de coût évité de long terme ne s'appliquerait alors qu'à partir de l'hiver 2022-2023.

¹⁴⁷ Pièce A-0045, p. 151 et 152.

¹⁴⁸ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 48 et 49.

¹⁴⁹ Pièce A-0043, p. 179 à 181.

¹⁵⁰ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 50.

Opinion de la Régie

[265] Les coûts évités sont des intrants pour l'évaluation du potentiel technico-économique des mesures d'efficacité énergétique ainsi que pour vérifier la rentabilité de ces mesures et programmes. Ils sont utilisés dans les stratégies tarifaires pour le calibrage des prix, notamment d'une tranche à l'autre, et pour évaluer la neutralité des tarifs. La Régie note que le Distributeur propose une augmentation significative du coût évité en puissance de long terme par rapport aux années précédentes. L'écart entre le coût évité de court terme à 20 \$/kW et celui de long terme à 106 \$/kW est aussi important.

[266] **Dans un premier temps, la Régie approuve la valeur du coût évité de puissance de court terme de 20 \$/kW-hiver.** En effet, cette valeur est la même que celle de l'an passé et son ordre de grandeur se rapproche du coût moyen des offres reçues pour les trois derniers hivers dans l'appel d'offres de court terme¹⁵¹.

[267] Ensuite, la Régie considère, à l'instar de l'ACEFQ, qu'un coût évité de long terme en puissance ne devrait s'appliquer qu'à partir de l'hiver 2022–2023.

[268] L'ACEFQ suggère la prise en compte, dans le bilan du Distributeur, de 1 145 MW provenant de marchés de court terme. Le Distributeur a en effet toujours affirmé qu'il pouvait compter sur 1 100 MW en provenance du marché de New-York. Par ailleurs, déjà dans la situation actuelle, les autres marchés représentent environ 25 % des importations de court terme pour le Distributeur, selon l'analyse du RNCREQ¹⁵².

[269] Le Distributeur aura certainement besoin de puissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2017-2026 et la réponse des marchés de court et moyen termes sera examinée dans ce dossier à venir en tenant compte, entre autres, de nouveaux facteurs, comme la construction prévisible d'interconnexions, l'évolution du marché de l'Ontario, la réponse au programme d'électricité interruptible et les moyens de gestion de la demande mis en œuvre.

¹⁵¹ Décision D-2015-179, p. 40 et 52.

¹⁵² Pièce C-RNCREQ-0029, p. 7.

[270] Le coût évité à long terme est un coût de marché à la marge qui, comme l'indique le Groupe Merrimack Energy¹⁵³, est influencé par plusieurs facteurs. La Régie note que depuis la décision tarifaire de 2010-2011¹⁵⁴, à chaque année, les coûts évités en puissance de court terme s'appliquent sur un horizon de 2 à 3 ans. La réponse du marché permettrait à chaque année de repousser le signal de prix de long terme, nettement plus élevé. C'est un fait dont le Distributeur pourrait tenir compte dans son portefeuille de moyens d'approvisionnement en puissance.

[271] En outre, la Régie note que l'argument du Distributeur à l'effet que le prix pour une garantie de puissance demandée sur les mois d'hiver serait le même que pour toute l'année n'est pas appuyé par une preuve probante.

[272] Enfin, le critère du Northeast Power Coordinating Council Inc. (NPCC), impliquant la disponibilité de ressources en puissance toute l'année, n'a pas changé lui non plus. Le Distributeur a toujours, dans les années précédentes, disposé en été de suffisamment de ressources en puissance et l'examen du NPCC se concentre essentiellement sur le respect du critère au moment de la pointe d'hiver au Québec¹⁵⁵.

[273] La Régie conclut qu'il n'y a pas lieu de changer, à ce stade-ci, la méthode d'établissement des coûts évités en puissance de long terme. Pour l'année 2016, elle les fixe de la façon suivante :

- **à compter de l'hiver 2018-2019, le signal de prix est de 53 \$/kW-hiver (en \$ 2015), indexé à l'inflation.**

7.2 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES

[274] Le Distributeur présente son estimation 2015 des coûts évités par réseau autonome.

¹⁵³ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 52.

¹⁵⁴ Décision D-2011-028, p. 24 et 25.

¹⁵⁵ Pièce B-0099, p. 31.

TABLEAU 10
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES –
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2015

	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	21,22	200	53%	4,29	25,52
Nunavik					
Akulivik	45,95	900	57%	17,94	63,89
Aupaluk	48,26	900	61%	16,93	65,20
Inukjuak	39,35	900	62%	16,55	55,90
Ivujivik	49,84	900	59%	17,42	67,26
Kangirsualujuaq	49,80	900	59%	17,36	67,16
Kangirsujuaq	44,89	900	61%	16,80	61,69
Kangirsuk	45,21	900	58%	17,59	62,80
Kuujuaq	43,14	900	61%	16,77	59,91
Kuujuarapik	40,44	900	65%	15,92	56,36
Puvimituk	40,23	900	66%	15,66	55,90
Quaqtaq	52,57	900	61%	16,93	69,50
Salluit	39,89	900	63%	16,39	56,28
Tasiujaq	48,63	900	60%	17,09	65,73
Umiujaq	47,02	900	58%	17,79	64,81
Basse-Côte-Nord					
La Romaine	33,06	765	45%	19,35	52,41
Port Menier	32,90	765	47%	18,61	51,51
Haute Mauricie					
Clova	38,06	765	42%	20,56	58,63
Opitciwan	30,56	765	46%	18,85	49,41
Schefferville	2,39	145	50%	3,29	5,68

Source : Pièce B-0021, p. 9.

[275] Selon le Distributeur, les coûts évités sont utilisés pour évaluer des programmes et des mesures du PGEÉ et du « Programme d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes » (PUEÉRA) 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 détaillée¹⁵⁶.

¹⁵⁶ Dossier R-3854-2013, pièce B-0017, p. 9, lignes 7 à 12.

[276] À la suite de la décision D-2012-024¹⁵⁷, la méthode utilisée par le Distributeur pour établir le coût évité en puissance des réseaux autonomes repose sur l'utilisation du coût d'un équipement générique de production¹⁵⁸.

[277] À la suite de la décision D-2015-018¹⁵⁹, le Distributeur a confié un mandat à une firme d'experts (ICF International) afin qu'elle propose une méthode d'établissement des coûts évités des réseaux autonomes. En raison des délais requis pour la réalisation d'une telle étude et du temps imparti entre la décision D-2015-018 et le dépôt du présent dossier, les résultats de l'étude seront déposés lors de la demande tarifaire 2017-2018.

[278] Pour le présent dossier, le Distributeur maintient la méthode reposant sur le coût d'un équipement générique de production pour déterminer le coût évité de la puissance des réseaux autonomes.

[279] SÉ-AQLPA soulève les difficultés rencontrées afin que soient considérés des projets autres que les centrales diesel du Distributeur¹⁶⁰.

[280] Depuis plusieurs années¹⁶¹, la Régie est préoccupée par la sous-estimation des coûts évités en puissance dans les réseaux autonomes, tout en se rangeant à l'argument du Distributeur voulant que les coûts évités présentés sont déjà très largement suffisants pour pouvoir amplement justifier tous les investissements, encore modestes, en efficacité énergétique dans ces réseaux.

[281] La Régie soulignait également dans sa décision D-2015-018¹⁶² :

« [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 ».

¹⁵⁷ Pages 31 à 33.

¹⁵⁸ Dossier R-3814-2012, pièce B-0016, p. 8.

¹⁵⁹ Paragraphes 464 et 465.

¹⁶⁰ Pièce A-0058, p. 168 et 169 et pièce A-0063, p. 129 à 131.

¹⁶¹ Décision D-2012-119, p. 9 et 10, par. 26 à 29.

¹⁶² Page 116.

[282] La Régie rappelait aussi dans sa décision D-2015-013 relative au Plan d'approvisionnement :

« [...] la Régie estime qu'un appel de propositions pour des projets d'énergie propre dans l'ensemble des réseaux autonomes à centrale thermique pourrait permettre, d'une part, d'évaluer des économies d'échelle plus intéressantes que lors de projets pilotes séparés et, d'autre part, de connaître le potentiel économique de projets d'énergie propre non encore identifiés dans ces réseaux.

[171] La Régie demande au Distributeur de considérer un appel de propositions s'appliquant à l'ensemble des réseaux autonomes à centrales thermiques, pour des projets d'énergie propre, incluant la biomasse, le JED, la production décentralisée de chaleur et d'électricité et tout autre projet d'énergie renouvelable et de présenter les résultats de ses analyses lors du prochain plan d'approvisionnement »¹⁶³.

[283] Le Distributeur déposera, lors de la demande tarifaire 2017-2018, les résultats de l'étude portant sur une méthode d'établissement des coûts évités en réseaux autonomes.

[284] En conséquence, la Régie accepte les coûts évités présentés par le Distributeur pour 2016 pour chacun des réseaux autonomes.

[285] La Régie rappelle également que le Distributeur s'est déclaré « *ouvert à toute forme d'énergie qui présenterait un avantage économique par rapport à la production thermique* »¹⁶⁴.

[286] Elle note par ailleurs les précisions du Distributeur à l'endroit de l'appel de propositions pour les réseaux autonomes :

« [...] ce qu'on espère, c'est que les experts dans le marché qui ont des solutions autres que du mazout ou du diesel vont pouvoir nous offrir des solutions à moindre coût, qui vont également réduire l'empreinte de gaz à effet de serre et qui vont s'inscrire dans la politique de réduction de notre empreinte de carbone.

¹⁶³ Décision D-2015-013, p. 41.

¹⁶⁴ Dossier R-3854-2013, pièce B-0094, p. 67.

[...] plutôt que de confiner nos appels d'offres à des sources d'énergie ciblées, notre stratégie, c'est de l'ouvrir à toute source d'énergie confondue. Donc, s'il y a une source qui a une diminution de ses coûts qui est plus prononcée que d'autres, peut-être que, dans un réseau, ça serait du solaire, peut-être que ça serait de la biomasse, ça peut être de l'éolienne, ça peut être de l'hydrolienne, ça peut être du GNL, ça peut être... tout est ouvert.

Ce qu'on vise, c'est que, d'une part, ce soit à moindre coût que ce qu'on fait présentement; d'autre part, que ce soit accepté par les communautés concernées. Et, troisièmement, on veut que ce soit une technologie qui est fiable et éprouvée. On ne veut pas avec nos réseaux autonomes servir de vitrine technologique. Donc, il faut que ce soit quelque chose qui a fait ses preuves. Mais si ces trois conditions-là sont rencontrées, nous, on va procéder »¹⁶⁵.

[287] La Régie prend acte de l'intérêt du Distributeur à lancer un appel de propositions ouvert à tous les réseaux autonomes et à toutes sources d'énergie confondues, incluant l'efficacité énergétique et la gestion de la demande à la pointe en réseaux autonomes. Elle demande par ailleurs au Distributeur de faciliter les initiatives visant l'identification et l'analyse de faisabilité de projets privés ou communautaires pouvant se qualifier pour un tel appel de propositions.

8. APPROVISIONNEMENTS

8.1 APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

8.1.1 BESOINS EN ÉNERGIE

[288] Afin de répondre à la demande en énergie pour l'année témoin 2016, le Distributeur prévoit, dans sa demande initiale, des besoins en énergie de 184,9 TWh, en hausse de 1,0 TWh par rapport à ceux de l'année de base 2015 normalisée¹⁶⁶.

¹⁶⁵ Pièce A-0045, p. 135 et 136.

¹⁶⁶ Pièce B-0018, p. 14, tableau 6.

[289] Tel que présenté au tableau suivant, le Distributeur prévoit acheter 15,2 TWh d'électricité postpatrimoniale en 2016. Le volume d'électricité patrimoniale inutilisée en 2016 serait de 9,2 TWh, soit une hausse de 1,7 TWh par rapport à celui approuvé par la Régie pour l'année de base 2015¹⁶⁷.

TABLEAU 11
BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2014 Année historique	2015 Année de base	2016 Année témoin
BESOINS PRÉVUS	187,5	189,4	184,9
<i>moins</i> électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9
<i>plus</i> électricité patrimoniale inutilisée	6,7	7,3	9,2
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	15,3	17,9	15,2

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

Source : Pièce B-0023, p. 6.

[290] Pour l'année de base 2015, le Distributeur estime les besoins d'approvisionnement à 189,4 TWh, soit 4,2 TWh de plus que ceux reconnus dans la décision D-2015-018¹⁶⁸. Il précise que cet écart est principalement expliqué par des températures beaucoup plus froides que la normale au cours des quatre premiers mois de l'année¹⁶⁹.

[291] En audience, le Distributeur met à jour sa prévision des ventes et révisé ses besoins en énergie pour l'année témoin 2016 à 183,9 TWh soit une baisse de 1,05 TWh¹⁷⁰ par rapport à ceux prévus initialement¹⁷¹. Cette révision à la baisse des besoins en énergie pour 2016 se traduit par une réduction des achats d'électricité patrimoniale de 19,2 M\$¹⁷².

¹⁶⁷ Pièce B-0023, p. 6, tableau 1.

¹⁶⁸ Page 117, par. 466.

¹⁶⁹ Pièce B-0018, p. 13.

¹⁷⁰ Pièce A-0043, p. 148.

¹⁷¹ Pièce B-0023, p. 6.

¹⁷² Pièce B-0024, p. 5, tableau 1 et pièce B-0155, p. 14, tableau R-11.4-C.

[292] Le Distributeur présente également une mise à jour de la contribution prévue des contrats d’approvisionnement de long terme pour l’année 2016¹⁷³. Cette contribution est ainsi révisée à 14,7 TWh, en baisse de 293 GWh¹⁷⁴, afin de tenir compte du report de certains projets d’approvisionnement en électricité renouvelable (éolien et biomasse).

[293] Pour l’année 2016, le Distributeur indique ne différer aucune quantité d’énergie en vertu des Conventions d’énergie différée, ni revendre de l’énergie sur les marchés, conformément à la *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 4 juin 2014 et visant le retour à l’équilibre budgétaire en 2015-2016*¹⁷⁵ adoptée le 20 avril 2015¹⁷⁶. Le Distributeur ne prévoit également rappeler aucune quantité d’énergie différée en vertu des Conventions d’énergie différée.

[294] Les besoins en énergie du Distributeur pour l’année témoin 2016 prennent également en considération les éléments suivants¹⁷⁷ :

- la reconduction des paramètres de l’entente d’intégration éolienne actuelle;
- la suspension des livraisons de la centrale de TCE;
- les livraisons du contrat cyclable d’environ 0,2 TWh.

8.1.2 BESOINS EN PUISSANCE

[295] Dans sa demande initiale, le Distributeur prévoit des besoins en puissance à la pointe de 38 049 MW¹⁷⁸ pour l’hiver 2015-2016, en hausse de 0,45 % par rapport à la pointe normalisée de l’hiver 2014-2015. Cependant, à la suite de la mise à jour des besoins en énergie présentée en audience, le Distributeur révisé à la baisse les besoins en puissance de 89 MW¹⁷⁹ pour l’hiver 2015-2016, lesquels sont désormais prévus être de 37 960 MW.

¹⁷³ Pièce B-0155, p. 12, tableau R-11.4-A et p. 13, tableau R-11.4-B.

¹⁷⁴ Pièce A-0043, p. 176 et 177.

¹⁷⁵ L.Q. 2015, c. 8.

¹⁷⁶ Pièce B-0023, p. 7.

¹⁷⁷ *Ibid.*

¹⁷⁸ Pièce B-0018, p. 14.

¹⁷⁹ Pièce A-0043, p. 148.

[296] Le Distributeur présente son portefeuille d'approvisionnements en puissance pour l'hiver 2015-2016. Les besoins de long terme sont estimés à 2 147 MW, alors que ceux de court terme s'élèvent à 1 960 MW¹⁸⁰.

[297] En audience, le Distributeur présente une mise à jour de son portefeuille d'approvisionnements postpatrimoniaux en puissance pour l'hiver 2015-2016 (tableau 12) qui tient compte des ajustements attribuables à la révision des besoins en énergie de même qu'au report de projets d'énergie renouvelable.

TABLEAU 12
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE –
RÉVISION DE NOVEMBRE 2015

En MW	Hiver 2015-2016 Année témoin
LONG TERME	2 116
TCE	-
HQP	600
<i>Base</i>	350
<i>dont puissance garantie des rappels</i>	0
<i>Cyclable</i>	250
Kruger	16
Tembec	8
Biomasse II	47
Biomasse III	164
Éolien (note 1)	1 067
Petite hydraulique	64
Autres approvisionnements de long terme	150
COURT TERME	2 100
Interventions en GDP	1 200
<i>Option d'électricité interruptible</i>	1 140
<i>Nouvelles interventions en GDP</i>	60
Abaissement de tension	250
Achats de puissance	650
<i>A/O 2014-01 et A/O 2015-01</i>	650
<i>À acquérir (arrondis à 50 MW près)</i>	0
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX	4 216

(1) Garantie de puissance de 35%.

Source : Pièce B-0149, p. 3.

¹⁸⁰ Pièce B-0023, p. 2.

[298] La contribution des approvisionnements de long terme en puissance est révisée à la baisse de -31 MW afin de refléter la puissance qui était rattachée aux projets d'énergie renouvelable reportés¹⁸¹. La contribution des achats de court terme en puissance est, quant à elle, révisée à la hausse afin de tenir compte de la mise à jour des contributions des contrats d'option d'électricité interruptible, soit une hausse de 290 MW par rapport à la prévision initiale.

[299] Selon l'ACEFQ, les estimations des coûts d'approvisionnement patrimonial et postpatrimonial pour l'année 2016 pourraient être surévaluées, puisqu'elles sont basées sur les paramètres du contrat d'intégration éolienne actuel. Selon l'intervenante, l'entrée en vigueur du nouveau contrat d'intégration éolienne serait susceptible de réduire les coûts d'approvisionnement par rapport à ceux calculés selon les paramètres de l'entente d'intégration éolienne actuelle¹⁸².

[300] La Régie n'a aucune preuve au dossier sur les coûts du futur contrat d'intégration éolienne, lequel ne lui a pas encore été présenté pour approbation. Elle ne peut donc les considérer dans la présente demande tarifaire.

8.1.3 ENTENTE GLOBALE CADRE

[301] Selon le RNCREQ, le fait que l'Entente globale cadre (l'Entente) ne soit pas un moyen d'approvisionnement ne signifie pas pour autant que le Distributeur ne puisse en aucun cas y avoir recours, ni qu'il doive encourir des coûts extrêmement élevés afin d'éviter à tout prix de l'utiliser¹⁸³.

[302] De l'avis du Distributeur, les commentaires du RNCREQ démontrent une mauvaise connaissance de l'Entente, puisqu'il a été convenu, au moment de son approbation, qu'elle n'est pas un outil d'approvisionnement, mais plutôt un moyen de combler des besoins constatés après coup¹⁸⁴.

¹⁸¹ Pièce B-0151, p. 3.

¹⁸² Pièce C-ACEFQ-0008, p. 25.

¹⁸³ Pièce C-RNCREQ-0014, p. 14.

¹⁸⁴ Pièce B-0158, p. 9.

[303] La Régie a, dans le passé, approuvé les modalités relatives à l'utilisation de l'énergie en provenance de l'Entente¹⁸⁵. Il n'y a pas lieu de remettre en question ces modalités ni l'objectif de l'Entente. À l'instar du Distributeur, la Régie rappelle 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* »¹⁸⁶. L'Entente ne peut donc être considérée comme un outil à la disposition du Distributeur afin d'optimiser stratégiquement le coût de ses approvisionnements en énergie ou en puissance.

8.1.4 DÉPENSES PRÉVUES EN 2016 LIÉES AUX ENTENTES AVEC TCE ET GAZ MÉTRO

[304] L'ACEFQ recommande à la Régie que le Distributeur révise le coût associé à l'utilisation ou la non-utilisation de la centrale de TCE en 2016, qu'il réclame à titre de coût d'approvisionnement, et de faire la démonstration de l'utilité de ce coût révisé à sa clientèle de l'année témoin 2016 (approvisionnement en puissance lors des périodes de pointe).

[305] L'ACEFQ ajoute qu'à défaut d'une démonstration adéquate du Distributeur, elle recommande que la Régie refuse de reconnaître le montant de 8,75 M\$ lié aux contrats avec TCE et Gaz Métro comme coût d'approvisionnement du Distributeur en 2016.

[306] Le Distributeur ne prévoyant pas utiliser la centrale de TCE pour la pointe 2015-2016, l'ACEFQ est d'avis que ce montant de 8,75 M\$ n'est pas justifié¹⁸⁷.

[307] En réplique, le Distributeur souligne que ces coûts sont prévus dans l'entente avec TCE et approuvée par la Régie dans sa décision D-2015-179. Selon lui, la centrale de TCE pourrait être utilisée en période de pointe à l'hiver 2016-2017. Il indique également que tout écart entre les coûts réels et les coûts prévus des coûts d'approvisionnement de l'année témoin 2016 sera comptabilisé au compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité¹⁸⁸.

¹⁸⁵ Décisions D-2005-203, D-2007-83 et D-2009-107.

¹⁸⁶ Décision D-2013-206, p. 6, par 11.

¹⁸⁷ Pièce C-ACEFQ-0021, section 3.

¹⁸⁸ Pièce A-0062, p. 151 et 152.

[308] La Régie note que le montant de 8,75 M\$¹⁸⁹ correspond, sur une base annuelle, à une somme de 15 M\$, pour l'année 2016-2017, prévue à l'entente entre le Distributeur et TCE qu'elle a approuvée dans sa décision D-2015-179. Elle rappelle que cette somme correspond à des coûts fixes de mise à niveau de la centrale de TCE afin qu'elle puisse dorénavant être utilisée en période de pointe par le Distributeur, pour une période de 20 ans, se terminant en 2036¹⁹⁰.

[309] Considérant ce qui précède, la Régie approuve le montant de 8,75 M\$ lié à l'utilisation de la centrale de TCE à titre de coût d'approvisionnement de l'année témoin 2016.

8.1.5 BUDGET D'INVESTISSEMENT 2016 POUR LE PROGRAMME « CHARGES INTERRUPTIBLES RÉSIDENIELLES »

[310] Le Distributeur reporte d'un an le démarrage du projet de télécontrôle des chauffe-eau interruptibles¹⁹¹. L'impact de ce report sur le revenu requis du Distributeur en 2016 est estimé à 5,6 M\$, dont un montant de 3,9 M\$ à titre de coûts d'approvisionnement¹⁹².

[311] Considérant ce qui précède, la Régie réduit de 3,9 M\$ le coût des approvisionnements du Distributeur pour l'année témoin 2016.

8.1.6 COÛTS DES ACHATS POSTPATRIMONIAUX-TRANSACTIONS SOUS DISPENSE DES 4 ET 5 DÉCEMBRE 2014

[312] Le coût moyen des approvisionnements de court terme en 2014 a été supérieur d'environ 29 \$/MWh au prix associé au marché de référence. Selon le Distributeur, cet écart est dû aux achats de court terme qu'il a réalisés durant certaines heures sur les marchés autres que celui de New-York. Les achats ont dépassé la capacité de l'interconnexion du marché de référence (1 100 MW) pour près de la moitié des heures.

¹⁸⁹ Sept mois sur 12 mois de 15 M\$.

¹⁹⁰ Dossier R-3925-2015, pièce B-0005, p. 13, tableau A.1.

¹⁹¹ Pièce B-0126, p. 31.

¹⁹² Pièce B-0126, p. 32.

Ces achats sur les autres marchés ont été effectués à des prix qui étaient supérieurs à celui du marché de référence¹⁹³.

[313] L'examen du *Suivi détaillé des activités d'achats et de ventes du Distributeur 2014*¹⁹⁴ révèle que des achats de court terme particulièrement importants ont eu lieu les 4 et 5 décembre 2014, alors que les bâtonnets patrimoniaux utilisés à ces dates étaient insuffisants pour combler les besoins de la charge locale en cette période hivernale.

[314] Le Distributeur rappelle¹⁹⁵ que les achats de court terme, effectués sans recourir au mécanisme d'appel d'offres, permettent des ajustements fins pour corriger les déséquilibres offre/demande causés par les aléas prévisionnels, les aléas climatiques, les défauts éventuels de fournisseurs et les contraintes de transport.

[315] Le Distributeur indique qu'un événement réseau a eu pour conséquence des achats d'énergie d'urgence de tous les marchés avoisinants et des exportations qui ont été redirigées dans la zone de contrôle de TransÉnergie, dans le but d'assurer la fiabilité du réseau et d'éviter davantage de délestage à la clientèle québécoise¹⁹⁶.

[316] Les méfaits d'un tiers à l'origine de cet événement ont occasionné une indisponibilité de transport de l'ordre de 7 000 MW pour une ligne de transport en provenance de la Baie-James, privant ainsi la charge locale d'une partie de son approvisionnement en énergie patrimoniale.

[317] Selon le Distributeur, lorsqu'un tel événement survient, le Transporteur prend tous les moyens pour répondre à la contrainte de transport en respect des *Tarifs et conditions des services de transport*¹⁹⁷ (les Tarifs du Transporteur), notamment par l'arrêt des exportations, des appels d'énergie d'urgence des réseaux voisins, un abaissement de tension et l'appel au public, le tout, dans le but de minimiser le télé-délestage et le délestage cyclique¹⁹⁸. Lors de cet événement, 200 000 clients ont été délestés.

¹⁹³ Pièce B-0023, p. 12.

¹⁹⁴ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/TermElecDistrPlansAppro_Suivis.html.

¹⁹⁵ Pièce B-0158, p. 8.

¹⁹⁶ Pièce B-0079, p. 60.

¹⁹⁷ Art. 41.1 à 41.7.

¹⁹⁸ Pièce B-0158, p. 10.

[318] En vertu de l'article 41.3 des Tarifs du Transporteur, « [...] *les clients du service de transport ferme de point à point, les clients du réseau intégré et le Distributeur pour les clients de charge locale supportent tous une quote-part proportionnelle du coût total de la nouvelle répartition en fonction de leurs transactions respectives qui sont affectées par la nouvelle répartition* ».

[319] A cet égard, le Distributeur indique que la transaction la plus onéreuse, identifiée comme la transaction T0103389 au rapport de *Suivi détaillé des achats sous dispense par contrepartie*¹⁹⁹, représente la somme des coûts qui résultent de l'action du Transporteur pour pallier l'incident, lesquels ont été répartis entre la charge locale et les clients de point à point, selon la répartition reconnue des coûts de transport²⁰⁰.

[320] Par ailleurs, le Distributeur indique avoir transigé sur le marché pour s'approvisionner dans le continuum des actions entreprises par le Transporteur. Entre autres, il a racheté des positions d'exportations d'énergie ferme d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) pour les rediriger vers la zone de contrôle du Transporteur et pour permettre l'accès aux interconnexions²⁰¹.

[321] La FCEI indique ne pas comprendre pourquoi l'électricité fournie par le Producteur, au cours de la période entourant cet événement, ne pouvait l'être à titre d'électricité patrimoniale.

[322] L'intervenante cite le décret 1277-2001 concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale²⁰² (le Décret patrimonial), qui prévoit que « [l']*approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale est assuré par la fourniture d'électricité produite ou achetée par le fournisseur [...]* », et indique qu'elle ne voit pas pourquoi l'électricité vendue le 4 décembre 2014 n'aurait pu se qualifier comme électricité patrimoniale²⁰³.

[323] La FCEI remet en question l'argument du Distributeur à l'effet que de petits bâtonnets patrimoniaux aient été utilisés, compte tenu de l'indisponibilité du réseau qui ne permettait pas d'acheminer l'électricité patrimoniale planifiée des ressources désignées.

¹⁹⁹ Pièce B-0123, p. 53.

²⁰⁰ En vertu des décisions D-2006-66 et D-2009-015.

²⁰¹ Pièce A-0060, p. 38.

²⁰² [2001] 46 G.O. II, 7705.

²⁰³ Pièce C-FCEI-0015, p. 8.

[324] La FCEI estime les surcoûts encourus pour l’approvisionnement en électricité postpatrimoniale au cours de cet événement à 10,5 M\$ et recommande à la Régie de réduire le compte de *pass-on* 2014 de cette somme pour l’établissement des tarifs 2016-2017.

[325] Pour sa part, le RNCREQ plaide qu’en offrant au Producteur la possibilité d’approvisionner les marchés québécois en électricité patrimoniale, via l’achat d’électricité, le Décret patrimonial reconnaît implicitement que l’électricité produite par le Producteur pourrait ne pas toujours être livrable et qu’il appartiendrait alors à ce dernier de s’approvisionner autrement. Selon l’intervenant, en vertu du texte et de l’esprit du Décret patrimonial, le fait que le chemin requis pour livrer, à partir de la centrale de son choix, n’est pas disponible, ne relève pas le Producteur de son obligation de livrer l’électricité patrimoniale. Il lui revient donc de trouver une autre source d’approvisionnement qui n’est pas affectée par la contrainte de transport dont, par exemple, un achat et une livraison via les interconnexions avec d’autres réseaux²⁰⁴.

[326] A l’instar de la FCEI, le RNCREQ demande à la Régie de radier du compte de *pass-on* 2014 un montant équivalent aux coûts encourus par le Distributeur afin de pallier le défaut du Producteur d’acheminer l’électricité patrimoniale.

[327] Selon le Distributeur :

« Toute thèse selon laquelle le Producteur serait responsable du transport de l’électricité patrimoniale ne repose absolument sur aucun fondement juridique. Je n’ai pas vu un argument qui permettait de soutenir cette thèse-là.

Le réseau de transport est au service de la charge locale lorsqu’on parle de la livraison du patrimonial. On ne parle pas du point à point. En fait que le réseau de transport est au service de la charge locale et il est au service des clients de point à point, ce qui reflète d’ailleurs la répartition quatre-vingt-huit (88), douze (12).

Or, lorsque le Producteur livre le patrimonial, il utilise le service de transport pour l’alimentation de la charge locale du Distributeur. C’est une réalité qui est

²⁰⁴ Pièce C-RNCREQ-0033, p. 11.

évidente puisque si le producteur était également responsable du transport, on s'entend que les coûts seraient autre chose »²⁰⁵.

[328] Pour livrer l'électricité patrimoniale, le Producteur utilise le service de transport pour l'alimentation de la charge locale du Distributeur, conformément aux Tarifs du Transporteur. Notamment, le Distributeur réfère à l'article 41.3 des Tarifs du Transporteur afin de justifier le partage des coûts entre le Transporteur et le Distributeur pour pallier une contrainte de transport :

« 41.3 Responsabilité des coûts occasionnés pour pallier les contraintes de transport : Lorsque le Transporteur met en œuvre des procédures de nouvelle répartition au moindre coût par suite d'une contrainte de transport, les clients du service de transport ferme de point à point, les clients du réseau intégré et le Distributeur pour les clients de charge locale supportent tous une quote-part proportionnelle du coût total de la nouvelle répartition en fonction de leurs transactions respectives qui sont affectées par la nouvelle répartition ».

Opinion de la Régie

[329] La Régie doit déterminer si le Producteur est dans l'obligation d'approvisionner le Distributeur en électricité patrimoniale pour les besoins de la charge locale, lorsqu'une indisponibilité du réseau de transport l'empêche de livrer l'électricité patrimoniale préalablement planifiée.

[330] En vertu de l'article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec*²⁰⁶ (la LHQ), « l'approvisionnement en électricité patrimoniale tel qu'établi par la *Loi sur la Régie de l'énergie* » est assuré par Hydro-Québec.

[331] Pour sa part, le Décret patrimonial fixe les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume de 165 TWh. Cet approvisionnement doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité.

²⁰⁵ Pièce A-0060, p. 40 et 41.

²⁰⁶ RLRQ, c. H-5.

[332] En vertu du Décret patrimonial, l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale est assuré par la fourniture d'électricité produite ou achetée par le fournisseur²⁰⁷. Cette électricité est livrée au Distributeur aux points de raccordement du réseau de distribution, selon la demande et les besoins du Distributeur²⁰⁸. Le volume annuel d'électricité patrimoniale correspond aux volumes de consommation des marchés québécois, jusqu'à concurrence de 165 TWh, nets des pertes de transport et de distribution²⁰⁹.

[333] L'article 2 du Décret patrimonial a été invoqué par certains intervenants pour justifier une obligation qu'aurait le Producteur de livrer de l'énergie, produite ou achetée, pour la charge locale, à titre d'énergie patrimoniale, jusqu'aux points de raccordement du réseau de distribution. Une telle obligation incomberait au Producteur en toutes circonstances, même en situation de force majeure, lorsque des contraintes de transport sur le réseau résultant des agissements d'un tiers empêchent l'acheminement de l'électricité disponible.

[334] Bien que le Décret patrimonial ne soit pas un texte législatif, il participe au cadre réglementaire en vigueur et les différentes règles d'interprétation doivent en guider la lecture, avec les adaptations qui s'imposent.

[335] Selon la *Loi d'interprétation*, une loi doit recevoir « *une interprétation large, libérale, qui assure l'accomplissement de son objet et l'exécution de ses prescriptions suivant leurs véritables sens, esprit et fin* »²¹⁰. Par ailleurs, les dispositions d'une loi « *s'interprètent les unes par les autres en donnant à chacune le sens qui résulte de l'ensemble et qui lui donne effet* »²¹¹.

[336] Dans le même sens, selon la Cour suprême du Canada, en matière d'interprétation, « *il faut lire les termes d'une loi dans leur contexte global en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s'harmonise avec l'esprit de la loi, l'objet de la loi et l'intention du législateur* »²¹².

²⁰⁷ Décret 1277-2001, [2001] 46 G.O. II, 7705, art. 1.

²⁰⁸ *Ibid.*, art. 2.

²⁰⁹ *Ibid.*, art. 3.

²¹⁰ *Loi d'interprétation*, RLRQ, c. I-16, art. 41.

²¹¹ *Ibid.*, art. 41.1.

²¹² *Opitz c. Wrzesnewskyj*, [2012] 3 RCS 76, 95.

[337] L'interprétation des articles du Décret patrimonial, dans leur contexte et l'un par rapport à l'autre, permet de conclure que l'article 2 vise à confirmer la livraison de l'entièreté des volumes d'énergie patrimoniale au bénéfice de la charge locale et d'obliger le Producteur à assumer les pertes et services complémentaires associés à l'énergie patrimoniale, sans frais supplémentaires pour la charge locale.

[338] Selon la Régie, le Producteur a l'obligation d'utiliser l'ensemble de ses ressources pour assurer la livraison de l'électricité patrimoniale, « *selon la demande et les besoins du distributeur d'électricité* »²¹³, mais l'esprit et la lettre du Décret patrimonial prévoient un cadre de nature prévisionnelle. Ainsi, les ressources du Producteur doivent toutes être mises à contribution afin de planifier la livraison, dans le but de satisfaire l'approvisionnement de la demande et des besoins du Distributeur.

[339] Conclure autrement imposerait au Producteur la responsabilité du transport de l'électricité patrimoniale et il est vraisemblable, tel que le Distributeur l'a exprimé, que « *si le producteur était également responsable du transport, on s'entend que les coûts seraient autre chose* »²¹⁴.

[340] L'opérationnalisation et les conditions de transport de l'électricité se retrouvent aux Tarifs du Transporteur. En l'occurrence, les dispositions du chapitre IV relatives au transport de l'électricité pour la charge locale, notamment les articles 41.1 à 41.3, précisent les modalités applicables lorsque survient une contrainte de transport sur le réseau.

[341] Les articles 36.1 et 36.2 des Tarifs du Transporteur indiquent l'étendue du service de transport pour la charge locale et la responsabilité du Transporteur à l'égard du transport de cette électricité :

« 36.1 Étendue du service : Le service de transport pour l'alimentation de la charge locale est un service de transport qui permet au Distributeur d'utiliser efficacement et économiquement ses ressources (de même que les autres ressources non désignées) pour alimenter sa charge locale, ainsi que toute charge additionnelle pouvant être désignée conformément à l'article 39.3 des présentes. Le Distributeur doit assurer ou obtenir de ses fournisseurs que ceux-ci assurent les services complémentaires requis pour la sécurité et la fiabilité de

²¹³ Décret 1277-2001, art. 2, *in fine*.

²¹⁴ Pièce A-0060, p. 41.

l'alimentation de la charge locale et qui sont énumérés dans l'Annexe 8 des présentes.

36.2 Responsabilités du Transporteur : Le Transporteur planifie, construit, exploite et entretient son réseau de transport et il contrôle les mouvements d'énergie dans sa zone de réglage, conformément aux pratiques usuelles des services publics, afin de fournir un service de transport pour la livraison de puissance et d'énergie à partir des ressources du Distributeur, de manière à alimenter les charges des clients de charge locale à partir du réseau du Transporteur. Le Distributeur doit désigner les ressources qui sont disponibles, sous le contrôle du Transporteur, pour alimenter sa charge locale. Le Transporteur doit inclure la charge locale du Distributeur aux fins de la planification de son réseau de transport et doit, conformément aux pratiques usuelles des services publics, s'efforcer de construire, et mettre en service, une capacité de transfert suffisante pour livrer les ressources du Distributeur de manière à desservir d'une façon fiable les clients de charge locale ».

[342] À ces dispositions applicables à la charge locale, s'ajoutent les articles 10.1 et 10.2 des Tarifs du Transporteur qui précisent la responsabilité du Transporteur en cas de force majeure et l'obligation d'indemnisation de ses clients :

« 10 Responsabilité

10.1 Force majeure : S'entend des cas fortuits, conflits de travail, actes de l'ennemi public, guerres, insurrections, émeutes, incendies, tempêtes, inondations ou verglas, explosions, bris ou accidents des machines ou de l'équipement, réductions, ordonnances, réglementations ou restrictions imposées par un gouvernement militaire ou des autorités civiles légalement établies, ou toute autre cause indépendante de la volonté d'une partie. Ni le Transporteur ni le client du service de transport ne seront jugés en défaut à l'égard de toute obligation prévue aux présentes s'ils sont dans l'impossibilité d'exécuter l'obligation du fait d'une force majeure. Toutefois, la partie dont l'exécution de ses obligations en vertu des présentes est empêchée par un cas de force majeure doit faire tous les efforts raisonnables pour exécuter ses obligations prévues aux présentes.

10.2 Indemnisation : Le client du service de transport est tenu, en tout temps, de prendre fait et cause pour le Transporteur et de l'indemniser pour tous les dommages, pertes, demandes, notamment les demandes et procédures liées à des blessures ou au décès d'une personne ou à des dommages matériels, réclamations, poursuites, recouvrements, coûts et dépenses, frais judiciaires, honoraires d'avocats, et toutes les autres obligations envers un tiers, qui

découlent ou résultent de l'exécution par le Transporteur de ses obligations en vertu des présentes au nom du client du service de transport, sauf en cas de négligence grossière ou de faute intentionnelle du Transporteur ».

[343] Il ressort de l'examen du cadre normatif applicable que le Distributeur dispose, à sa charge, du service de transport pour alimenter la charge locale. De ce fait, le Producteur n'a pas l'obligation d'approvisionner le Distributeur en électricité patrimoniale lorsque l'état du réseau de transport empêche la livraison de cette électricité, telle que prévue et rendue disponible.

[344] Par ailleurs, considérant les faits exposés et la situation de force majeure qui prévalait sur le réseau de transport au moment des événements survenus les 4 et 5 décembre 2014, **la Régie se déclare satisfaite de la preuve fournie par le Distributeur relativement aux transactions d'urgence associées à cet événement.**

[345] En accueillant une objection du Distributeur lors de l'audience, la Régie a précisé que dans le cadre d'une demande tarifaire, seuls les coûts associés aux approvisionnements et à leur acquisition par le Distributeur pour l'année témoin projetée sont pertinents²¹⁵.

[346] **La Régie demande par ailleurs au Distributeur de tenir une séance de travail portant sur la procédure d'approvisionnement des achats de court terme sous dispense, dans le cadre de l'examen de son prochain plan d'approvisionnement.**

8.2 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[347] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les achats d'électricité au montant de 6 356,3 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 6 352,0 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont la mise à jour des approvisionnements en électricité patrimoniale et postpatrimoniale (voir la section 8.1) ainsi que la mise à jour du compte de *pass-on* de 2015 selon la prévision 10 mois réels et 2 mois projetés de 2015 (voir la section 4.4).

²¹⁵ Pièce A-0058, p. 130.

[348] Tel que présenté au tableau suivant, les achats d'électricité du Distributeur passent de 5 907,8 M\$, montant autorisé pour l'année 2015, à 6 232,8 M\$ en 2016, soit une hausse de 325,0 M\$ (5,5 %).

TABLEAU 13
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

(en M\$)	2014 Année historique	2015 (D-2015-018)	2015 Année de base	2016 Année témoin Initiale	2016 Année témoin Révisée (1)	2016 Année témoin Révisée (2)	Variation Année témoin 2016 vs 2015 (D-2015-018)	
Électricité patrimoniale	4 508,2	4 515,0	4 534,2	4 534,4	4 534,4	4 515,2	0,2	0,0 %
Électricité postpatrimoniale	1 684,6	1 434,9	1 717,1	1 591,4	1 591,4	1 549,9	115,0	8,0 %
Tarif de gestion de la consommation	25,8	0,0	13,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
Ajustement des contrats spéciaux	(247,4)	(177,9)	(154,9)	(145,0)	(149,3)	(191,2)	(13,3)	7,5 %
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2012-2015	(354,2)	135,8	8,0	375,5	375,5	358,9	223,1	(164,3 %)
<i>Compte de pass-on 2012</i>	(4,3)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
<i>Compte de pass-on 2013</i>	(27,9)	0,0	0,0	56,4	56,4	56,4	56,4	
<i>Compte de pass-on 2014</i>	(322,0)	135,8	135,8	191,3	191,3	191,3	55,5	
<i>Compte de pass-on 2015</i>	0,0	0,0	(127,8)	127,8	127,8	111,2	111,2	
Total	5 617,0	5 907,8	6 117,9	6 356,3	6 352,0	6 232,8	325,0	5,5 %

Sources : Pièce B-0022, p. 6; pièce B-0128, p. 11 et pièce B-0145, p. 7.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 3 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[349] La hausse de 325,0 M\$ (5,5 %) s'explique principalement par une augmentation des achats d'électricité postpatrimoniale de 115,0 M\$ (8,0 %) et par la variation des comptes de *pass-on* 2013 à 2015 totalisant 223,1 M\$.

[350] **La Régie accepte le versement des soldes des comptes de *pass-on* pour l'achat d'électricité de 2013, 2014 et 2015, respectivement de 56,4 M\$, de 191,3 M\$ et de 111,2 M\$, dans les revenus requis de l'année témoin 2016 (voir la section 4.4).**

[351] **La Régie approuve, pour l'année témoin 2016, des achats d'électricité au montant de 6 235,1 M\$, considérant les ajustements suivants :**

- **réduction de 3,9 M\$ à titre des coûts d'approvisionnement reliée au repositionnement du programme « Charges interruptibles résidentielles » (voir la section 8.1.5);**

- **ajustement des contrats spéciaux estimé à un montant débiteur de 6,2 M\$ découlant des ordonnances de la décision D-2016-029 (dossier R-3934-2015)²¹⁶.**

9. REVENUS DES VENTES NETS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[352] En audience, le Distributeur indique que la mise à jour de certains paramètres a pour effet de créer une réduction de 16 M\$ des revenus des ventes nets des achats prévus pour l'année témoin 2016²¹⁷. Cette réduction est due à la baisse des ventes prévues de même qu'à certaines anticipations relatives au transfert de clients industriels, actuellement au tarif L, vers les contrats spéciaux²¹⁸.

[353] La Régie présente ci-après un tableau de l'historique des revenus des ventes nets des achats et constate que le Distributeur a réalisé des excédents à son avantage pendant cinq années consécutives. Ces excédents totalisent 271,3 M\$ de 2010 à 2014.

TABLEAU 14
HISTORIQUE DES REVENUS DES VENTES NETS
DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ 2010-2015

<i>(en M\$)</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i> <i>(réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2015</i> <i>(réel 9/12 - budget 3/12)</i>	<i>2015</i> <i>(réel 10/12 - budget 2/12)</i>
Revenus nets des achats d'électricité	78,3	37,6	33,1	71,0	51,3	25,2	7	(4)

Sources : Pièce B-0068, p. 28; pièce B-0099, p. 16 et pièce B-0141, p. 18.

[354] Le Distributeur attribue les excédents de rendement associés aux revenus des ventes nets des achats à l'incertitude inhérente au contexte d'affaires :

²¹⁶ Le montant estimé à 6,2 M\$ représente un ajustement aux contrats spéciaux découlant de la charge locale de transport.

²¹⁷ Pièce B-0127, p. 4.

²¹⁸ Pièce A-0038, p. 26, 108 et 109.

« Les ventes d'électricité et les revenus qui en découlent sont soumis à des aléas climatiques et économiques ainsi qu'à des évènements fortuits chez les clients du secteur industriel grandes entreprises »²¹⁹.

[355] Le Distributeur précise que les écarts entre les revenus unitaires prévus et réels ont un impact direct sur le revenu net des achats :

« Plusieurs éléments peuvent expliquer les variations des profils mensuels de revenus :

- *la démarcation, soit des ventes et des revenus alloués à une année alors que la livraison de l'électricité aux clients a eu lieu l'année précédente;*
- *l'écart de prévision des ventes, qui influence les profils mensuels, puisque les revenus découlent de la consommation des clients selon les différentes composantes tarifaires;*
- *la mensualisation des revenus provenant des factures, qui ne coïncident pas avec les mois du calendrier »²²⁰.*

[356] La prévision des revenus unitaires par tarif est élaborée à partir de modèles utilisant des ventes et des revenus moyens unitaires réels historiques par tarifs²²¹. Plus spécifiquement, le Distributeur explique que *« [...] les revenus sont prévus à l'aide de modèles économétriques permettant de modéliser les revenus unitaires mensuels historiques en fonction de variables explicatives comme les profils mensuels des ventes, les variables de température (lorsque requises) et les indicateurs de prix »²²².*

[357] À l'égard de l'efficacité de sa méthode de prévision des revenus unitaires, le Distributeur indique qu'il a apporté des améliorations à ses modèles et précise que *« [p]our l'instant, seuls les écarts pour les années 2013 et 2014 sont disponibles et il n'est pas opportun de tirer des tendances à partir de ces écarts »²²³.*

[358] Le Distributeur rappelle qu'il s'est doté de nouveaux modèles de prévisions des ventes et des revenus unitaires dans le cadre du dossier R-3814-2012 *« dans l'optique d'utiliser le maximum d'information des variables économiques et de ne pas avoir recours à des provisions »*. Le Distributeur ajoute que *« [c]ompte tenu des aléas auxquels*

²¹⁹ Pièce B-0068, p. 29 et 30.

²²⁰ Pièce B-0099, p. 20 et 21.

²²¹ Pièce B-0079, p. 3.

²²² Pièce B-0075, p. 28.

²²³ Pièce B-0079, p. 12.

est soumise la prévision du Distributeur, l'impact de ces améliorations pourra être apprécié, non pas sur une ou deux années, mais bien sur plusieurs »²²⁴.

[359] Pour les différentes catégories de consommateurs, le Distributeur présente au tableau suivant les coefficients de détermination de ses modèles de prévision de revenus unitaires. Un coefficient de détermination est une mesure de la qualité du modèle, soit la proportion de la variation totale des revenus unitaires expliquée par la variation des variables explicatives retenues. Le Distributeur note que ses coefficients de détermination sont très élevés et varient entre 85,3 % et 99,7 %²²⁵.

TABLEAU 15
COEFFICIENT DE DÉTERMINATION DES MODÈLES DE REVENUS UNITAIRES

Catégories de consommateurs	R-carré
D et DM	98,2%
DT	93,4%
G	99,7%
G-9	98,4%
M	98,9%
LG ⁽¹⁾	
LG commercial et institutionnel	93,5%
LG réseaux municipaux	92,4%
L ⁽¹⁾	
L pâtes et papiers	93,9%
L pétrole et chimie	91,7%
L sidérurgie, fonte et affinage	89,8%
L mines	85,3%
L divers	90,7%

(1) les revenus prévus aux tarifs LG et L sont obtenus à l'aide des modèles par clientèles ou secteurs industriels.

Source : Pièce B-0099, p. 20.

[360] La FCEI estime que la récurrence et l'importance des revenus des ventes nets des achats, toujours en faveur du Distributeur depuis 2010, suggèrent fortement la présence d'un biais dans la méthode de prévision des revenus unitaires. L'intervenante constate qu'un écart de 50 M\$ subsiste en 2014, malgré les modifications apportées à la méthode de démarcation des ventes depuis 2012. La FCEI estime que cette situation est inéquitable et va à l'encontre de l'intérêt public et de celui des clients²²⁶.

²²⁴ Pièce B-0126, p. 11.

²²⁵ Pièce B-0099, p. 19.

²²⁶ Pièce C-FCEI-0015, p. 5.

[361] La FCEI réitère sa recommandation de mettre en place un compte d'écart sur les revenus des ventes nets des achats « [...] [afin] *d'éviter que les clients soient pénalisés par des excédents de revenus futurs nets des achats pour 2016 et les années subséquentes* »²²⁷. L'intervenante ajoute que les bénéfices d'un tel compte seraient multiples, considérant le cadre tarifaire actuel, notamment celui de réduire le risque d'affaires du Distributeur et « *conduire à un taux de rendement sur l'équité plus faible dans le futur au bénéfice des clients* »²²⁸.

[362] Quant aux modalités relatives à la mise en place d'un compte d'écart sur les revenus des ventes nets des achats, la FCEI privilégie un amortissement intégral du compte d'écart à la première année suivant la constatation de l'écart. L'intervenante s'en remet toutefois à la discrétion de la Régie de privilégier un amortissement sur 3 à 5 ans si elle estime que cette approche est susceptible de moins affecter la stabilité des tarifs. L'intervenante recommande également que ce compte d'écart soit rémunéré selon la méthode établie aux paragraphes 333 et 334 de la décision D-2015-018²²⁹.

[363] **La Régie prend acte des efforts du Distributeur pour améliorer ses modèles de prévision des ventes et des revenus unitaires depuis 2012.** Ces changements doivent contribuer à améliorer la performance prévisionnelle à court terme et réduire les risques d'écart importants, conditionnellement à ce que les variables significatives utilisées dans ces modèles soient pertinentes et justifiées.

[364] D'autre part, la Régie reconnaît également que peu d'années se sont écoulées depuis la révision de la méthode de prévision des revenus unitaires par tarif. Elle ne juge donc pas opportun de tirer des conclusions des écarts constatés en 2013 et 2014. De plus, à la lecture des mises à jour présentées par le Distributeur, la Régie constate un revirement de la situation des revenus des ventes nets des achats prévus pour l'année de base 2015. Alors qu'ils étaient prévus être de +25,2 M\$²³⁰ au moment du dépôt de la preuve initiale, le Distributeur révisé sa prévision à -4 M\$²³¹, dans une mise à jour 10 mois réels et 2 mois projetés pour l'année 2015. **Pour ces raisons, la Régie ne juge pas nécessaire, pour le moment, de mettre en place un compte d'écart sur les revenus des ventes nets des achats, tel que recommandé par la FCEI.**

²²⁷ Pièce C-FCEI-0015, p. 6.

²²⁸ Pièce C-FCEI-0015, p. 7.

²²⁹ Pièce C-FCEI-0017, p. 1.

²³⁰ Pièce B-0068, p. 28.

²³¹ Pièce B-0141, p. 18.

[365] Cependant, malgré les prévisions suggérant que, pour une première fois depuis 2010, les revenus des ventes nets des achats soient négatifs en 2015, la Régie ne peut ignorer que le Distributeur a effectivement réalisé des revenus des ventes nets des achats à son avantage, totalisant 271,3 M\$ entre 2010 et 2014, et qu'une sous ou surestimation des revenus unitaires par tarif a un impact important sur les revenus des ventes nets des achats du Distributeur.

[366] Pour ces raisons, la Régie reconnaît l'impact de la mise à jour de certains paramètres de la prévision des ventes ainsi que le coût des approvisionnements pour l'année 2016. Elle ne reconnaît cependant pas l'estimation que fait le Distributeur quant à l'impact qu'aura cette mise à jour sur les revenus des ventes. Par conséquent, la Régie demande au Distributeur de hausser sa prévision des revenus des ventes de 16 M\$ pour l'année témoin 2016.

[367] La Régie demande que soit présenté, au même titre que pour la prévision des besoins en énergie, à partir de la demande tarifaire 2017-2018, un suivi de la performance de la méthode de prévision des revenus unitaires par tarif. Ce suivi devra inclure :

- **un tableau sommaire présentant l'évolution des coefficients de détermination des modèles utilisés pour sa prévision des revenus unitaires par tarif²³²;**
- **une section présentant l'évolution et les explications relatives aux écarts prévisionnels des revenus unitaires par tarif pour l'année de base.**

10. SERVICE DE TRANSPORT

[368] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les coûts du service de transport au montant de 2 783,6 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquentement ajusté à 2 829,1 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont la charge locale de transport.

²³² Pièce B-0099, p. 20, tableau R-5.4.

[369] Les coûts du service de transport attribuables au Distributeur s'élèvent à 2 813,2 M\$ pour l'année témoin 2016, tels que présentés au tableau suivant.

TABLEAU 16
SERVICE DE TRANSPORT

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Initiale</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (1)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (2)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Charge locale	2 765,3	2 796,6	2 801,6	2 776,3	2 821,8	2 805,9	9,3	0,3 %
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	0,0	(7,6)	(7,6)	2,3	2,3	2,3	9,9	130,3 %
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2013	(30,3)	(0,6)	(0,6)	0,0	0,0	0,0	0,6	100,0 %
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2014	4,3	(4,5)	(4,5)	0,0	0,0	0,0	4,5	100,0 %
Compte d'écarts - Charge locale de transport 2015	0,0	0,0	(5,0)	5,0	5,0	5,0	5,0	
Total	2 739,3	2 783,9	2 783,9	2 783,6	2 829,1	2 813,2	29,3	1,1 %

Sources : Pièce B-0022, p. 6; pièce B-0128, p. 11 et pièce B-0145, p. 7.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 3 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

Coût estimé de la charge locale de transport

[370] Conformément à la décision D-2007-12²³³, 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 2016. Dans sa demande révisée, le Transporteur estime à 2 805,9 M\$²³⁴ ses revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale.

[371] Le 2 mars 2016, la Régie a rendu sa décision D-2016-029²³⁵ relative à la demande tarifaire 2016 du Transporteur, dans laquelle elle autorise un coût de la charge locale de transport au montant de 2 743,6 M\$, soit une baisse de 62,3 M\$ par rapport à la demande révisée au montant de 2 805,9 M\$.

[372] La décision D-2008-024²³⁶ 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.

²³³ Page 21.

²³⁴ Dossier R-3934-2015, pièce B-0103, p. 10, tableau 7.

²³⁵ Page 86, par. 360.

²³⁶ Page 19.

[373] La Régie demande au Distributeur d'ajuster le coût de la charge locale de transport pour l'année témoin 2016 à un montant estimé de 2 743,6 M\$.

Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur

[374] 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 2016. Dans cette demande, le Transporteur estime à 2,3 M\$ l'ajustement de ses revenus du service de transport de point à point attribuable au Distributeur²³⁷.

[375] La Régie approuve l'ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur attribuable au Distributeur, au montant estimé à 2,3 M\$ pour l'année témoin 2016.

Disposition du compte d'écarts 2015

[376] Conformément à la décision D-2015-018²³⁸, le Distributeur a pris en compte un montant de 2 796,6 M\$ pour la charge locale dans ses revenus requis de l'année témoin 2015. Conséquemment, un montant de 5,0 M\$ correspondant à l'écart avec la charge locale de 2 801,6 M\$²³⁹ reconnue pour le Transporteur est versé au compte d'écarts hors base pour l'année 2015. Les intérêts sur ce montant sont négligeables. Le solde du compte au 31 décembre 2015 de 5,0 M\$ est versé dans les revenus requis de l'année témoin 2016.

[377] La Régie approuve la disposition du compte d'écarts 2015 de la charge locale de transport au montant de 5,0 M\$, dans les revenus requis de l'année témoin 2016.

²³⁷ Dossier R-3934-2015, pièce B-0028, p. 9, tableau 4.

²³⁸ Page 127, par. 503.

²³⁹ Décision D-2015-031, p. 6, par. 13.

11. COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

[378] Les coûts de distribution et des SALC totalisent 2 803,1 M\$ pour l'année témoin 2016 et sont en baisse de 197,2 M\$ (-6,6 %) par rapport aux montants autorisés pour l'année 2015. Le tableau suivant présente les composantes des coûts de distribution et des SALC.

[379] En 2016, le Distributeur propose deux modifications en ce qui a trait à la présentation des coûts liés aux ententes pour la clientèle à faible revenu (voir la section 11.1.2.2). Ainsi, il présente au tableau suivant les données redressées.

TABLEAU 17
COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SALC

<i>(en M\$)</i>	2014 <i>Année historique</i> <i>(1)</i>	2015 <i>(D-2015-018)</i> <i>(1)</i>	2015 <i>Année de base</i> <i>Révisée (2)</i>	2016 <i>Année témoin</i> <i>Initiale</i>	2016 <i>Année témoin</i> <i>Révisée (2)</i>	2016 <i>Année témoin</i> <i>Révisée (3)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Charges d'exploitation	1 268,8	1 304,6	1 317,7	1 260,5	1 271,5	1 251,2	(53,4)	(4,1 %)
Autres charges	985,3	906,5	895,1	788,1	796,6	780,2	(126,3)	(13,9 %)
Frais corporatifs	30,4	30,8	31,5	30,1	30,6	30,6	(0,2)	(0,6 %)
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	859,8	758,4	774,0	751,7	753,0	741,1	(17,3)	(2,3 %)
Total	3 144,3	3 000,3	3 018,3	2 830,4	2 851,7	2 803,1	(197,2)	(6,6 %)

Sources : Pièce B-0026, p. 5; pièce B-0128, p. 11 à 13 et pièce B-0145, p. 7 à 9.

Note 1 : Tient compte de la présentation du montant associé aux rabais sur ventes-MFR en réduction des ventes plutôt qu'à titre de dépense de mauvaises créances.

Note 2 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 3 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 4 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[380] 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 11.1), des autres charges (section 11.2), des frais corporatifs (section 11.3) et du rendement de la base de tarification (section 11.4).

11.1 CHARGES D'EXPLOITATION

[381] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente des charges d'exploitation au montant de 1 260,5 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 1 271,5 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont le renversement du solde du compte

d'écarts-Évènements imprévisibles en réseaux autonomes au montant de 20,3 M\$, en conformité avec la décision D-2015-150.

[382] Les charges d'exploitation s'élèvent à un montant total de 1 251,2 M\$ pour l'année témoin 2016, soit une baisse de 53,4 M\$ (-4,1 %) par rapport au montant autorisé en 2015. Le tableau suivant présente le détail des charges d'exploitation.

TABLEAU 18
CHARGES D'EXPLOITATION

(en M\$)	2014 Année historique (1)	2015 (D-2015-018) (1)	2015 Année de base Révisée (2)	2016 Année témoin Initiale	2016 Année témoin Révisée (2)	2016 Année témoin Révisée (3)	Variation Année témoin 2016 vs 2015 (D-2015-018)	
Charges brutes directes	1 043,4	1 094,1	1 103,5	1 052,2	1 062,6	1 042,3	(51,8)	(4,7 %)
Masse salariale	700,3	675,3	681,0	624,3	640,7	640,7	(34,6)	(5,1 %)
Autres charges directes	400,7	465,3	471,0	474,3	468,3	448,0	(17,3)	(3,7 %)
Récupération de coûts	(57,6)	(46,5)	(48,5)	(46,4)	(46,4)	(46,4)	0,1	(0,2 %)
Charges de services partagés	546,7	539,3	538,6	512,3	517,1	517,1	(22,2)	(4,1 %)
Coûts capitalisés	(321,3)	(328,8)	(324,4)	(304,0)	(308,2)	(308,2)	20,6	(6,3 %)
Total	1 268,8	1 304,6	1 317,7	1 260,5	1 271,5	1 251,2	(53,4)	(4,1 %)

Sources : Pièce B-0026, p. 5; pièce B-0128, p. 11 à 13 et pièce B-0145, p. 7 à 9.

Note 1 : Tient compte de la présentation du montant associé aux rabais sur ventes-MFR en réduction des ventes plutôt qu'à titre de dépense de mauvaises créances.

Note 2 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 3 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 4 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

11.1.1 APPROCHE SPÉCIFIQUE

[383] 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 11.1.2).

11.1.1.1 Charges brutes directes

[384] 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

[385] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présentait une masse salariale au montant de 624,3 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 640,7 M\$, afin de tenir compte de la révision du coût de retraite.

[386] La masse salariale est en baisse de 34,6 M\$ (-5,1 %) en 2016 par rapport au montant autorisé pour l'année 2015.

[387] Le tableau suivant détaille les composantes de la masse salariale et présente l'évolution des effectifs du Distributeur pour les années 2014 à 2016.

TABLEAU 19
MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i> <i>Révisée (1)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Initiale</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (1)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Salaire de base	404,7	428,6	425,5	437,3	437,3	8,7	2,0 %
Temps supplémentaire	43,3	35,0	42,5	39,2	39,2	4,2	12,0 %
Primes et revenus divers	29,1	28,4	27,4	26,7	26,7	(1,7)	(6,0 %)
	477,1	492,0	495,4	503,2	503,2	11,2	2,3 %
Avantages sociaux	223,2	183,3	185,6	121,1	137,5	(45,8)	(25,0 %)
Total	700,3	675,3	681,0	624,3	640,7	(34,6)	(5,1 %)
ETC total	6 037	6 085	5 997	5 905	5 905	(180)	(3,0 %)

Sources : Pièce B-0027, p. 5 et 8; pièce B-0128, p. 11 et pièce B-0145, p. 7.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[388] La baisse de 34,6 M\$ (-5,1 %) provient principalement d'une diminution des avantages sociaux pour un montant de 45,8 M\$ qui s'explique, notamment, par la variation du coût de retraite (-58,8 M\$) et des comptes d'écarts du coût de retraite pour la

masse salariale (13,5 M\$) (voir la section 11.1.2.2). N'eut été de la diminution des avantages sociaux, la masse salariale serait en hausse de 11,2 M\$ (2,3 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015.

[389] Le nombre d'équivalent temps complet (ETC) du Distributeur s'élève à 5 905 en 2016, soit une baisse de 180 ETC (-3,0 %) par rapport au nombre autorisé pour l'année 2015 de 6 085 ETC et une baisse de 132 ETC (-2,2 %) par rapport au nombre de 6 037 ETC pour l'année historique 2014.

[390] La Régie observe une hausse des salaires de base de 32,6 M\$ (8,1 %) en 2016, par rapport au montant de l'année historique 2014. Cette hausse s'explique principalement par les éléments suivants :

- augmentations salariales totalisant 28,3 M\$ (7,0 %), plus particulièrement celles convenues aux conventions collectives et de l'intégration du régime d'intéressement corporatif dans les échelles salariales des employés syndiqués en 2015;
- progression salariale de l'ensemble des employés pour un montant de 13,5 M\$ (3,3 %);
- diminution de 132 ETC correspondant à une baisse de 9,2 M\$ des salaires de base, laquelle est composée essentiellement des éléments suivants :
 - baisse nette de 327 ETC découlant du Projet LAD,
 - baisse additionnelle de 94 ETC attribuable à l'amélioration de la performance organisationnelle,
 - hausse de 274 ETC (20,5 M\$) attribuable au renouvellement de la main-d'oeuvre affectée aux activités opérationnelles du Distributeur, afin de répondre à la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, d'assurer la pérennité du réseau de distribution et de maintenir la qualité de service,
 - hausse de 23 ETC (1,7 M\$) relative à la stratégie pour la clientèle à faible revenu²⁴⁰.

²⁴⁰ Pièce B-0075, p. 36, 37 et 39.

[391] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe également une surestimation moyenne des salaires de base, entre le montant autorisé et le réel, de 35,0 M\$ sur la période 2010 à 2014, malgré les réductions demandées par la Régie dans ses décisions précédentes.

TABLEAU 20
ÉVOLUTION DES SALAIRES DE BASE

(en M\$)	<i>Année témoin (autorisée et ajustée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Autorisée</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	404,7	(28,1)	(6,5 %)
2015	428,6 ¹	425,5		(3,1)	(0,7 %)
2016	437,3				

Sources: Pièce B-0027, p. 5 et dossier R-3905-2014, décision D-2015-018, p. 134, tableau 20.

Note 1 : Le montant autorisé de 428,6 M\$ pour l'année 2015 inclut une réduction globale de 20,0 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2015-018.

[392] Questionné à ce sujet, le Distributeur justifie les écarts de prévision des salaires de base entre l'année témoin et l'année historique par l'évolution du nombre d'ETC. Il confirme que les écarts entre le nombre d'ETC de l'année témoin et celui de l'année historique proviennent en majeure partie des gains d'efficience non anticipés. Il explique que la prise en compte des pistes d'efficience dans l'élaboration de ses prévisions doit se faire de façon prudente, celles-ci devant être mises en œuvre dans le respect des conventions collectives et en lien avec les enjeux organisationnels. Il indique que l'établissement de la prévision du nombre d'ETC est également tributaire du moment où les mouvements de personnel, tels que les départs à la retraite, se produisent²⁴¹.

²⁴¹ Pièce B-0126, p. 16.

[393] D'après les écarts observés entre les montants autorisés et ceux réalisés de 2010 à 2014, la Régie estime que le Distributeur devrait améliorer ses prévisions des salaires de base en tenant compte d'une prévision des gains d'efficacité plus près de la réalité. De plus, elle fait valoir que n'eut été de la réduction de 20 M\$ demandée dans sa décision D-2015-018²⁴², l'écart entre le montant demandé et celui de l'année base 2015 aurait été de 23,1 M\$.

Balisage sur la rémunération globale

[394] Le 30 juillet 2015, le Distributeur demande à la Régie de le relever de l'ordonnance contenue à la décision D-2014-037²⁴³ de déposer une étude de balisage sur la rémunération globale dans le présent dossier. Il rappelle qu'Hydro-Québec vient de conclure des ententes d'une durée de cinq ans avec les syndicats pour l'ensemble des conventions collectives. Il soumet qu'il ne lui paraît alors pas opportun d'engager, à ce moment-ci, des frais pour une telle étude.

[395] Dans sa décision procédurale interlocutoire D-2015-145, la Régie maintient sa demande relative au dépôt d'une étude de balisage sur la rémunération globale.

[396] Dans sa décision D-2015-153²⁴⁴, la Régie accepte la demande du Distributeur de produire et déposer une étude de balisage sur la rémunération globale du Distributeur, conformément au paragraphe 251 de la décision D-2014-037, pour la prochaine demande tarifaire 2017-2018.

[397] La Régie demande au Distributeur de déposer l'étude de balisage au plus tard le 20 mai 2016 et de convoquer une séance de travail regroupant le Distributeur, les intervenants au présent dossier qui représentent la clientèle et le personnel de la Régie, afin de présenter les résultats de l'étude et répondre aux questions.

²⁴² Page 134, par. 529.

²⁴³ Page 71, par. 251.

²⁴⁴ Pages 8 et 9, par. 25 à 27.

[398] **La Régie rappelle que l'étude de balisage doit être effectuée auprès d'entreprises comparables, en incluant les plus récentes données et celles de 2013, 2014 et 2015.**

Autres charges directes

[399] Les autres charges directes incluent, entre autres, les « Services externes »²⁴⁵, les « Mauvaises créances » et les « Stocks, achats, locations et autres ».

[400] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les autres charges directes au montant de 474,3 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 468,3 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont le renversement du solde du compte d'écart-Évènements imprévisibles en réseaux autonomes de 20,3 M\$ en conformité avec la décision D-2015-150.

[401] En conséquence, les « Autres charges directes » totalisent 448,0 M\$ en 2016, soit une baisse de 17,3 M\$ (-3,7 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015.

[402] La Régie observe qu'en excluant les compte d'écart-Pannes majeures et Projets majeurs et le compte de frais reportés-PCGR des États-Unis, les « Autres charges directes » sont en hausse de 11,9 M\$ (2,8 %) par rapport au montant autorisé en 2015 et de 35,2 M\$ (8,6 %) par rapport à l'année historique 2014.

[403] La hausse de 35,2 M\$ (8,6 %) en 2016 par rapport à l'année historique 2014 s'explique essentiellement par une hausse liée aux « Services externes » et plus spécifiquement par les éléments suivants :

- hausse de 10,6 M\$ liée à la « Maîtrise de la végétation »;
- hausse de 16,4 M\$ liée aux « Services professionnels et autres ».

²⁴⁵ Les « Services externes » regroupent les rubriques suivantes : « Maîtrise de la végétation », « Courrier, messagerie » et « Services professionnels et autres ».

[404] En réponse à une DDR, le Distributeur présente l'évolution des charges reliées à la « Maîtrise de la végétation » pour les années 2010 à 2016. Les dépenses de 2010 à 2013 sont relativement stables d'année en année, soit environ 60 M\$. Le montant pour l'année 2014 est plus faible en raison de la grève des élagueurs à l'automne 2014, qui a eu un impact à la baisse de près de 11 M\$. Pour ce qui est de l'année témoin 2016, les prévisions sont en grande partie basées sur les données réelles de 2014, corrigées de l'impact de la grève des élagueurs²⁴⁶.

[405] En ce qui a trait aux « Services professionnels et autres », le Distributeur explique une partie de la hausse de 16,4 M\$ par l'ajout d'un montant additionnel de près de 6 M\$²⁴⁷ nécessaire pour les travaux de mise en conformité des parcs à carburant des centrales en réseaux autonomes²⁴⁸.

[406] Par ailleurs, le Distributeur souligne qu'il ne prévoit pas être en mesure de réaliser la réduction de 10 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2015-018²⁴⁹, soit un montant autorisé de 88,8 M\$ en 2015. Ainsi, les charges des « Services professionnels et autres » passent de 91,8 M\$ en 2014 à 108,2 M\$ pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[407] En réponse à une DDR, le Distributeur réévalue ces charges à 91,6 M\$²⁵⁰ sur la base de 11 mois réels et 1 mois projeté en 2015, soit une baisse de 16,6 M\$ par rapport à la prévision de 4 mois réels et 8 mois projetés de l'année 2015. Cet écart s'explique principalement par une réduction des coûts liés aux interventions en efficacité énergétique. Par conséquent, l'écart entre le montant autorisé de 88,8 M\$ en 2015 et la prévision sur la base de 11 mois réels et 1 mois projeté en 2015 s'élève à 2,8 M\$.

[408] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne des charges des « Services professionnels et autres », entre le montant demandé par le Distributeur et le réel, de 21,9 M\$ sur la période 2010 à 2014, en excluant les réductions qu'elle a demandées dans ses décisions précédentes.

²⁴⁶ Pièce B-0075, p. 47.

²⁴⁷ Pièce B-0075, p. 47 et 48.

²⁴⁸ *Règlement sur les systèmes de stockage de produit pétrolier et de produit apparenté*, DORS/2008-197 (Gaz.Can. II), sous la responsabilité de la Régie du bâtiment du Québec.

²⁴⁹ Page 136, par. 539.

²⁵⁰ Pièce B-0160, p. 5.

TABLEAU 21
ÉVOLUTION DES CHARGES DES « SERVICES PROFESSIONNELS ET AUTRES »

(en M\$)	<i>Année témoin (demandée et ajustée)</i>	<i>Année témoin (autorisée et ajustée)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Année de base (réel 11/12 - budget 1/12)</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2010	72,6	73,3			68,3	(4,3)	(5,9 %)
2011	89,8	82,4			77,8	(12,0)	(13,4 %)
2012	137,0	125,5			89,1	(47,9)	(35,0 %)
2013	121,4	117,8			82,4	(39,0)	(32,1 %)
2014	98,3	87,5			91,8	(6,5)	(6,6 %)
2015	98,8	88,8	108,2	91,6		(7,2)	(7,3 %)
2016	108,2						

Sources: Pièce B-0099, p. 40 et pièce B-0160, p. 5.

[409] En réponse à une DDR, le Distributeur explique que les écarts observés en 2011 à 2014 sont notamment en lien avec le Projet LAD, les « Interventions en efficacité énergétique » et les « Inspections de poteaux »²⁵¹.

[410] Étant donné l'historique prévisionnel de ces charges et le caractère incertain des sommes associées aux interventions en efficacité énergétique, OC recommande à la Régie de fixer pour l'année témoin 2016 le montant de la rubrique « Services professionnels et autres » à 101,2 M\$, soit au niveau de la prévision de l'année 2015, sur la base de 9 mois réels et 3 mois projetés²⁵².

[411] La Régie partage l'opinion d'OC. Elle juge que les coûts des services professionnels sont surestimés, d'après les écarts observés entre les montants demandés par le Distributeur et les montants réels de 2010 à 2015. Elle note également une hausse de l'ordre de 18 % pour l'année témoin 2016 par rapport à l'année historique 2014 et à l'année de base 2015 (sur la base de 11 mois réels et 1 mois projeté).

²⁵¹ Pièce B-0099, p. 41 et 42.

²⁵² Pièce B-0075, p. 49.

[412] Le GRAME recommande que les coûts relatifs aux déversements en réseaux autonomes figurent dans une sous-rubrique des « Services professionnels et autres » afin de permettre le suivi lors des demandes d'inclusion dans les coûts de distribution.

[413] Par souci de transparence, la Régie demande au Distributeur de fournir, à compter de la demande tarifaire 2017-2018, pour chaque événement lié à un déversement en réseaux autonomes de plus de 5 M\$, un tableau récapitulatif de tous les coûts relatifs à ces déversements pour l'année historique, l'année autorisée, l'année de base et l'année témoin, par rubrique de coût.

Récupération de coûts

[414] 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.

[415] La Régie note que les revenus associés à la récupération de coûts se chiffrent à 46,4 M\$ en 2016, soit une baisse de 0,1 M\$ (-0,2 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015.

11.1.1.2 Charges de services partagés

[416] Les charges de services partagés incluent, entre autres, les charges du CSP, du « Groupe Technologie » et des « Unités corporatives ».

[417] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les charges de services partagés au montant de 512,3 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 517,1 M\$, afin de tenir compte de la révision du coût de retraite.

[418] Les charges de services partagés sont en baisse de 17,3 M\$ (-3,7 %) en 2016 par rapport au montant autorisé en 2015, attribuable principalement à la variation du coût de retraite (-19,2 M\$) et du compte d'écarts du coût de retraite pour les charges de services partagés (2,9 M\$) (voir la section 11.1.2.2).

[419] La Régie constate que les charges de services partagés ne présentent pas des baisses comparables à celles des salaires de base du Distributeur sur la période de 2010 à 2016, attribuables, entre autres, aux améliorations de la performance²⁵³.

[420] Le Distributeur précise que les efforts d'efficacité et de réduction d'effectifs qu'il a réalisés au cours des dernières années n'auraient pu se matérialiser sans le développement et l'implantation des solutions technologiques, augmentant ainsi les coûts d'opérations et de support des fournisseurs internes du Distributeur.

[421] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne des charges provenant du « Groupe Technologie », entre le montant demandé par le Distributeur et le réel, de 16,5 M\$ sur la période de 2010 à 2014 et une surestimation de 19,7 M\$ entre le montant demandé et celui de l'année de base 2015.

TABLEAU 22
ÉVOLUTION DES CHARGES DU « GROUPE TECHNOLOGIE »

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (demandée et ajustée)</i>	<i>Année témoin (autorisée et ajustée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2010	220,0	220,0		215,5	(4,5)	(2,0 %)
2011	232,5	226,4		217,9	(14,6)	(6,3 %)
2012	243,2	243,2		227,7	(15,5)	(6,4 %)
2013	251,7	251,7		227,1	(24,6)	(9,8 %)
2014	250,3	237,6		226,9	(23,4)	(9,3 %)
2015	250,9	240,9	231,2		(19,7)	(7,9 %)
2016	230,5					

Source : Pièce B-0099, p. 45.

Note : Charges totales avec rendement.

²⁵³ Pièce B-0068, p. 59.

[422] Le Distributeur explique que, depuis quelques années, plusieurs facteurs lui ont permis de diminuer les coûts des Services de développement des technologies de l'information et des communications (TIC). Parmi ces facteurs figurent le repositionnement des projets afin de tenir compte de l'évolution du réseau et de la vision relative à l'expérience client ainsi que la stratégie du Distributeur consistant à opter pour des solutions déjà offertes et éprouvées sur le marché. Il souligne que cette stratégie a été prise en compte dans l'élaboration de la prévision des coûts de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016²⁵⁴.

[423] De plus, il indique un décalage entre le moment de réalisation des travaux associés aux projets majeurs Optimisation des systèmes clientèles (OSC) et LAD et celui où ces projets ont obtenu l'autorisation de la Régie. Le Distributeur souligne toutefois que ces dépenses encourues en mode réel ont été versées au compte d'écarts sous la rubrique « Compte d'écarts – Projets majeurs » incluse dans les charges brutes directes²⁵⁵.

[424] La Régie estime que les charges du « Groupe Technologie » semblent être surestimées, d'après les écarts observés entre les montants demandés par le Distributeur et les montants réels de 2010 à 2015.

[425] La Régie invite le Distributeur à réaliser des gains d'efficience additionnels au niveau des charges de services partagés.

11.1.1.3 Coûts capitalisés

[426] 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.

²⁵⁴ Pièce B-0099, p. 46.

²⁵⁵ *Ibid.*

[427] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les coûts capitalisés au montant de 304,0 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 308,2 M\$, afin de tenir compte de la révision du coût de retraite.

[428] Les coûts capitalisés sont en baisse de 20,6 M\$ (-6,3 %) en 2016 par rapport au montant autorisé pour l'année 2015, principalement attribuable à la réduction des heures capitalisables du Projet LAD et à la diminution du coût de retraite. Par conséquent, l'impact sur les charges d'exploitation représente une hausse équivalente de 20,6 M\$.

[429] Conformément à la décision D-2015-018²⁵⁶, le Distributeur présente un tableau permettant de suivre l'évolution des composantes des coûts capitalisés par types d'activités, dont les prestations de travail liées aux activités de base du Distributeur. Un extrait est présenté ci-dessous.

TABLEAU 23
ÉVOLUTION DES PRESTATIONS DE TRAVAIL LIÉES AUX ACTIVITÉS DE BASE
ET IMPUTÉES AUX INVESTISSEMENTS

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Autorisée</i>	
2010	294,6		293,2	(1,4)	(0,5 %)
2011	298,1		290,6	(7,5)	(2,5 %)
2012	301,5		262,6	(38,9)	(12,9 %)
2013	288,5		224,2	(64,3)	(22,3 %)
2014	260,8		224,4	(36,4)	(14,0 %)
2015	230,2	221,6		(8,6)	(3,7 %)
2016	230,1				

Source: Pièce B-0031, p. 7.

[430] Le Distributeur explique les écarts observés de 2010 à 2015 comme suit :

- pour les années 2010 et 2011, le niveau de prestations de travail liées aux activités de base était comparable à celui autorisé par la Régie;
- à compter de 2012, en raison d'une réduction importante des effectifs et des prestations de travail portées aux investissements, des écarts importants apparaissent entre le niveau réel des prestations de travail et le montant reconnu;
- en 2015, les prestations de travail liées aux activités de base ont été rétablies en fonction des heures capitalisables;
- l'année de base 2015 et l'année témoin 2016 sont comparables aux données réelles des années 2013 et 2014.

11.1.2 APPROCHE GLOBALE

[431] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique, la Régie examine leur évolution selon une approche globale.

[432] Tel qu'indiqué dans sa décision D-2010-022²⁵⁷, 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.

[433] 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 des CER.

[434] En 2016, le Distributeur propose deux modifications en ce qui a trait à la présentation des coûts liés aux ententes pour la clientèle à faible revenu (voir la section 11.1.2.2). Ainsi, il présente au tableau suivant les données redressées.

²⁵⁷ Page 59, par. 225.

TABLEAU 24
CHARGES D'EXPLOITATION SELON L'APPROCHE GLOBALE

(en M\$)	2014 Année historique (1)	2015 (D-2015-018) (1)	2015 Année de base	2016 Année témoin Initiale	2016 Année témoin Révisée (2)	2016 Année témoin Révisée (3)	Variation Année témoin 2016 vs 2015 (D-2015-018)	
Activités de base du Distributeur	943,3	970,5	971,5	979,7	979,7	979,7	9,2	0,9 %
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	292,9	260,7	268,5	196,1	213,1	213,1	(47,6)	(18,3 %)
Éléments spécifiques	18,0	46,0	50,3	53,0	53,0	53,0	7,0	15,2 %
Disposition des comptes d'écarts et de reports:								
Pannes majeures	8,6	27,4	27,4	0,0	0,0	0,0	(27,4)	(100,0 %)
Événements imprévisibles en réseaux autonomes	0,0	0,0	0,0	20,3	20,3	0,0	0,0	
US GAAP	0,0	0,0	0,0	11,4	5,4	5,4	5,4	
Total	1 262,8	1 304,6	1 317,7	1 260,5	1 271,5	1 251,2	(53,4)	(4,1 %)

Sources : Pièce B-0026, p. 6; pièce B-0128, p. 11 à 13 et pièce B-0145, p. 7 à 9.

Note 1 : Tient compte de la présentation du montant associé au rabais sur ventes-MFR plutôt qu'à titre de dépense de mauvaises créances.

Note 2 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 3 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 4 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

11.1.2.1 Activités de base du Distributeur

[435] En vertu du modèle paramétrique, les charges d'exploitation de ses activités de base sont établies à 979,7 M\$ pour l'année témoin 2016²⁵⁸, soit une hausse de 9,2 M\$ (0,9 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015. Cette hausse provient des éléments suivants :

- Le facteur d'évolution combiné des charges de 2,8 % (26,7 M\$) en 2016, comparativement à 2,9 % en 2015. En 2016, ce facteur est composé d'un taux de 3,8 % découlant de l'évolution des salaires (soit 3 % pour l'ajustement économique et 0,8 % pour le facteur de projection) et d'un taux d'inflation de 2 % pour les autres charges.
- La croissance des activités liées aux nouveaux abonnements²⁵⁹ (6,3 M\$).
- Les ajustements découlant du passage aux PCGR des États-Unis (12,9 M\$).

[436] Cette hausse est en partie compensée par les éléments suivants :

- La variation du rendement des fournisseurs (-0,9 M\$).

²⁵⁸ Pièce B-0026, annexe A, p. 25.

²⁵⁹ Le Distributeur a tenu compte d'une proportion de 25 % des coûts fixes, conformément à la décision D-2012-119, p. 24 et 25.

- Les gains additionnels découlant d'actions structurantes relatives au Projet LAD (-35,8 M\$).

Gain d'efficience de 1,5 %

[437] Le Distributeur prétend qu'il n'est pas en mesure de maintenir la cible d'efficience de 1,5 % liée aux actions de gestion courante, soit environ -15 M\$, aux fins du calcul de l'enveloppe des activités de base pour l'année témoin 2016.

[438] Le Distributeur mentionne que, dans le but de répondre à ses besoins opérationnels et considérant les limites des mesures d'efficience, il constate que les budgets requis à la réalisation de ses activités en 2016 ne lui permettent pas de remettre à la clientèle d'autres gains d'efficience que ceux réalisés dans le cadre du Projet LAD. Il explique cette situation essentiellement par les éléments suivants :

- La réduction de 10,0 M\$ des coûts de services professionnels et autres imposée par la Régie dans sa décision D-2015-018 qui ne pourra être réalisée en 2015 par le Distributeur et pour lesquels les besoins prévus se maintiennent en 2016. En réponse à une DDR, le Distributeur met à jour sa prévision des coûts de services professionnels et autres, sur la base de 11 mois réels et 1 mois projeté, à 91,6 M\$ en 2015. L'écart entre le montant total autorisé de 88,8 M\$ en 2015 et cette mise à jour s'élève à un dépassement de 2,8 M\$ plutôt qu'à un dépassement de 10 M\$ anticipé par le Distributeur (voir la section 11.1.1.1).
- Un montant additionnel de 7 M\$ afin de rétablir le niveau des charges d'exploitation dû à une baisse des coûts capitalisés reliés aux prestations de travail et à la gestion du matériel, en fonction des travaux planifiés aux investissements pour 2016.
- Un montant de 6,0 M\$, découlant d'une obligation liée à la mise en conformité des parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes, a été intégré dans les autres charges directes prévues pour 2016, alors que des coûts liés à la mise en conformité n'étaient pas prévus au moment du dépôt du dossier R-3905-2014.

- Ces éléments sont en partie compensés par la réduction de 8,8 M\$ des charges de services partagés par rapport au montant reconnu pour 2015, attribuable aux efforts d'efficacité réalisés au cours des dernières années par le Distributeur.

[439] Le Distributeur fait valoir qu'il est de plus en plus difficile de trouver des pistes d'efficacité récurrentes et permanentes associées aux actions de gestion courante. Il mentionne que le défi pour 2016 consiste à rendre permanente la réduction de 40 M\$ demandée par la Régie en 2015 dans sa décision D-2015-018, laquelle réduction a été atteinte pour des raisons conjoncturelles. Il ajoute qu'en 2016, il n'y a pas de place pour intégrer 1,5 % de gains additionnels, car il aura un défi important pour rendre permanents des gains d'efficacité remis à la clientèle mais non concrétisés dans ses processus²⁶⁰.

[440] La FCEI est d'avis qu'il n'est pas acceptable pour le Distributeur de ne livrer aucune efficacité pour l'année témoin 2016. Elle constate de plus que le Distributeur a été en mesure de livrer de l'efficacité à chacune des années depuis 2008. L'intervenante ne voit aucune raison valable pour ne pas intégrer d'efficacité au présent dossier. Elle demande donc de maintenir un objectif d'efficacité de 1,5 % annuel aux fins du calcul de l'enveloppe des charges d'exploitation.

[441] La FCEI recommande un montant de 955,0 M\$²⁶¹ pour les charges d'exploitation liées aux activités de base de l'année témoin 2016. Ce montant est établi en considérant un gain d'efficacité de 1,5 % et certains ajustements, soit une réduction de 24,7 M\$ par rapport à la proposition du Distributeur.

[442] Dans son argumentation, SÉ-AQLPA propose plutôt la création d'un compte d'écarts pour les charges liées aux SALC spécifiquement pour l'année 2016.

[443] L'AQCIE-CIFQ analyse globalement les charges d'exploitation regroupant celles liées aux activités de base du Distributeur, aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et aux éléments spécifiques. L'intervenant recommande de réduire les charges d'exploitation totales de 34 M\$²⁶² pour l'année témoin 2016. Cette réduction est obtenue en comparant la croissance des charges d'exploitation totales de 2011 à 2016 et celle des prix, selon l'indice des prix à la consommation (IPC) de cette période.

²⁶⁰ Pièce B-0158, p. 5 et 6.

²⁶¹ Pièce C-FCEI-0025, p. 2.

²⁶² Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, p. 11.

[444] La Régie constate que l'enveloppe des charges d'exploitation liées aux activités de base, en utilisant comme point de départ le montant autorisé en 2015, aurait été de 965,1 M\$²⁶³ pour l'année témoin 2016, avec le gain d'efficacité de 1,5 %, soit une réduction de 14,6 M\$ par rapport à la proposition du Distributeur.

[445] Elle constate également que le montant de l'enveloppe globale pour l'année témoin 2016, en utilisant comme point de départ l'année historique 2014, aurait été de 955,7 M\$ sans le gain d'efficacité de 1,5 % et de 941,7 M\$ avec le gain d'efficacité de 1,5 %²⁶⁴, soit des réductions respectives de 24,0 M\$ et de 38,0 M\$ par rapport à la proposition du Distributeur.

[446] La Régie juge qu'il est important que les charges d'exploitation des activités de base du Distributeur incluent un objectif annuel de gains d'efficacité. Elle tient à souligner que dans sa recherche d'efficacité, le Distributeur doit mettre l'accent sur une amélioration continue des processus de travail, l'introduction de nouvelles façons de faire et divers moyens ou procédés de nature technologique plutôt que sur une baisse des effectifs (ETC).

[447] À ce sujet, la Régie réfère au chapitre de la présente décision sur les indicateurs d'efficacité dans lequel elle conclut qu'il existe encore un potentiel de gain d'efficacité (voir les sections 3.1 et 3.4).

[448] De plus, la Régie constate que malgré les prétentions du Distributeur, il a été en mesure de livrer de l'efficacité à chacune des dernières années, comme le démontrent ses excédents de rendement.

[449] Pour ces motifs, la Régie maintient la cible minimale d'efficacité à 1,5 % pour l'année témoin 2016.

[450] La Régie ne retient pas la proposition de SÉ-AQLPA de créer un compte d'écart pour les charges liées aux SALC spécifiquement pour l'année 2016. Elle considère ces activités comme faisant partie des opérations courantes du Distributeur.

²⁶³ Pièce B-0068, p. 42.

²⁶⁴ Pièce B-0068, p. 44.

Facteur de projection des salaires

[451] Le Distributeur a pris acte des préoccupations de la Régie et de certains intervenants à l'égard du calcul des progressions salariales. Ainsi, dans le but de raffiner ses paramètres salariaux et de tenir compte des caractéristiques de l'effectif en ce qui a trait aux promotions, aux départs à la retraite, aux nouvelles embauches et aux progressions salariales des employés, le Distributeur a travaillé de concert avec la vice-présidence - Ressources humaines d'Hydro-Québec. Ces travaux ont permis de revoir la méthode d'établissement du taux des progressions salariales.

[452] Le Distributeur explique qu'il a établi un facteur de projection sur la base de la moyenne historique des trois dernières années qui s'ajoute à l'ajustement économique et mesure l'évolution de la masse salariale. Comme indiqué précédemment, ce facteur de projection est établi à 0,8 %. Il regroupe les éléments susceptibles d'influencer la croissance et la décroissance de la masse salariale. Sans ce raffinement, le taux de progression salariale, calculé sur la même base que lors des demandes tarifaires précédentes, serait de 1,0 %.

[453] L'impact sur les revenus requis de 2016 d'utiliser un facteur de projection salariale de 0,8 % plutôt que de 1 % comme pour 2015 est de -1,7 M\$²⁶⁵.

[454] OC accueille favorablement la nouvelle méthode d'établissement du facteur de projection présentée par le Distributeur. Elle se questionne toutefois sur l'opportunité d'utiliser un facteur de projection unique pour les différents groupes d'emplois du Distributeur qui peuvent être affectés différemment par les mouvements de personnel et les départs à la retraite. OC recommande d'explorer, lors de la demande tarifaire 2017-2018, la possibilité d'utiliser des facteurs de projection variables selon les groupes d'emplois.

²⁶⁵ Pièce B-0068, p. 40.

[455] **La Régie accepte l'établissement du facteur de projection sur la base de la moyenne historique des trois dernières années, tel que proposé par le Distributeur.**

[456] **La Régie ne retient pas la recommandation d'OC d'explorer la possibilité d'utiliser des facteurs de projection variables selon les groupes d'emplois, en raison du niveau de détail demandé et de l'impact non significatif sur les revenus requis.**

11.1.2.2 Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers

[457] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les coûts relatifs aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, au montant de 196,1 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 213,1 M\$, afin de tenir compte de la révision du coût de retraite.

[458] Le Distributeur présente au tableau suivant la ventilation des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, totalisant 213,1 M\$ pour l'année témoin 2016.

TABLEAU 25
ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique</i> <i>(1)</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i> <i>(1)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i> <i>Révisée (2)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Initiale</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (2)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Coût de retraite	154,8	102,5	102,5	29,1	46,1	(56,4)	(55,0 %)
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	7,9	7,1	14,9	16,3	16,3	9,2	129,6 %
Mesures de sécurité cybernétique	7,7	9,6	9,6	11,0	11,0	1,4	14,6 %
Inspection et retraitement des poteaux de bois	10,7	13,8	13,9	15,1	15,1	1,3	9,4 %
Dépense de mauvaises créances	88,1	92,7	92,6	89,5	89,5	(3,2)	(3,5 %)
Interventions en efficacité énergétique (dont PGÉÉ)	23,7	35,0	35,0	35,1	35,1	0,1	0,3 %
Total	292,9	260,7	268,5	196,1	213,1	(47,6)	(18,3 %)

Sources : Pièce B-0026, p. 12 et pièce B-0128, p. 24.

Note 1 : Tient compte de la présentation du montant associé au rabais sur ventes-MFR plutôt qu'à titre de dépense de mauvaises créances.

Note 2 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 3 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

Coût de retraite

[459] Le Distributeur indique que le coût de retraite d'Hydro-Québec s'appuie sur des évaluations actuarielles réalisées périodiquement par une firme externe d'actuares

conseils. Il présente les composantes du coût de retraite ainsi que les hypothèses actuarielles utilisées pour son évaluation²⁶⁶.

[460] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente le coût de retraite relatif aux activités de base avec facteurs d'indexation particuliers, au montant de 29,1 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 46,1 M\$.

[461] 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\$)	Année historique 2014			Décision D-2015-018			Année de base 2015 (1)			Année témoin 2016 (1)		
	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	91,8	52,9	144,7	107,1	(10,0)	97,1	109,0	(11,9)	97,1	48,3	3,5	51,8
Charges de services partagés	27,6	14,6	42,2	33,2	(4,8)	28,4	31,7	(3,3)	28,4	14,0	(1,9)	12,1
Coûts capitalisés	(23,5)	(8,6)	(32,1)	(25,1)	2,1	(23,0)	(28,1)	5,1	(23,0)	(12,4)	(5,4)	(17,8)
Total	95,9	58,9	154,8	115,2	(12,7)	102,5	112,6	(10,1)	102,5	49,9	(3,8)	46,1

Source : Pièce B-0128, p. 24.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[462] Le Distributeur présente un coût de retraite de 46,1 M\$ pour l'année témoin 2016, en baisse de 56,4 M\$ (-55,0 %) par rapport au montant autorisé de 102,5 M\$ pour l'année 2015. Cette baisse s'explique par les éléments suivants :

- Une baisse de 65,3 M\$ entre le coût de retraite, avant la disposition des comptes d'écarts, au montant de 49,9 M\$ en 2016 et le montant autorisé de 115,2 M\$ pour l'année 2015. Cette baisse s'explique essentiellement par l'impact entre le coût de

²⁶⁶ Pièce B-0026, annexe C, p. 35.

retraite estimé en fonction des PCGR des États-Unis²⁶⁷ pour l'année témoin 2016 et le coût reconnu pour 2015 établi en fonction des IFRS (voir la section 4.1).

- Une hausse nette de 8,9 M\$ s'explique par la variation des comptes d'écart 2013 à 2015, incluant les intérêts, conformément aux traitements reconnus dans les décisions D-2011-028²⁶⁸ et D-2012-024²⁶⁹. Cette hausse nette tient compte de l'impact du passage aux PCGR des États-Unis pour l'année 2015 au montant de -2,6 M\$ (voir la section 4.1).

[463] Conformément à la décision D-2015-018²⁷⁰, le Distributeur indique que selon l'évaluation actuarielle de capitalisation la plus récente, soit celle du 31 décembre 2014, le surplus de capitalisation est de 3 763 M\$, soit un ratio de capitalisation de 122,1 %. L'actif détenu par la caisse de retraite est suffisant pour couvrir les rentes futures. Quant au ratio de solvabilité, il est de 93,1 %.

Stratégie pour la clientèle à faible revenu

[464] Le Distributeur apporte deux modifications en ce qui a trait à la présentation des coûts liés aux ententes pour la clientèle à faible revenu. Il explique que la hausse importante du nombre d'ententes de paiement conclues avec la clientèle à faible revenu justifie une présentation plus explicite de l'ensemble des coûts.

[465] La première modification est celle relative à la présentation des radiations. Le Distributeur explique que, jusqu'à présent, les coûts de la stratégie pour la clientèle à faible revenu correspondaient aux radiations brutes, soit à la totalité du soutien accordé à cette clientèle. La portion de ces radiations, ayant déjà fait l'objet d'une provision dans la DMC des années antérieures, était présentée en réduction de la DMC. À compter du présent dossier, le Distributeur présente les radiations accordées aux clients, nettes de la portion ayant déjà fait l'objet d'une provision dans la DMC des années antérieures. Selon le Distributeur, cette présentation permet de refléter de façon plus juste l'impact annuel des radiations relatives à la clientèle à faible revenu.

²⁶⁷ Ce coût est en baisse, car le rendement prévu sur les actifs du régime est calculé avec un taux de rendement prévu des actifs qui est plus élevé que le taux d'actualisation utilisé en fonction des IFRS. Cette baisse est en partie contrebalancée par l'amortissement de la perte actuarielle nette et du coût des services passés en vertu des PCGR des États-Unis alors qu'il n'y a pas un tel amortissement en IFRS.

²⁶⁸ Page 41.

²⁶⁹ Pages 39 et 40.

²⁷⁰ Page 149, par. 591.

[466] Le Distributeur souligne que ce changement n'a globalement aucun impact sur les revenus requis, les provisions prises dans les années antérieures sur les comptes en souffrance des MFR étant présentées à l'encontre du soutien financier qui leur est accordé, au lieu d'être inclus à même la DMC.

[467] La deuxième modification est celle relative à la présentation du rabais à l'encontre des ventes. Le Distributeur indique que selon les normes comptables en vigueur, toute considération remise au client, qu'elle soit en argent ou sous forme de crédit, est considérée comme une réduction présumée du prix de vente. En conséquence, le Distributeur présente, en réduction des ventes d'électricité, le soutien au paiement de la consommation courante des ententes personnalisées volet B pouvant aller jusqu'à 50 % de la facture mensuelle, si l'entente est respectée.

[468] Il souligne également que ce changement n'a globalement aucun impact sur les revenus additionnels requis, la portion considérée comme un rabais sur les ventes étant présentée à l'encontre des ventes, au lieu d'être incluse à même la DMC des MFR.

[469] Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'il continue tout de même de présenter la totalité du soutien financier (radiations brutes) afin de permettre l'appréciation du soutien total dont bénéficient ces clients.

[470] Considérant qu'il n'y a aucun impact sur les revenus additionnels requis, la Régie accepte les deux modifications en ce qui a trait à la présentation des coûts liés aux ententes pour la clientèle à faible revenu, telles que proposées par le Distributeur. Elle prend acte du fait que le Distributeur continuera de fournir, lors des prochaines demandes tarifaires, les tableaux 5-A, 5-B, 6 et 7 de la pièce B-0026, afin d'apprécier le soutien financier total dont bénéficient ces clients, ainsi que les explications des écarts.

[471] Le tableau suivant présente l'évolution des coûts de 2010 à 2016 de la stratégie pour la clientèle à faible revenu, incluant les modifications de présentation apportées par le Distributeur.

TABLEAU 27
COÛTS DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU
(REDRESSÉS, EN M\$)

Rubrique de coûts	Années historiques					2015		Année témoin 2016
	2010	2011	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	
Soutien financier - Impact DMC	0,5	0,0	1,6	3,4	3,2	4,0	7,7	8,1
<i>Soutien financier - radiations brutes</i>	3,7	2,7	8,8	14,6	20,7	22,7	33,1	42,5
<i>Renversement provision (DMC)</i>	(1,7)	(1,1)	(4,2)	(6,3)	(8,3)	(10,2)	(14,9)	(19,1)
<i>Radiations consommation - rabais sur ventes</i>	(1,5)	(1,6)	(3,0)	(4,9)	(9,2)	(8,5)	(10,5)	(15,3)
Coûts opérationnels	2,3	4,0	2,1	3,1	4,7	3,1	7,2	8,2
<i>Masse salariale</i>	2,1	2,4	1,2	1,6	2,5	1,5	3,6	4,2
<i>Services externes</i>	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
<i>Charges de services partagés</i>	0,0	1,5	0,8	1,4	2,1	1,4	3,4	3,8
Total	2,8	4,0	3,7	6,5	7,9	7,1	14,9	16,3

Source : Pièce B-0026, p. 17.

[472] Le Distributeur indique que le coût des mesures dont bénéficie la clientèle à faible revenu en 2016 s'élève à 31,6 M\$, soit 16,3 M\$ auquel s'ajoute le rabais sur ventes de 15,3 M\$.

[473] La Régie constate que la totalité du soutien financier accordé à la clientèle à faible revenu (radiations brutes) s'élève à 42,5 M\$ pour l'année témoin 2016, en hausse de 19,8 M\$ (87 %) par rapport au montant autorisé de 22,7 M\$ pour l'année 2015. Le Distributeur explique cette hausse par le volume accru des ententes découlant de l'optimisation du processus permettant une accessibilité plus grande aux ententes, de l'introduction d'une entente passerelle pour augmenter graduellement le montant versé par le client, afin qu'il couvre la facture associée à sa consommation, ainsi que de l'impact de l'hiver 2014-2015 très froid.

[474] En ce qui a trait aux coûts opérationnels, le montant de 8,2 M\$ pour l'année témoin 2016 est en hausse de 5,1 M\$ (165 %) par rapport au montant autorisé de 3,1 M\$ pour l'année 2015. Cette hausse est attribuable à l'ajout de 39 ETC pour répondre à l'augmentation du nombre de transactions à traiter.

[475] La totalité du soutien financier accordé à la clientèle à faible revenu s'élève à 42,5 M\$, auquel s'ajoutent des coûts opérationnels de 8,2 M\$, représentant un montant global de 50,7 M\$ en 2016. Ce montant est en hausse de 24,9 M\$ (97 %) par rapport au montant autorisé de 25,8 M\$ en 2015.

Dépense de mauvaises créances

[476] Le Distributeur prévoit une DMC totalisant 97,6 M\$ pour l'année témoin 2016, en hausse de 0,9 M\$ (0,9 %) par rapport au montant autorisé de 96,7 M\$ en 2015. La DMC comporte deux composantes : Stratégie pour la clientèle à faible revenu (8,1 M\$) et la DMC (89,5 M\$).

[477] Le tableau suivant présente l'évolution des coûts de 2010 à 2016 de la DMC, incluant les modifications de présentation apportées par le Distributeur.

TABLEAU 28
DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES (REDRESSÉE, EN M\$)

	Années historiques					2015		Année témoin 2016
	2010	2011	2012	2013	2014	D-2015-018	Année de base	
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers								
Stratégie pour la clientèle à faible revenu (soutien financier - impact DMC)	0,5	0,0	1,6	3,4	3,2	4,0	7,7	8,1
Dépense de mauvaises créances	135,8	89,5	82,0	84,6	88,1	92,7	92,6	89,5
<i>Clientèle régulière (résidentielle, commerciale et affaires)</i>	117,5	82,0	77,1	82,4	89,6	90,4	90,3	87,2
<i>Autres</i>	18,3	7,5	4,9	2,2	(1,5)	2,3	2,3	2,3
Total de la dépense de mauvaises créances	136,3	89,5	83,6	88,0	91,3	96,7	100,3	97,6

Source : Pièce B-0026, p. 18.

[478] Pour l'année témoin 2016, le Distributeur estime que le taux de DMC (1,06 %) sur les ventes pour la clientèle résidentielle et commerciale et affaires restera stable par rapport au taux reconnu dans la décision D-2015-018 (1,07 %) et à ceux des années historiques depuis 2011.

[479] La Régie prend acte du fait que le Distributeur continue d'élaborer une approche globale du recouvrement pour 2016. Cette approche globale sera présentée dans le cadre

d'un dossier distinct qui sera déposé à la Régie en 2016 sur la révision des *Conditions de service d'électricité* (les CDSÉ). En préparation de ce dossier, une première rencontre s'est tenue le 26 mai 2015 avec les participants aux divers forums de discussions avec les associations de consommateurs, y compris les intervenants aux dossiers tarifaires, afin de discuter des mesures destinées aux clients à faible revenu ou non, en difficulté de paiement.

Inspection et retraitement des poteaux de bois

[480] Le Distributeur demande, pour l'année témoin 2016, un budget de 15,1 M\$, en hausse de 1,3 M\$ (9,4 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015.

[481] La Régie constate une surestimation annuelle d'environ 25 % entre les montants réels et autorisés des coûts d'inspection et retraitement des poteaux entre 2011 et 2014, avec un écart moyen de 3,7 M\$²⁷¹.

[482] Dans son mémoire, la FCEI relève que les coûts moyens réels globaux d'inspection et de retraitement des poteaux sont largement inférieurs aux coûts moyens prévus pour les années 2011 à 2014²⁷². Le Distributeur, en réponse à une DDR de l'intervenante, réitère qu'il utilise un coût moyen de 70 \$ par poteau pour établir son budget pour l'année témoin 2016²⁷³. Dans son mémoire, l'intervenante note que ce coût est sensiblement supérieur aux coûts moyens réels les plus récents.

[483] En réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur déclare avoir inspecté 183 438 poteaux en 2015, 3 438 de plus que sa cible. En 2016, il prévoit inspecter 193 000 poteaux afin de rattraper le retard des dernières années. Il souligne qu'à partir de 2015, l'échantillonnage touche en grande partie le milieu rural, où les poteaux sont plus vieux et nécessitent plus souvent une inspection complète²⁷⁴.

²⁷¹ Pièce B-0075, p. 31 et 32.

²⁷² Pièce C-FCEI-0015, p. 16.

²⁷³ Pièce B-0079, p. 34.

²⁷⁴ Pièce B-0099, p. 42.

[484] La Régie est satisfaite des réponses données par le Distributeur et constate que si le budget augmentait au même rythme que le nombre de poteaux qu'il prévoit inspecter, il serait de 14,5 M\$, seulement 0,6 M\$ de moins que le budget demandé.

Charges relatives aux interventions en efficacité énergétique

[485] Le Distributeur prévoit des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique, dont le PGEÉ, de 35,1 M\$ pour l'année témoin 2016, soit l'équivalent du montant autorisé en 2015 et celui de l'année de base 2015. La prévision 2016 est cependant en hausse de 11,4 M\$ (48,1 %) par rapport au montant de 23,7 M\$ pour l'année historique 2014.

[486] Le Distributeur explique que la plupart des dépenses planifiées pour 2016 correspondent aux résultats réels obtenus pour 2014, à l'exception des deux rubriques suivantes pour lesquelles les budgets 2016 sont plus importants :

- **Marché Résidentiel** : l'écart provient principalement du programme « Sensibilisation Mieux Consommer » et vise notamment à combler les coûts de la campagne de sensibilisation, ainsi que la nouvelle section Web, qui agira comme carrefour de l'information en efficacité énergétique;
- **Gestion de la demande en puissance** : le déploiement de deux nouvelles interventions en gestion de charges interruptibles, l'une au marché Résidentiel et l'autre dans les bâtiments des clients institutionnels (CI), explique en bonne partie cette majoration des charges²⁷⁵.

[487] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique, entre le montant autorisé et le réel, de 14,4 M\$ sur la période de 2008 à 2014.

²⁷⁵ Pièce B-0075, p. 33 et 34.

TABLEAU 29
ÉVOLUTION DES CHARGES RELATIVES
AUX INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (DONT LE PGÉÉ)

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Autorisée</i>	
2008	56,8		51,9	(4,9)	(8,6 %)
2009	67,8		51,3	(16,5)	(24,3 %)
2010	69,1		44,5	(24,6)	(35,6 %)
2011	57,2		32,0	(25,2)	(44,1 %)
2012	44,1 ¹	38,1	30,6	(13,5)	(30,6 %)
2013	35,0	34,5	29,4	(5,6)	(16,0 %)
2014	34,5	29,3	23,7	(10,8)	(31,3 %)
2015	35,0	35,0		0,0	0,0%
2016	35,1				

Sources : Pièce B-0026, p. 10 et dossier R-3905-2014 Phase 1, pièce B-0081, p. 47.

Note 1 : Le montant autorisé de 44,1 M\$ pour l'année 2012 inclut une réduction de 7,8 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2012-024.

[488] La Régie observe également une tendance à la baisse des montants réels des charges liées aux interventions en efficacité énergétique de 2008 à 2014, puis une augmentation prévue en 2015 et 2016.

[489] Le Distributeur explique cette tendance à la baisse par l'évolution de son contexte d'affaire :

- la maturité de plusieurs programmes (les programmes matures sont moins chers à exploiter que les nouveaux programmes);
- les bas coûts évités limitant les nouvelles opportunités en efficacité énergétique;
- les efforts de rationalisation de certaines activités (gains d'efficacité)²⁷⁶.

²⁷⁶ Pièce B-0075, p. 34.

[490] Le Distributeur souligne qu'il a pris en compte ces éléments dans sa planification et que les dépenses prévues pour 2016 correspondent à la meilleure prévision disponible des montants nécessaires pour répondre aux objectifs de l'année.

[491] En raison des charges encourues qui ont été systématiquement moins élevées que celles autorisées depuis 2008, le GRAME demande que ces charges fassent l'objet d'un compte d'écarts. L'intervenant est d'avis qu'une telle proposition permettrait à la Régie de s'assurer que les budgets autorisés pour les charges relatives aux interventions en efficacité énergétique aient moins d'impact sur les tarifs, tout en retirant l'avantage du Distributeur à proposer une estimation qui s'avère au-dessus de ses besoins.

[492] La Régie considère que la prévision des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique doit être recalibrée afin de tenir compte des efforts de rationalisation des activités du Distributeur à cet égard. De plus, elle prend en considération le repositionnement du programme « Charges interruptibles résidentielles », dont le fait qu'il n'y aura pas de participants à l'hiver 2015-2016²⁷⁷, et la suspension de la promotion et des subventions à l'installation de chauffe-eau à trois éléments (CE3É).

[493] La Régie réduit de 5 M\$ les charges relatives aux interventions en efficacité énergétique pour l'année témoin 2016.

[494] La Régie ne retient pas la recommandation du GRAME de créer un compte d'écarts, puisqu'elle privilégie une réduction de l'enveloppe budgétaire des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique pour l'année témoin 2016.

11.1.2.3 Éléments spécifiques

[495] Le Distributeur présente au tableau suivant la ventilation des éléments spécifiques totalisant 53,0 M\$ pour l'année témoin 2016.

²⁷⁷ Pièce B-0126, p. 32.

TABLEAU 30
ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES

(en M\$)	2014 <i>Année historique</i>	2015 <i>(D-2015-018)</i>	2015 <i>Année de base</i>	2016 <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Électrification du transport collectif	0,3	0,5	0,5	0,8	0,3	60,0%
Automatisation du réseau	6,1	4,9	6,0	6,3	1,4	28,6%
Optimisation des systèmes clientèles (Migration majeure SIC)	1,7	1,7	1,7	1,7	0,0	0,0%
Lecture à distance-Phase 1	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0	
Lecture à distance-Phases 2 et 3		38,9	42,1	44,2	5,3	13,6%
Total	18,0	46,0	50,3	53,0	7,0	15,2%

Source : Pièce B-0026, p. 20.

Projet LAD - Phases 2 et 3

[496] 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 d'une infrastructure de mesurage avancé.

[497] Le Distributeur prévoit un montant de 44,2 M\$ afin de compléter le déploiement des CNG en 2016, lequel est composé des éléments suivants :

- Un montant de 18,2 M\$ relatif aux frais de relocalisation des ressources. Avec la fin du déploiement massif prévue en 2016, le Distributeur doit relocaliser les employés permanents assignés aux processus actuels de relève et de recouvrement dans d'autres emplois au sein de l'entreprise.
- Un montant de 14,8 M\$ associé aux licences et maintenance de l'infrastructure des technologies de l'information (TI) et des équipements de télécommunication.
- Un montant de 11,2 M\$ en « Charges diverses » lié aux coûts de communication, du centre d'exploitation du mesurage et du centre d'appels.

11.1.2.4 Disposition des comptes d'écarts et de reports

Compte d'écarts – Évènements imprévisibles en réseaux autonomes

[498] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur intègre à ses revenus requis de 2016 un montant de 20,0 M\$ auquel s'ajoutent des intérêts de 0,3 M\$, correspondant à l'évaluation des coûts totaux attribuables au déversement accidentel d'hydrocarbures à Cap-aux-Meules. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont le renversement du solde compte d'écarts-Évènements imprévisibles en réseaux autonomes de 20,3 M\$, en conformité avec la décision D-2015-150²⁷⁸.

[499] Dans cette décision rendue le 10 septembre 2015, la Régie indique qu'à des fins d'efficience réglementaire et compte tenu du fait qu'une enquête est en cours relativement aux circonstances entourant le déversement d'hydrocarbures dans le port de Cap-aux-Meules, elle juge qu'il est approprié d'attendre les conclusions de cette enquête avant de disposer des coûts de cet événement, excluant le montant de 9,8 M\$ sur lequel elle a déjà statué.

Compte de frais reportés - PCGR des États-Unis

[500] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur intègre à ses revenus requis de 2016 un montant de 11,4 M\$ représentant l'impact du passage aux PCGR des États-Unis en 2015, à titre de charges d'exploitation. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquentement ajusté à 5,4 M\$ (voir la section 4.1).

[501] La Régie accepte la disposition du compte de frais reportés – PCGR des États-Unis au montant de 5,4 M\$ en 2015 dans les revenus requis de l'année témoin 2016, à titre de charges d'exploitation.

²⁷⁸ Page 23, par. 96.

11.1.3 CONCLUSION SUR LES CHARGES D'EXPLOITATION

[502] Le Distributeur présente des charges d'exploitation qui s'élèvent à un montant total de 1 251,2 M\$ pour l'année témoin 2016.

[503] 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 liées aux activités de base est surestimé de 14,6 M\$ à 38,0 M\$²⁷⁹. Par ailleurs, selon l'approche spécifique, la Régie considère que la prévision doit être recalibrée, en raison de la surestimation historique de certains postes de dépenses, 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 30 M\$ par rapport à la demande du Distributeur.**

[504] **La Régie approuve un montant de 1 221,2 M\$ pour les charges d'exploitation de l'année témoin 2016. La réduction de 30 M\$ résulte des modifications suivantes :**

- **réduction de 5 M\$ des charges relatives aux interventions en efficacité énergétique (voir la section 11.1.2.2);**
- **réduction globale de 25 M\$.**

11.2 AUTRES CHARGES

[505] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente une prévision pour les autres charges au montant de 788,1 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 796,6 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont la mise à jour des achats de combustible et l'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015.

²⁷⁹ Voir les paragraphes 444 et 445 de la présente décision.

[506] Les autres charges s'élèvent à un montant de 780,2 M\$ pour l'année témoin 2016, soit une baisse de 126,3 M\$ (-13,9 %) par rapport au montant autorisé en 2015. Le tableau suivant présente le détail des autres charges.

TABLEAU 31
AUTRES CHARGES

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i> <i>Révisée (1)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Initiale</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (1)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (2)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>
Achats de combustible	93,8	104,0	104,0	88,1	88,1	78,0	(26,0) (25,0 %)
Amortissement et déclassement	817,4	723,1	704,4	633,3	633,1	626,8	(96,3) (13,3 %)
Comptes d'écarts et de reports	(24,8)	25,1	33,7	(17,3)	(8,6)	(8,6)	(33,7) (134,3 %)
Taxes	98,9	54,3	53,0	84,0	84,0	84,0	29,7 54,7 %
Total	985,3	906,5	895,1	788,1	796,6	780,2	(126,3) (13,9 %)

Sources : Pièce B-0032, p. 5; pièce B-0128, p. 13 et pièce B-0145, p. 9.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 3 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[507] La Régie examine ci-après chaque rubrique des autres charges, soit les achats de combustible, l'amortissement et déclassement, les comptes d'écarts et de reports ainsi que les taxes.

11.2.1 ACHATS DE COMBUSTIBLE

[508] Dans sa demande initiale, le Distributeur prévoit pour l'année témoin 2016 des achats de combustible de 88,1 M\$ provenant de sa prévision des besoins d'achats de combustible de 92,9 M\$ et d'un solde total de 4,8 M\$ (créditeur) des comptes d'écarts de 2014 et 2015²⁸⁰. Cette prévision 2016 se basait sur les 4 mois réels et 8 mois projetés en 2015.

[509] La prévision du Distributeur pour les achats de combustible de l'année témoin 2016 est fondée sur la prévision annuelle des prix du pétrole West Texas Intermediate (WTI) par l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis, publiée en avril 2015, plutôt que sur sa méthode de prévision habituelle, basée sur une moyenne des prix à terme du mois d'avril 2015 portant sur 2016 pour le pétrole WTI²⁸¹.

²⁸⁰ Pièce B-0032, tableau 1, p. 5.

²⁸¹ Pièce B-0032, tableau 3, p. 8.

[510] Le tableau suivant présente l'évolution des achats de combustible selon la méthode proposée (prix du WTI selon l'EIA) et selon la méthode actuelle du Distributeur (moyenne des prix à terme du WTI).

TABLEAU 32
ÉVOLUTION DES ACHATS DE COMBUSTIBLE
SELON LA MÉTHODE PROPOSÉE ET LA MÉTHODE ACTUELLE

<i>(en M\$)</i>	<i>Prix du WTI selon l'EIA (méthode proposée)</i>			<i>Moyenne des prix à terme du WTI (méthode actuelle)</i>		
	<i>2016</i>	<i>2016</i>	<i>2016</i>	<i>2016</i>	<i>2016</i>	<i>2016</i>
	<i>avec 4/8 2015</i>	<i>avec 9/3 2015</i>	<i>avec 10/2 2015</i>	<i>avec 4/8 2015</i>	<i>avec 9/3 2015</i>	<i>avec 10/2 2015</i>
	<i>(1)</i>	<i>(2)</i>	<i>(3)</i>	<i>(4)</i>	<i>(5)</i>	<i>(6)</i>
Achats de combustible	92,9	76,9	82,5	84,1	73,2	81,5
Compte d'écarts 2014	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)
Compte d'écarts 2015	(3,1)	(5,7)	(2,8)	(1,7)	(9,9)	(5,5)
Total	88,1	69,5	78,0	80,7	61,6	74,3

Sources: (1) Pièce B-0032, p. 5, tableau 1; (2) pièce B-0075, p. 65, tableau R-33.2-A; (3) pièce B-0144, p. 6, tableau R-3.3-A;

(4) Pièce B-0068, p. 66, tableau R-25.2-A; (5) pièce B-0075, p. 65, tableau R-33.2-C; (6) pièce B-0144, p. 6, tableau R-3.3-C.

[511] En réponse à une DDR, le Distributeur refait les tableaux de sa demande initiale avec sa méthode actuelle de prévision du coût des achats de combustible, basée sur les prix à terme du WTI²⁸². Selon la méthode actuelle, le coût prévu des achats de combustible pour l'année témoin 2016 (avant les comptes d'écarts) est de 84,1 M\$ plutôt que de 92,9 M\$ avec la méthode proposée, un écart à la baisse de 8,8 M\$.

Changement de méthode de prévision

[512] Le Distributeur justifie le changement de sa méthode de prévision des coûts de combustible afin de l'harmoniser avec celle utilisée pour déterminer les coûts évités en réseaux autonomes²⁸³.

²⁸² Pièce B-0068, p. 64 à 66.

²⁸³ Pièce B-0068, p. 65.

[513] La Régie partage le point de vue du Distributeur. Il est pertinent d'harmoniser la méthode de prévision des coûts de combustible avec sa méthode de détermination des coûts évités de court terme en réseaux autonomes.

[514] Dans ce contexte, la Régie accepte la demande du Distributeur de baser dorénavant sa prévision des coûts de combustible sur la prévision des prix du pétrole de l'EIA.

Mises à jour de la prévision du coût des achats de combustible et du prix contractuel au Nunavik

[515] En raison de la baisse du prix du pétrole dans la seconde moitié de 2015 et en réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur met à jour sa prévision des achats de combustible pour l'année témoin 2016, sur la base de 9 mois réels et 3 mois projetés en 2015²⁸⁴.

[516] En audience, le Distributeur met à nouveau à jour sa prévision des achats de combustible pour l'année témoin 2016, sur la base de 10 mois réels et 2 mois projetés en 2015. En plus de l'ajustement dû à la variation des prix du pétrole, le Distributeur intègre à cette prévision un ajustement selon la mise à jour du prix contractuel au Nunavik pour les huit premiers mois de l'année témoin 2016²⁸⁵.

[517] En conséquence, le Distributeur prévoit un coût des achats de combustible de 82,5 M\$ (avant les soldes des comptes d'écarts) pour l'année témoin 2016.

[518] La Régie considère que la preuve au dossier relative à l'ajustement du prix contractuel pour le Nunavik n'est pas suffisamment étoffée. Pour ce motif, elle ne retient pas la prévision des achats de combustible pour l'année témoin 2016 sur la base de 10 mois réels et 2 mois projetés en 2015.

²⁸⁴ Pièce B-0075, p. 62 à 66.

²⁸⁵ Pièce B-0144, p. 1 à 7.

[519] **En tenant compte de la prévision des achats de combustible pour l'année témoin 2016, sur la base de 9 mois réels et 3 mois projetés en 2015, la Régie approuve un budget d'achats de combustible au montant de 69,5 M\$ (incluant les soldes des comptes d'écarts) pour l'année témoin 2016. Le montant autorisé représente une baisse de 8,5 M\$ par rapport au montant de 78,0 M\$ ((incluant les soldes des comptes d'écarts) proposé par le Distributeur pour l'année témoin 2016.**

11.2.2 AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

[520] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente la charge totale d'amortissement et déclassement au montant de 633,3 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 633,1 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont l'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015.

[521] La charge totale d'amortissement et déclassement est de 626,8 M\$ pour l'année témoin 2016, en baisse de 96,3 M\$ (-13,3 %) comparativement au montant autorisé de 723,1 M\$ pour l'année 2015. Cette baisse s'explique principalement par les éléments suivants :

- une diminution de 31,6 M\$ de l'amortissement des immobilisations en exploitation attribuable essentiellement aux éléments suivants :
 - une diminution de 16,1 M\$ correspondant à la révision de certaines durées de vie utile approuvée par la Régie dans sa décision D-2015-189,
 - une diminution de 16,6 M\$²⁸⁶ due à l'amortissement évité à la suite de l'augmentation des retraits des compteurs remplacés dans le cadre du Projet LAD;
- une augmentation de 9,4 M\$ de l'amortissement des interventions en efficacité énergétique (dont le PGEÉ) découlant essentiellement de la croissance des mises en services réalisées au cours des dernières années dans les différents programmes;
- une diminution de 13,3 M\$ des coûts nets liés aux sorties d'actifs s'expliquant principalement par la fin du Projet LAD en 2016;
- une diminution de 59,0 M\$ de l'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques.

²⁸⁶ Pièce B-0039, p. 9.

Amortissement des immobilisations en exploitation

[522] Dans sa décision D-2015-189, la Régie autorisait le Distributeur à amortir ses immobilisations corporelles sur leurs durées de vie spécifiques, sans les limiter à 50 ans, à condition que la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations n'excède pas 50 ans, respectant ainsi la nouvelle interprétation de l'article 24 (3) de la LHQ (voir la section 4.1).

[523] Le tableau suivant présente la révision de certaines durées de vie utile des immobilisations corporelles, conformément à la décision D-2015-189, dont l'impact sur la charge d'amortissement est une baisse de 16,1 M\$ pour l'année témoin 2016 par rapport au montant autorisé en 2015.

TABLEAU 33
RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE CONFORMÉMENT À LA DÉCISION D-2015-189

Catégories d'immobilisations corporelles	Durées de vie actuelle (ans)	Durées de vie révisée (ans)
Conducteurs moyenne tension	50	60
Canalisations souterraines en béton	50	60
Câbles aériens basse tension	50	60
Centrale hydraulique		
Fondation et structure	50	100
Canal	50	85
Barrage en béton	50	120
Autres catégories	50	70
	50	60 à 120

Source : Dossier R-3927-2015, pièce B-0035, p. 12.

[524] Pour l'année 2016, le résultat du test de la durée de vie utile moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations, incluant et excluant les actifs incorporels, est respectivement de 39 ans et de 40 ans²⁸⁷.

²⁸⁷ Dossier R-3927-2015, pièce B-0045, p. 19.

Coûts nets liés aux sorties d'actifs

[525] Le tableau suivant présente le détail des coûts nets liés aux sorties d'actifs par catégories d'actifs ou de projets pour la période 2014 à 2016.

TABLEAU 34
COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS

(en M\$)	2014 <i>Année historique</i>	2015 <i>(D-2015-018)</i>	2015 <i>(réel 11 mois- au 30 novembre)</i>	2015 <i>Année de base</i>	2016 <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Corroborations	4,8	2,0	9,4	8,0	8,0	6,0	300,0%
Poteaux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Conducteurs	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Câbles	3,3	0,0	2,2	6,0	6,0	6,0	
Transformateurs	1,3	1,0	0,0	1,0	1,0	0,0	
Autres	0,0	1,0	7,2	1,0	1,0	0,0	
Appareils de mesure et autres	5,8	8,0	0,5	8,0	8,0	0,0	0,0%
Appareils de mesure	3,7	4,5	2,8	4,5	4,5	0,0	
Revenus provenant de la vente d'actif	(7,2)	(7,0)	(5,5)	(6,0)	(6,0)	1,0	(14,3 %)
Projets abandonnés et autres	9,3	10,5	3,2	9,5	9,5	(1,0)	(9,5 %)
Total avant projet majeur	10,6	10,0	9,9	16,0	16,0	6,0	60,0%
Projet majeur- LAD	32,3	22,7	23,2	31,7	3,4	(19,3)	(85,0 %)
Total	42,9	32,7	33,1	47,7	19,4	(13,3)	(40,7 %)

Sources : Pièce B-0032, p. 10 et pièce B-0144, p. 8.

[526] Le Distributeur établit sa prévision des coûts nets liés aux sorties d'actifs pour l'année témoin 2016 à 19,4 M\$, une diminution de 13,3 M\$ (-40,7 %) par rapport au montant autorisé en 2015, expliquée principalement par la fin du Projet LAD en 2016. Il prévoit une diminution importante du volume de compteurs installés entre les années 2015 et 2016, entraînant une baisse de 19,3 M\$ des retraits d'actifs.

[527] Le Distributeur souligne qu'il continue de mener annuellement à terme ses exercices de corroboration. Ce faisant, il estime ne pas être en mesure d'appliquer en 2015 la réduction des coûts relatifs aux corroboration de 8 M\$ demandées par la Régie dans sa décision D-2015-018²⁸⁸.

[528] Questionné à ce sujet, le Distributeur présente les résultats les plus récents des coûts nets liés aux sorties d'actifs pour l'année 2015, soit les données pour les 11 mois se terminant le 30 novembre 2015. Les retraits d'actifs s'élèvent à 33,1 M\$²⁸⁹, soit un montant légèrement supérieur au montant autorisé de 32,7 M\$ en 2015.

[529] Le Distributeur explique la hausse de 0,4 M\$ en 2015 par rapport au montant autorisé en 2015 principalement par les éléments suivants :

- L'écart défavorable de 7,4 M\$ lié aux « Corroborations » s'explique par le fait que le Distributeur a projeté un montant de 10,0 M\$ pour l'année témoin 2015, alors que dans sa décision D-2015-018, la Régie a plutôt autorisé un montant de 2,0 M\$ en 2015. En excluant la coupure de 8,0 M\$ de la prévision effectuée par la Régie, l'écart résiduel est marginal.
- L'écart favorable de 7,5 M\$ lié aux « Appareils de mesure et autres » est essentiellement attribuable aux projets abandonnés et autres (-7,3 M\$), dont le nombre et les impacts au 30 novembre sont moins élevés que le montant autorisé. Puisque certains projets sont toujours en cours d'analyse, l'impact au 31 décembre des abandons de projets pourrait se rapprocher davantage de la moyenne de 6,9 M\$ des cinq dernières années²⁹⁰.

[530] Le Distributeur tient à rappeler que les données présentées sont en date du 30 novembre 2015. Ainsi, les écarts constatés par rapport au montant autorisé en 2015 ne tiennent pas compte de l'impact des travaux et des mises en service qui seront effectués en décembre.

[531] La Régie n'est pas convaincue que seuls les retraits d'actifs (avant le Projet LAD) du mois de décembre 2015 peuvent atteindre 6,1 M\$, représentant près de 40 % du montant annuel anticipé à 16,0 M\$ pour l'année de base 2015. Par conséquent, elle estime que la prévision de l'année témoin 2016 est surestimée.

²⁸⁹ Pièce B-0144, p. 8.

²⁹⁰ Pièce B-0144, p. 9.

Amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques

[532] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente l'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques au montant de 148,0 M\$ (créditeur) pour l'année témoin 2016. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont l'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015 au 31 octobre 2015.

[533] L'amortissement révisé est de 154,3 M\$ (créditeur) pour l'année témoin 2016 comparativement au montant autorisé de 95,3 M\$ (créditeur) pour l'année 2015.

[534] L'écart de 59,0 M\$ entre le montant de l'année témoin 2016 et celui reconnu pour 2015 s'explique principalement par un écart de 57,1 M\$ entre le versement intégral du solde 2014 de 135,8 M\$ (créditeur) aux revenus requis 2015 à la suite de la décision D-2015-018 de la Régie et le versement intégral du solde révisé 2015 de 192,9 M\$ (créditeur) aux revenus requis de 2016, comme proposé par le Distributeur dans le présent dossier.

[535] La Régie demande au Distributeur de réduire de 25 M\$ le versement du solde du compte de nivellement pour les aléas climatiques 2015 aux revenus requis de 2016, passant de 192,9 M\$ (créditeur) à 167,9 M\$ (créditeur) (voir la section 4.4).

Évolution de la charge totale d'amortissement et déclassement

[536] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie observe une surestimation moyenne de la charge totale d'amortissement et déclassement entre le montant demandé par le Distributeur et le réel de 22,7 M\$ sur la période de 2010 à 2014. Elle observe également une surestimation de 18,1 M\$ entre le montant demandé et celui ajusté de l'année de base 2015.

TABLEAU 35
ÉVOLUTION DE LA CHARGE TOTALE D'AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

(en M\$)	<i>Année témoin (demandée et ajustée)</i>	<i>Année témoin (autorisée et ajustée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année historique</i>	<i>Variation Année historique vs Demandée</i>	
2010	852,3	852,3		832,6	(19,7)	(2,3 %)
2011	827,7	827,7		802,3	(25,4)	(3,1 %)
2012	907,7	907,7		884,8	(22,9)	(2,5 %)
2013	789,9	779,9		773,0	(16,9)	(2,1 %)
2014	824,9	804,9		796,4 ¹	(28,5)	(3,5 %)
2015	731,1	723,1	713,0 ²		(18,1)	(2,5 %)
2016	626,8					

Sources : Pièce B-0032, p. 5 et rapports annuels 2010 à 2014, pièce HQD-2, document 3.

Note 1 : Pour les fins de comparaison, le montant de l'année historique 2014 est ajusté de 21,0 M\$ relié aux sorties d'actifs du compte d'écart- Projet LAD (817,4 M\$ - 21,0 M\$ = 796,4 M\$).

Note 2 : Pour les fins de comparaison, le montant de l'année base 2015 exclut l'impact du passage aux US GAAP (704,4 M\$ + 8,6 M\$ = 713,0 M\$).

Note 3 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[537] Le Distributeur confirme que les mises en service moindres ou des reports de mises en service ont un impact à la baisse sur la charge d'amortissement d'une année donnée.

[538] Le Distributeur ajoute que la prévision de la charge d'amortissement est composée, d'une part, de l'amortissement provenant des actifs existants et, d'autre part, de l'amortissement provenant des prévisions de mises en service pour une année donnée. Ainsi, des mises en service moindres ou des reports de mises en service ont un impact à la baisse sur la prévision de la charge d'amortissement. Par contre, le Distributeur rappelle que l'amortissement provenant des actifs existants est beaucoup plus important pour une année donnée que celui provenant des mises en service. À titre d'exemple, pour l'année témoin 2016, la charge d'amortissement totale des immobilisations en exploitation est constituée à plus de 90 % de la charge d'amortissement des actifs existants au

31 décembre 2014. Selon le Distributeur, l'impact sur la charge d'amortissement totale d'un écart entre les mises en service réelles et celles prévues est donc relativement limité²⁹¹.

[539] L'AQCIE-CIFQ constate que les valeurs autorisées sont supérieures aux valeurs réelles depuis 2010. L'intervenant indique que puisque la valeur de l'« Amortissement et déclassement » est basée sur des équipements existants, on devrait alors s'attendre à ce que les valeurs réelles correspondent aux valeurs autorisées. L'AQCIE-CIFQ recommande que le Distributeur lui indique les moyens qu'il entend prendre pour que ses prévisions soient plus précises relativement à la charge totale d'amortissement.

[540] Bien que la charge d'amortissement totale des immobilisations en exploitation de l'année témoin soit constituée à plus de 90 % de la charge d'amortissement des actifs existants de l'année historique, la Régie observe tout de même une surestimation moyenne de la charge totale d'amortissement, entre le montant demandé par le Distributeur et le réel de 22,7 M\$ sur la période de 2010 à 2014. Elle observe également une surestimation de 18,1 M\$ entre le montant demandé et celui ajusté de l'année de base 2015. C'est pourquoi, elle est d'avis que la prévision de la charge totale d'amortissement et déclassement pour l'année témoin 2016 doit être recalibrée.

[541] La Régie réduit de 10 M\$ la charge totale d'amortissement et déclassement pour l'année témoin 2016.

Conclusion sur la charge totale d'amortissement et déclassement

[542] Le Distributeur présente une charge totale d'amortissement et déclassement qui s'élève à un montant de 626,8 M\$ pour l'année témoin 2016.

[543] La Régie approuve un montant de 641,8 M\$ pour la charge totale d'amortissement et déclassement de l'année témoin 2016. La hausse de 15 M\$ résulte des modifications suivantes :

- **augmentation de 25 M\$ reliée au versement partiel du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques 2015;**
- **réduction globale de 10 M\$.**

²⁹¹ Pièce B-0099, p. 53.

11.2.3 DISPOSITION DU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS - PCGR DES ÉTATS-UNIS

[544] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur intègre à ses revenus requis de 2016 un montant créditeur de 17,3 M\$, représentant l'impact du passage aux PCGR des États-Unis en 2015, à titre des autres charges. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à un montant créditeur de 8,6 M\$ (voir la section 4.1).

[545] La Régie accepte la disposition du compte de frais reportés – PCGR des États-Unis au montant créditeur de 8,6 M\$ pour l'année 2015 dans les revenus requis de l'année témoin 2016 à titre d'autres charges.

11.2.4 TAXES

[546] Les taxes s'élèvent à 84,0 M\$ pour l'année témoin 2016, en hausse de 29,7 M\$ (54,7 %) comparativement au montant autorisé de 54,3 M\$ pour l'année 2015. Cette hausse s'explique principalement par une augmentation de 28,9 M\$ des charges relatives au BEIÉ.

Charges relatives au BEIÉ

[547] 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.

[548] Les charges relatives au BEIÉ sont déterminées et recommandées par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, 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.

[549] Les charges relatives au BEIÉ de 24,7 M\$ (débitur) en 2016 sont en hausse de 28,9 M\$ par rapport au montant autorisé de 4,2 M\$ (crédeur) en 2015, eu égard à la variation des comptes d'écarts.

[550] Le montant de 24,7 M\$ (débit) en 2016 provient de la prévision de 2016 d'un montant de 24,6 M\$ et du solde du compte d'écart 2014 d'un montant de 0,1 M\$. Le montant autorisé de 4,2 M\$ (crédit) en 2015 provient de la prévision de 24,5 M\$ en 2015 et des soldes d'écart 2013 et de 2014, respectivement de 8,0 M\$ (crédit) et de 20,7 M\$ (crédit).

[551] Conformément aux décisions D-2014-037²⁹² et D-2015-018²⁹³, les comptes d'écart 2013 et 2014 comptabilisent la différence entre les coûts selon les décrets gouvernementaux les plus récents et ceux reconnus par la Régie, auxquels s'ajoutent des intérêts.

[552] 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 2015. Pour 2016, l'information la plus récente demeure celle du dernier décret gouvernemental 321-2015 (1^{er} avril 2014 au 31 mars 2015) d'un montant de 24,6 M\$.

[553] La Régie approuve un montant de 24,7 M\$ pour les charges relatives au BEIÉ de l'année témoin 2016, soit la prévision de 24,6 M\$ pour l'année témoin 2016 et le versement du solde du compte d'écart 2014 de 0,1 M\$.

[554] La Régie approuve un montant de 84,0 M\$ pour les taxes de l'année témoin 2016.

11.3 FRAIS CORPORATIFS

[555] 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 2016.

²⁹² Pages 26 et 27.

²⁹³ Page 166.

[556] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente des frais corporatifs au montant de 30,1 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 30,6 M\$, afin de tenir compte de la révision du coût de retraite.

[557] Les frais corporatifs pour le Distributeur passent d'un montant autorisé de 30,8 M\$ en 2015 à 30,6 M\$ en 2016, soit une baisse de 0,2 M\$ (-0,6 %), tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 36
FRAIS CORPORATIFS

(en M\$)	2014 Année historique	2015 (D-2015-018)	2015 Année de base Révisée (1)	2016 Année témoin Initiale	2016 Année témoin Révisée (1)	Variation Année témoin 2016 vs 2015 (D-2015-018)	
Frais corporatifs	28,8	31,3	31,9	31,0	30,9	(0,4)	(1,3 %)
Compte d'écarts - Coût de retraite	1,6	(0,5)	(0,4)	(0,9)	(0,3)	0,2	40,0%
Total	30,4	30,8	31,5	30,1	30,6	(0,2)	(0,6 %)

Sources : Pièce B-0022, p. 8; pièce B-0128, p. 13 et pièce B-0145, p. 9.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[558] **La Régie approuve les frais corporatifs au montant total de 30,6 M\$ pour l'année témoin 2016.**

11.4 RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[559] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente le rendement de la base de tarification au montant de 751,7 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 753,0 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, dont la mise à jour du coût de la dette actualisé avec les prévisions du *Consensus Forecasts* de novembre 2015²⁹⁴ pour un montant de -9,4 M\$, en conformité avec la décision D-2014-034²⁹⁵.

²⁹⁴ Pièce B-0132, p. 5.

²⁹⁵ Page 68, par. 273.

[560] Le rendement de la base de tarification se chiffre à 741,1 M\$ pour l'année témoin 2016, en baisse de 17,3 M\$ (-2,3 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015²⁹⁶, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 37
RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

(en M\$)	2014 <i>Année historique</i>	2015 <i>(D-2015-018)</i>	2015 <i>Année de base Révisée (1)</i>	2016 <i>Année témoin Initiale</i>	2016 <i>Année témoin Révisée (1)</i>	2016 <i>Année témoin Révisée (2)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016 vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Charge de désactualisation	1,6	1,6					(1,6)	(100,0 %)
Rendement de la base de tarification	858,2	756,8	774,0	751,7	753,0	741,1	(15,7)	(2,1 %)
Capitaux empruntés (frais financiers réglés)	449,6	450,0	439,9	445,1	445,9	435,0	(15,0)	(3,3 %)
Capitaux propres (bénéfice réglé)	408,6	306,8	334,1	306,6	307,1	306,1	(0,7)	(0,2 %)
Total	859,8	758,4	774,0	751,7	753,0	741,1	(17,3)	(2,3 %)

Sources : Pièce B-0022, p. 8; pièce B-0128, p. 13 et pièce B-0145, p. 9.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 3 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[561] La baisse de 17,3 M\$ (-2,3 %) provient principalement de la diminution du taux de rendement de la base de tarification, passant d'un taux autorisé de 7,081 % en 2015 à 6,949 % en 2016.

[562] La Régie approuve le rendement de la base de tarification au montant estimé à 734,2 M\$ pour l'année témoin 2016, considérant une baisse de 6,9 M\$²⁹⁷ attribuable à une réduction globale de 100 M\$ de la base de tarification (moyenne des 13 soldes) (voir la section 12).

12. BASE DE TARIFICATION

[563] Le Distributeur demande à la Régie d'établir sa base de tarification pour l'année témoin 2016 en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle 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.

²⁹⁶ Le montant autorisé en 2015 inclut une charge de désactualisation de 1,6 M\$ qui est reclassée aux charges d'exploitation en 2016, conformément aux PCGR des États-Unis.

²⁹⁷ La baisse de 6,9 M\$ se calcule comme suit : 100 M\$ x 6,949 %.

[564] Lors de sa demande initiale, le Distributeur projette, pour l'année témoin 2016, une base de tarification, établie selon la moyenne des 13 soldes, à 10 683,0 M\$.

[565] Le montant de l'année témoin 2016 tient compte d'une application des méthodes comptables découlant du passage aux PCGR des États-Unis, tel que demandé par le Distributeur et le Transporteur dans le dossier R-3927-2015. Le montant pour l'année de base 2015, quant à lui, est de 10 528,9 M\$.

[566] En lien avec le dossier R-3927-2015, le Distributeur apporte les modifications suivantes à la base de tarification à compter de l'année de base 2015 :

- les immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée de vie utile, sans limitation à 50 ans, aux fins de l'établissement des tarifs;
- les OLMHS sont comptabilisées selon les PCGR des États-Unis;
- le coût et l'amortissement cumulé des interventions, programmes et activités en efficacité énergétique, auparavant présentés dans la rubrique « Actifs incorporels », ont été reclassés à leur valeur nette dans la section « Autres actifs »;
- le coût et l'amortissement cumulé des frais de développement, auparavant présentés dans la rubrique « Autres actifs incorporels » de la section « Actifs incorporels », ont été reclassés, à leur valeur nette, dans la rubrique « Autres actifs réglementaires » de la section « Autres actifs ».

[567] Conformément à la décision D-2015-189, le Distributeur effectue une première mise à jour des montants de l'année de base 2015 et de l'année témoin 2016²⁹⁸. La base de tarification est ainsi ajustée à 10 526,5 M\$ pour l'année de base 2015 et à 10 702,0 M\$ pour l'année témoin 2016.

[568] Lors de l'audience, le Distributeur produit une nouvelle mise à jour intégrant les ajustements découlant de la décision D-2015-189 (19,0 M\$) et un ajustement de l'encaisse réglementaire (-38,0 M\$). La base de tarification, établie selon la moyenne des 13 soldes, totalise 10 664,0 M pour l'année témoin 2016²⁹⁹.

²⁹⁸ Pièce B-0128, p. 16 à 19.

²⁹⁹ Pièce B-0145, p. 10 et 11.

[569] Le tableau suivant présente les composantes de la moyenne des 13 soldes de la base de tarification sur la période 2014 à 2016. Les données de l'année de base 2015 et de l'année témoin projetée 2016 qui y figurent correspondent aux données finales relatives aux PCGR des États-Unis déposées par le Distributeur. Les données de l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015 sont établies selon les IFRS.

TABLEAU 38
BASE DE TARIFICATION

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>2014</i> <i>Année</i> <i>historique (1)</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i> <i>(1)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i> <i>Révisée (2)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Initiale</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (2)</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i> <i>Révisée (3)</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Immobilisations en exploitation	8 644 724	8 959 320	8 905 897	9 092 122	9 083 617	9 083 617	124 297	1,4 %
Contrat de location-acquisition	32 567	34 510	33 620	40 615	40 615	40 615	6 105	17,7 %
Actifs incorporels en exploitation								
Logiciels	260 809	255 774	215 547	181 897	181 897	181 897	(73 877)	(28,9 %)
Autres actifs incorporels	33 646	32 099	36 451	33 310	33 310	33 310	1 211	3,8 %
Total	294 455	287 873	251 998	215 207	215 207	215 207	(72 666)	(25,2 %)
Autres actifs								
PGEE	798 630	749 292	747 631	692 959	692 959	692 959	(56 333)	(7,5 %)
Programmes et activités du BEIÉ	98 833	83 404	83 404	67 974	67 974	67 974	(15 430)	(18,5 %)
Contributions à des projets de raccordement	101 993	256 228	188 105	303 646	303 646	303 646	47 418	18,5 %
Compte de nivellement pour aléas climatiques	222 884	0	0	0	0	0	0	
Autres actifs réglementaires	7 263	8 999	5 445	5 513	5 513	5 513	(3 486)	(38,7 %)
Remboursement gouvernemental	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282	23 282	0	0,0 %
Total	1 252 885	1 121 205	1 047 867	1 093 374	1 093 374	1 093 374	(27 831)	(2,5 %)
Fonds de roulement								
Encaisse	190 186	152 940	152 109	119 347	146 811	108 799	(44 141)	(28,9 %)
Matériaux, combustibles et fournitures	135 649	132 944	135 010	122 341	122 341	122 341	(10 603)	(8,0 %)
Total	325 835	285 884	287 119	241 688	269 152	231 140	(54 744)	(19,1 %)
Total	10 550 466	10 688 792	10 526 501	10 683 006	10 701 965	10 663 953	(24 839)	(0,2 %)

Sources : Pièce B-0034; pièce B-0128, p. 16 à 19 et pièce B-0145, p. 10 et 11.

Note 1 : Ajustée des modifications de présentation.

Note 2 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 3 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 4 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[570] La moyenne des 13 soldes de la base de tarification pour l'année témoin 2016 est en baisse de 24,8 M\$ (-0,2 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015. Cette baisse est principalement attribuable aux éléments suivants :

- la mise en exploitation des immobilisations provenant des investissements (124,3 M\$), dont l'impact de la révision de certaines durées de vie utiles autorisée dans la décision D-2015-189;
- les logiciels (-73,9 M\$);
- les interventions en efficacité énergétique (dont le PGEÉ) et les programmes et activités du BEIÉ (-71,8 M\$).

[571] Par ailleurs, le Distributeur présente au tableau suivant les écarts entre les bases de tarification autorisées et réelles depuis 2010. Questionné à cet égard, le Distributeur présente également l'impact des mises en service sur la base de tarification et le rendement depuis 2012³⁰⁰.

TABLEAU 39
ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION SUR LA PÉRIODE 2010-2015

<i>(en M\$)</i> <i>(Moyenne des 13 soldes)</i>	<i>Année témoin</i> <i>(autorisée)</i>	<i>Année de base</i>	<i>Année</i> <i>historique</i>	<i>Variation</i> <i>Année historique vs Autorisée</i>	
2010	10 044,8 ¹		9 989,8	(55,0)	(0,5 %)
2011	10 387,6		10 305,6	(82,0)	(0,8 %)
2012	10 063,0		9 895,7	(167,3)	(1,7 %)
2013	10 280,0		10 138,8	(141,2)	(1,4 %)
2014	10 568,5 ²		10 550,5	(18,0)	(0,2 %)
2015	10 688,8	10 526,5 ³		(162,3)	(1,5 %)

Source: Pièce B-0141, p. 6, tableau R-5.1-A.

Note 1 : Le montant autorisé de 10 044,8 M\$ pour l'année 2010 inclut une réduction globale de 50 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2010-022.

Note 2 : Le montant autorisé de 10 568,5 M\$ pour l'année 2014 inclut une réduction globale de 100 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2014-037.

Note 3 : Pour l'année de base 2015, 10 528,9 M\$ en vertu des IFRS et 10 526,5 M\$ en vertu des US GAAP.

³⁰⁰ Pièce B-0078, p. 26 et pièce B-0141, p. 7.

[572] La Régie constate une baisse de 162,3 M\$ entre le montant de 10 526,5 M\$ pour l'année de base 2015 et le montant autorisé de 10 688,8 M\$ pour l'année 2015.

[573] Le Distributeur explique cette baisse principalement par les éléments suivants :

- un solde d'ouverture au 1^{er} janvier 2015 inférieur de 98,9 M\$ dû, principalement, aux investissements et aux mises en services, moindres que prévu;
- des prévisions de mises en service inférieures de 66,7 M\$ attribuables principalement à la révision du montant de la contribution aux projets en croissance du Transporteur, à l'augmentation du volume de compteurs installés dans le cadre du Projet LAD et aux impacts découlant de révisions des projets d'investissements³⁰¹.

[574] La Régie considère que l'examen des écarts observés dans la base de tarification, notamment entre le montant de l'année historique et celui autorisé est important. Elle juge ainsi pertinent de disposer d'un historique des écarts liés à la base de tarification et à l'impact des mises en service. **La Régie demande au Distributeur d'inclure, dans ses prochaines demandes tarifaires, selon le même format, les informations contenues dans les tableaux R-5.1-A et R-5.1B de la pièce B-0141³⁰².**

[575] L'AQCIE-CIFQ recommande, quant à lui, que le Distributeur indique à la Régie les moyens qu'il entend prendre pour que ses prévisions soient plus précises relativement à sa base de tarification, notamment la valeur des mises en service prévues.

[576] La Régie constate l'importance des écarts au niveau de la base de tarification, notamment depuis 2012. Il ressort du tableau R-5.1-A de la pièce B-0141, un écart moyen entre les données réelles et autorisées, de plus de 100 M\$ sur la période 2010-2015. Sur la période 2012-2015, l'écart moyen atteindrait environ 122 M\$.

³⁰¹ Pièce B-0075, p. 72.

³⁰² Pièce B-0141, p. 6 et 7.

[577] En fait, seule l'année 2014 présente un écart de faible amplitude de 18,0 M\$. N'eut été de la réduction de 100 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2014-037, l'écart aurait été de 118,0 M\$.

[578] Malgré certains ajustements apportés par la Régie lors de demandes tarifaires antérieures³⁰³, la Régie constate une surestimation récurrente de la base de tarification. Il est difficile, dans ces conditions, de conclure à la fiabilité des projections à cet égard.

[579] En conséquence, la Régie réduit de 100 M\$ la projection de la base de tarification pour l'année témoin 2016 (moyenne des 13 soldes), ce qui a pour effet de réduire les revenus requis de 6,9 M\$.

[580] Elle demande au Distributeur de mettre à jour sa base de tarification de l'année témoin 2016 et de la déposer au plus tard le 16 mars 2016, à 11 h.

Contributions à des projets de raccordement

[581] Le Distributeur présente le détail des contributions à des projets de raccordement, au montant de 355,3 M\$ au 31 décembre 2016³⁰⁴, soit une contribution à payer au Transporteur au montant de 371,4 M\$ et une contribution à recevoir du Producteur au montant de 16,1 M\$³⁰⁵.

[582] La Régie constate que le Distributeur a donné suite à l'ensemble des exigences contenues dans la décision D-2015-018³⁰⁶, tel que :

- la conciliation de ses projets de raccordement avec ceux du Transporteur³⁰⁷;
- la présentation du détail de l'évolution de sa contribution aux projets en croissance du Transporteur pour l'année historique 2014, l'année de base 2015 et l'année témoin 2016³⁰⁸.

³⁰³ Décision D-2014-037, p. 102, par. 385 et décision D-2010-022, p. 88, par. 368.

³⁰⁴ Pièce B-0041, p. 24.

³⁰⁵ Pièce B-0041, p. 25.

³⁰⁶ Page 171, par. 683 et p. 172, par. 689.

³⁰⁷ Pièce B-0041, p. 25.

³⁰⁸ Pièce B-0041, p. 26 et 27.

[583] En suivi de la décision D-2015-018³⁰⁹, conformément au traitement retenu par le Transporteur, le Distributeur propose de comptabiliser, à compter de 2016, les contributions liées aux mises en service annuelles au 31 décembre de l'année concernée.

[584] La Régie accepte la proposition du Distributeur de comptabiliser, à compter de 2016, les contributions liées aux mises en service annuelles au 31 décembre de l'année concernée, en cohérence avec la décision D-2016-029³¹⁰ rendue dans la demande tarifaire du Transporteur pour l'année 2016.

13. AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2016

13.1 SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS

[585] Pour 2016, les besoins d'investissements prévus par le Distributeur totalisent 682,4 M\$. Ce montant inclut les investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73 de la Loi, les projets majeurs nécessitant une autorisation spécifique et les projets d'investissement dont les coûts individuels sont inférieurs à 10 M\$. Ces derniers, d'un montant de 529,2 M\$, font l'objet de la demande d'autorisation du Distributeur.

[586] Le Distributeur présente, au tableau suivant, le sommaire des investissements prévus pour 2016.

³⁰⁹ Page 172, par. 688.

³¹⁰ Page 54, par. 190.

TABLEAU 40
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2016 (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		53,2	3,0	203,4	30,1	233,5	289,7
Réseau de distribution				110,6	1,8	112,4	112,4
Centrale de production			2,5		23,9	23,9	26,4
Réseau de transport			0,5		3,8	3,8	4,3
Mesurage et relève		53,2		9,5		9,5	62,7
Bâtiments administratifs				25,0		25,0	25,0
Matériel roulant				27,9		27,9	27,9
Autres actifs de soutien				30,4	0,6	31,0	31,0
Amélioration de la qualité			5,0	24,3		24,3	29,3
Croissance de la demande		54,5	24,5	224,4	9,6	234,0	313,0
Respect des exigences	12,0	1,0		37,0	0,4	37,4	50,4
Total	12,0	108,7	32,5	489,1	40,1	529,2	682,4

Source : Pièce B-0038, p. 5.

[587] Le Distributeur présente également un suivi des investissements par types d'autorisation et par catégories sur la période 2014 à 2016.

TABLEAU 41
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS PAR TYPES D'AUTORISATION (EN M\$)

TYPES D'AUTORISATION	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
< 10 M\$	490,6	550,9	492,2	529,2
> 10 M\$ autorisés	321,6	279,8	341,9	108,7
> 10 M\$ à autoriser		0,8	3,0	32,5
Investissements autorisés avant art. 73	6,8	12,0	11,2	12,0
TOTAL	819,0	843,5	848,3	682,4

Source : Pièce B-0038, p. 6.

TABLEAU 42
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENTS (EN M\$)

CATÉGORIES	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
Maintien des actifs	459,5	410,5	471,1	289,7
Amélioration de la qualité	15,1	33,5	19,4	29,3
Croissance de la demande	297,4	347,2	315,6	313,0
Respect des exigences	47,0	52,3	42,2	50,4
TOTAL	819,0	843,5	848,3	682,4

Source : Pièce B-0038, p. 6.

13.1.1 CONTEXTE GÉNÉRAL DE PLANIFICATION DES INVESTISSEMENTS

[588] Le Distributeur expose sa démarche de planification au soutien de ses investissements. Il répond aux demandes d'information formulées par la Régie dans sa décision D-2015-018 ainsi que dans sa lettre du 18 juin 2015 en suivi de la rencontre technique du 4 juin 2015³¹¹.

[589] La démarche du Distributeur consiste à planifier l'ensemble des travaux à réaliser selon deux types d'investissements : Investissements à impact main-d'œuvre et Autres investissements.

³¹¹ Pièce B-0038, p. 6.

TABLEAU 43
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS PAR TYPES D'INVESTISSEMENTS (EN M\$)

TYPES D'INVESTISSEMENTS	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
Investissements à impact main-d'œuvre	435,9	471,7	428,5	450,0
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	6,5	11,7	11,0	11,7
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	408,7	406,6	353,3	363,3
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	20,7	53,4	64,2	75,0
Autres investissements	383,1	371,8	419,8	232,4
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	0,3	0,3	0,2	0,3
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	81,9	144,3	138,9	165,9
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	300,9	227,2	280,7	66,2
<i>dont projet LAD</i>	275,0	202,7	259,3	53,2
Investissements totaux	819,0	843,5	848,3	682,4
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	6,8	12,0	11,2	12,0
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	490,6	550,9	492,2	529,2
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	321,6	280,6	344,9	141,2
<i>dont projet LAD</i>	275,0	202,7	259,3	53,2

Source : Pièce B-0038, p. 7.

[590] Les Investissements à impact main-d'œuvre sont essentiellement réalisés par la main-d'œuvre interne et représentent environ 65 % des investissements totaux du Distributeur, excluant ceux relatifs au Projet LAD. Leur coût se répartit entre les prestations de travail (50 %), les travaux civils et le matériel.

[591] Pour établir ses budgets et planifier ses investissements, le Distributeur considère ce qui suit :

- Les besoins du réseau de distribution sont établis pour les travaux récurrents liés aux obligations du Distributeur sur la base de données historiques et, pour les projets spécifiques, à partir d'analyses du comportement du réseau.
- La priorisation des besoins s'établit comme suit :
 - les travaux récurrents liés aux obligations du Distributeur (alimentation des abonnés, défauts et imprévus, demandes de tiers et demandes d'usage en commun) sont classés comme critiques ou élevés dans l'échelle de priorités. Ils représentent la part majoritaire des investissements de moins de 10 M\$;
 - les projets spécifiques ou planifiables font l'objet de matrices de sévérité.

- La force de travail disponible totale est établie en tenant compte du nombre d'effectifs disponibles pour réaliser les travaux, d'une saine gestion des heures supplémentaires et, le cas échéant, de la contribution des entrepreneurs externes³¹².

[592] Le Distributeur explique que la stratégie de priorisation des travaux, pour une année donnée, est élaborée à l'automne de l'année précédente et, qu'en conséquence, les matrices de sévérité ne peuvent être produites pour l'année témoin 2016, tel que l'avait demandé la Régie. La planification des investissements aux fins réglementaires a été réalisée en tenant compte des matrices de sévérité de l'année 2015 pour les catégories d'investissements « Maintien des actifs » et « Croissance de la demande ». Ces matrices sont présentées par le Distributeur³¹³.

[593] Lors de l'audience, le Distributeur estime que le niveau des investissements à impact main-d'œuvre prévus pour l'année témoin 2016 est réaliste. Il reconnaît, cependant, que la planification des TI, dont les projets s'amortissent sur trois à cinq ans³¹⁴, pose des difficultés.

[594] Quant aux Autres investissements, ils se retrouvent principalement aux catégories « Maintien des actifs » et « Amélioration de la qualité » et incluent les investissements relatifs aux réseaux autonomes, aux équipements de mesure, aux TI, aux bâtiments et au matériel roulant. Leur planification s'effectue, de façon spécifique, selon un plan de pérennité ou de croissance mis à jour annuellement et considérant les investissements réels des dernières années.

Investissements réalisés versus autorisés

[595] Conformément à la lettre de la Régie du 18 juin 2015, le Distributeur présente un historique sur cinq ans des investissements inférieurs à 10 M\$ autorisés et réalisés, les données de l'année de base par catégories et sous-catégories d'investissement et explique les écarts importants³¹⁵. Il produit également un tableau sommaire des investissements réalisés par types d'investissements pour les années 2010 à 2016.

³¹² Pièce B-0038, p. 7.

³¹³ Pièce B-0038, p. 26, figures A-1 et A-2.

³¹⁴ Pièce A-0041, p. 178 et 179.

³¹⁵ Pièce B-0038, p. 35 à 37.

TABLEAU 44
ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS TOTAUX PAR TYPES D'INVESTISSEMENTS
2010 - 2016 (EN M\$)

TYPES D'INVESTISSEMENTS	Réel					Autorisé	Année de base	Année Témoin
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Investissements à impact main-d'œuvre	523,7	538,6	498,6	437,7	435,9	471,7	428,5	450,0
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	7,1	6,1	6,3	9,3	6,5	11,7	11,0	11,7
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	460,8	464,9	426,9	394,7	408,7	406,6	353,3	363,3
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	55,8	67,6	65,4	33,6	20,7	53,4	64,2	75,0
Autres investissements	199,7	219,5	229,6	311,8	383,1	371,8	419,8	232,4
<i>Investissements autorisés avant art. 73</i>	-0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3
<i>Investissements inférieurs à 10 M\$</i>	142,6	143,6	153,8	108,9	81,9	144,3	138,9	165,9
<i>Investissements supérieurs à 10 M\$</i>	57,7	75,5	75,5	202,6	300,9	227,2	280,7	66,2
Total	723,4	758,1	728,2	749,5	819,0	843,5	848,3	682,4

Source : Pièce B-0038, p. 37.

[596] Les écarts constatés au cours des dernières années entre les investissements réalisés et ceux autorisés³¹⁶ s'expliquent, selon le Distributeur, par les éléments suivants :

- La surévaluation en mode prévisionnel des heures capitalisables depuis 2012. Le rétablissement du niveau de ces heures en 2015 corrige en bonne partie le niveau des investissements à impact main-d'œuvre.
- La saine gestion des heures supplémentaires.
- Le nombre et l'ampleur des événements hors du contrôle du Distributeur, tels les pannes majeures et les missions d'assistance à l'extérieur du Québec.
- La mise à jour en continu de la planification opérationnelle des travaux.

[597] Tel que demandé par la Régie, le Distributeur présente l'évolution des prestations de travail et le pourcentage de correction sur les investissements totaux pour les années 2012 et suivantes³¹⁷.

³¹⁶ Pièce B-0038, p. 37, tableau B-3.

³¹⁷ Pièce B-0038, p. 9 et 10.

[598] Le Distributeur compare les investissements à impact main-d'œuvre prévus pour l'année de base 2015 de 428,5 M\$ avec ceux autorisés pour cette même année, totalisant 471,7 M\$. La baisse constatée de 43,2 M\$ (-9,2 %) s'explique par :

- le retard dans le comblement des postes de métiers-lignes (près de 23 M\$);
- la réévaluation à la baisse des travaux réalisés par les entrepreneurs externes à la suite de la révision des priorités du Distributeur (près de 21 M\$)³¹⁸.

[599] Lors de l'audience, le Distributeur compare les investissements totaux projetés en 2016 à ceux de l'année historique 2014, pour les investissements à impact main-d'œuvre et pour les autres investissements, selon qu'il s'agisse de projets supérieurs ou inférieurs à 10 M\$³¹⁹.

13.1.2 PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$

[600] Le Distributeur présente au tableau suivant l'évolution de 2014 à 2016 des investissements inférieurs à 10 M\$.

TABLEAU 45
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$
PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENTS (EN M\$)

CATÉGORIES	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
Maintien des actifs	184,5	207,8	211,8	233,5
Amélioration de la qualité	8,4	33,5	19,4	24,3
Croissance de la demande	257,6	270,3	231,0	234,0
Respect des exigences	40,1	39,3	30,0	37,4
TOTAL	490,6	550,9	492,2	529,2

Source : Pièce B-0038, p. 10.

³¹⁸ Pièce B-0038, p. 8 et 9.

³¹⁹ Pièce B-0129, p. 4.

[601] Pour 2016, la demande d'autorisation des investissements pour l'ensemble des projets inférieurs à 10 M\$, établie à 529,2 M\$, représente une diminution de 21,7 M\$ (-3,9 %) par rapport au montant autorisé en 2015 et une hausse de 38,6 M\$ (7,9 %) par rapport à l'année historique 2014.

Maintien des actifs

[602] Le Distributeur présente au tableau suivant l'évolution de 2014 à 2016 des investissements en « Maintien des actifs » :

TABLEAU 46
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN « MAINTIEN DES ACTIFS » (EN M\$)

COMPOSANTES	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
Investissements à impact main-d'œuvre	129,3	118,7	111,0	112,4
Réseau de distribution	129,3	118,7	111,0	112,4
Autres investissements	55,2	89,1	100,8	121,1
Centrale de production	10,2	12,0	25,6	23,9
Réseau de transport	2,4	4,2	3,4	3,8
Mesurage et relève	9,1	6,0	8,1	9,5
Bâtiments	25,1	29,5	25,0	25,0
Matériel roulant	-0,3	15,0	12,0	27,9
Autres actifs de soutien	8,7	22,4	26,7	31,0
TOTAL	184,5	207,8	211,8	233,5

Source : Pièce B-0038, p. 11.

[603] Les investissements liés au « Maintien des actifs » totalisent 233,5 M\$ pour 2016, soit un montant supérieur de 25,7 M\$ (12,4 %) par rapport à celui autorisé de 207,8 M\$ en 2015. Le Distributeur explique les différentes composantes de cet écart, notamment par les éléments suivants :

- Pour le réseau de distribution : le reclassement en 2016 du projet Système d'information géoréférencié (SIG) dans la rubrique « Autres actifs de soutien » (-6,3 M\$);
- Pour la Centrale de production : la réfection des parcs à carburant (11,9 M\$);

- Pour les Bâtiments : les besoins établis en tenant compte du plan de pérennité sur cinq ans du CSP (-4,5 M\$);
- Pour le matériel roulant : l'acquisition de véhicules pour les équipes-relèves (4,0 M\$) et pour assurer la pérennité du parc de véhicules (8,9 M\$);
- Pour les Autres actifs de soutien : outre le reclassement en 2016 du projet SIG, le reclassement du projet Téléphonie sans fil (TSF) de la catégorie « Amélioration de qualité » vers la catégorie « Maintien des actifs » et l'acquisition d'outils servant à équiper les nouveaux véhicules (8,6 M\$).

Amélioration de la qualité

[604] Les investissements prévus en amélioration de la qualité pour 2016 s'élèvent à 24,3 M\$, en baisse de 9,2 M\$ (-27,5 %) par rapport à ceux autorisés de 33,5 M\$ en 2015. Cette baisse s'explique notamment par le reclassement en 2016 du projet TSF et par la révision des besoins et du portefeuille de projets relatifs aux TIC du Distributeur.

[605] Des investissements, totalisant 20,7 M\$ en 2016, sont prévus en technologies de l'information dont, notamment :

- 8,4 M\$ pour le projet Ordonnancement des équipes mesure et maintenance (POEMM);
- 2,0 M\$ pour la poursuite de l'amélioration des livres-services Web et mobile;
- 7,0 M\$ pour le développement de différents outils d'aide à la gestion du recouvrement.

[606] Des investissements de 3,6 M\$ en 2016 sont prévus pour des activités de développement menées en collaboration avec l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ).

Croissance de la demande

[607] Le Distributeur présente au tableau suivant l'évolution de 2014 à 2016 des investissements liés à la « Croissance de la demande ».

TABLEAU 47
PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ EN « CROISSANCE DE LA DEMANDE » (EN M\$)

COMPOSANTES	Année historique 2014	Autorisé 2015 (D-2015-018)	Année de base 2015	Année témoin 2016
Investissements à impact main-d'œuvre	244,9	252,1	215,8	217,0
<i>Réseau de distribution</i>	67,7	73,8	58,5	59,7
<i>Alimentation des abonnés</i>	177,2	178,3	157,3	157,3
Autres investissements	12,7	18,2	15,2	17,0
<i>Réseaux autonomes</i>	4,1	5,5	5,1	6,0
<i>Équipements de mesurage</i>	8,3	11,7	10,1	11,0
<i>Autres actifs de soutien</i>	0,3	1,0		
TOTAL	257,6	270,3	231,0	234,0

Source : Pièce B-0038, p. 14.

[608] Les investissements prévus pour l'année 2016 totalisent 234,0 M\$, soit une baisse de 36,3 M\$ (-13,4 %) par rapport au montant autorisé de 270,3 M\$ en 2015. Ces investissements permettent, entre autres, de raccorder 36 000 nouveaux abonnements.

[609] Cette baisse de 36,3 M\$ s'explique essentiellement par la réduction des travaux au niveau du réseau de distribution (-14,1 M\$) et une baisse pour l'alimentation des abonnés (-21,0 M\$).

[610] Le Distributeur présente un historique sur cinq ans des nouveaux abonnements, des investissements en alimentation des abonnés et des coûts par nouvel abonné³²⁰. Il soutient qu'une analyse comparative des coûts unitaires ne permettrait pas d'apprécier le caractère juste et raisonnable des investissements. Il invoque les spécifications des équipements requis ou choisis en lien avec le type de travaux aériens ou souterrains à réaliser, les types d'équipements installés, les conditions climatiques, l'étendue du territoire québécois, jumelée à l'obligation de desservir.

³²⁰ Pièce B-0038, p. 15, tableau 9.

Respect des exigences

[611] Le Distributeur présente l'évolution de 2014 à 2016 des composantes de la catégorie « Respect des exigences »³²¹.

[612] Les investissements prévus en 2016 s'élèvent à 37,4 M\$, soit un niveau comparable au montant autorisé pour 2015.

[613] Les montants attribuables aux Demandes de tiers et aux Poteaux en commun sont établis respectivement à 22,9 M\$ et 4,9 M\$ sur la base de la moyenne des deux dernières années et de la moyenne normalisée des deux dernières années.

13.1.3 PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$ ET PROJETS À AUTORISER

[614] Les projets supérieurs à 10 M\$ totalisent 141,2 M\$ pour l'année 2016, dont 108,7 M\$ pour des projets déjà autorisés et 32,5 M\$ pour ceux à autoriser.

[615] Les projets autorisés avant la mise en vigueur de l'article 73 de la Loi se chiffrent, pour leur part, à 12,0 M\$ pour l'année 2016. Ils sont relatifs au programme d'enfouissement du réseau.

[616] Le Distributeur fournit, pour chacun des projets supérieurs à 10 M\$, les montants d'investissements prévus de 2014 à 2020³²².

13.1.4 CONCLUSION SUR LES INVESTISSEMENTS 2016

[617] L'AQCIE-CIFQ souligne l'effort du Distributeur dans la divulgation d'informations additionnelles. Toutefois, les explications supplémentaires apportées ne permettent pas, selon l'intervenant, de justifier les montants prévus à chaque catégorie d'investissements.

³²¹ Pièce B-0038, p. 16, tableau 10.

³²² Pièce B-0038, p. 18 à 20, tableaux 11, 12 et 13.

[618] L'AQCIE-CIFQ recommande de limiter le budget d'investissements de moins de 10 M\$ à un niveau de 490 M\$, correspondant à celui de 2014 et à celui de l'année de base 2015. L'intervenant soutient que les investissements réalisés chaque année depuis 2010 sont inférieurs à ceux autorisés.

[619] Par ailleurs, l'intervenant souligne le caractère qualitatif de plusieurs explications fournies par le Distributeur pour justifier ces écarts et note le faible niveau de l'indice de sévérité pour une portion importante des investissements. Il considère injustifié l'impact à la hausse sur les revenus requis³²³.

[620] Lors de l'audience, l'intervenant note que les investissements se rapportent en grande partie à des prévisions globales et dépendent de conditions hors de contrôle du Distributeur.

[621] L'UMQ note une baisse significative des besoins d'investissements du Distributeur depuis 2010 et présente, à cet égard, les investissements de 2010 à 2020³²⁴.

[622] L'intervenante recommande que le Distributeur entreprenne des échanges avec les intervenants intéressés permettant de valider la forme et le contenu que pourrait prendre un programme triennal d'immobilisations. Elle cite l'exemple de la Société des transports de Laval (STL) et la ville de Québec³²⁵.

[623] Le Distributeur réplique en précisant le cadre réglementaire applicable pour les investissements inférieurs à 10 M\$, qui prévoit des enveloppes pour un grand nombre de petits projets qui ne peuvent pas être suivis de façon aussi détaillée que les projets d'infrastructures dans les municipalités. De plus, il rappelle qu'il s'est doté de certains outils pour en faire le suivi. Il mentionne le « *rebasings* » 2015 qui offre une certaine garantie, le tableau de criticité ou de sévérité et les travaux du Distributeur en vue de développer un indice qui permettrait de raffiner davantage la prévision d'investissements³²⁶.

³²³ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0009, p. 19.

³²⁴ Pièce C-UMQ-0008, p. 15.

³²⁵ Pièce A-0056, p. 178 à 180.

³²⁶ Pièce A-0062, p. 153 et 154.

Opinion de la Régie

[624] La Régie note que, conformément à sa décision D-2015-018³²⁷, le Distributeur présente les projets d'investissement dont la dépense annuelle est de plus de 1 M\$ dans les réseaux autonomes³²⁸.

[625] La Régie constate également que le Distributeur a donné suite à la décision D-2015-018 et à la plupart des conclusions émises à la suite de la séance de travail tenue le 4 juin 2015³²⁹.

[626] La Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur sur les grandes lignes de son processus de planification qui ont permis une meilleure compréhension des budgets soumis. **La Régie demande au Distributeur, dans les demandes tarifaires subséquentes, d'expliquer toute modification qui pourrait être apportée à ce processus.**

[627] Par ailleurs, la Régie apprécie les efforts engagés par le Distributeur dans le niveau de détails et de présentation des informations fournies, nettement supérieur à celui des années précédentes. Elle constate que le Distributeur effectue plusieurs ventilations des investissements : répartition découlant du processus de planification, selon les catégories d'investissements et par types d'investissements.

[628] Malgré certaines conciliations effectuées par le Distributeur, la Régie constate que les explications fournies ne sont pas toujours quantifiées ni présentées selon le même format, rendant difficiles certains recoupements. C'est le cas, par exemple, des écarts enregistrés entre l'année témoin 2016 et l'année historique 2014 dans les technologies de l'information, présentés lors de l'audience.

³²⁷ Page 178, par. 706.

³²⁸ Pièce B-0038, p. 43.

³²⁹ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2015-18/Regie_LtrSuiviRencontre_18juin2015.pdf.

[629] **Aux fins d'une meilleure compréhension des budgets soumis, la Régie demande au Distributeur de fournir un tableau qui présente les composantes de la catégorie « Amélioration de la qualité », sous le même format que les tableaux 7, 8 et 10 de la pièce B-0038. Pour cette catégorie, les investissements pourraient se subdiviser selon les composantes suivantes :**

- **POEMM;**
- **Libres services Web et mobile;**
- **Aide à la gestion de recouvrement;**
- **Autres investissements;**
- **Activités avec l'IREQ.**

[630] **De plus, la Régie demande au Distributeur de compléter le tableau synthèse B-1 présenté à l'annexe B de la pièce B-0038, en y incluant les composantes de la catégorie « Amélioration de la qualité » décrites précédemment.**

[631] Quant à l'évolution des investissements, la Régie constate la baisse récurrente des budgets réels par rapport aux budgets autorisés.

[632] Par ailleurs, la Régie considère que les matrices de sévérité constituent un bon outil de prévision. Toutefois, elles ont trait à des projets spécifiques qui représentent une faible portion des investissements de moins de 10 M\$, ce qui relativise leurs contributions pour une meilleure fiabilité des prévisions.

[633] Toutefois, la Régie prend acte du fait que le Distributeur se dit confiant de réaliser les investissements à impact main-d'œuvre de 450,0 M\$ prévus pour 2016, dont 363,3 M\$ visent les investissements inférieurs à 10 M\$.

[634] La Régie note également que le budget des investissements inférieurs à 10 M\$, prévus pour 2016, est inférieur à celui autorisé pour l'année 2015.

[635] La Régie juge que le niveau global des investissements de moins de 10 M\$, soumis pour l'année témoin 2016, est raisonnable. Elle autorise le budget demandé par le Distributeur au montant de 529,2 M\$.

13.2 INDICATEURS RELATIFS AUX INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS À 10 M\$

[636] Le Distributeur précise que l'objectif d'un indicateur relatif aux investissements est de permettre à la Régie de mieux évaluer si l'ampleur des budgets d'investissement demandés pour le service attendu est juste et raisonnable.

[637] Le Distributeur souligne que depuis une vingtaine d'années, diverses stratégies visant à optimiser ses pratiques d'intervention sur le réseau et à effectuer une meilleure gestion de son risque, jumelées à une plus grande densification, ont permis de maintenir la fiabilité du réseau, sans avoir recours à des investissements massifs. Il réfère également à d'autres facteurs et mesures proactives contribuant au maintien de la fiabilité du réseau, tels que sa conception, les programmes spéciaux, l'optimisation des méthodes de travail et les stratégies de rétablissement de service.

[638] Selon lui, il est impossible d'établir un lien direct entre les investissements effectués sur le réseau et les indices de fiabilité, comme l'indice de continuité du service (IC). Les impacts des investissements ne peuvent, selon lui, être constatés qu'après plusieurs années et il devient difficile de relier précisément les investissements d'une année donnée aux indices de fiabilité des années subséquentes.

[639] Sans remettre en question l'importance des investissements sur le réseau dans le maintien de sa performance, tenter d'établir un lien direct entre les investissements sur le réseau et sa fiabilité ne présenterait, selon le Distributeur, aucune utilité aux fins recherchées par la Régie.

[640] En matière de balisage externe, le Distributeur a amorcé avec la firme First Quartile des analyses sur les indicateurs de performance relatifs aux investissements, produits et utilisés ailleurs par des distributeurs comparables à des fins de balisage. Il propose de poursuivre ses évaluations au cours de la prochaine année et de faire état de ses conclusions à la Régie dans la demande tarifaire 2017-2018.

[641] Les premiers résultats montrent que l'indicateur « Montant des investissements annuels en distribution, global ou par catégorie (maintenance et croissance) » sur la valeur de l'ensemble des actifs en exploitation nécessiterait des analyses plus poussées.

[642] Selon le Distributeur, une analyse doit être effectuée sur la comparabilité de ses informations internes qui requièrent une série d'ajustements à cette fin. Il devra choisir un indicateur qui, en plus d'être adopté par le groupe de référence de l'industrie, doit être significatif pour lui.

[643] Le Distributeur indique aussi que First Quartile a exploré l'indicateur « Charges et investissements en Maintien des actifs » par rapport à la valeur des actifs, proposé par l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) et développé avec plusieurs entreprises de services publics. Selon lui, un tel indicateur permet d'éviter les ajustements reliés à la comptabilisation aux charges ou aux investissements et intègre les charges qui ont un impact direct sur la continuité de service, par exemple la maîtrise de la végétation³³⁰.

[644] En audience, le Distributeur mentionne qu'il vise à obtenir l'information recherchée sur une base annuelle et en faire rapport à la Régie tous les cinq ans³³¹.

[645] Aux fins d'une comparaison à l'interne, le Distributeur reconnaît que l'indicateur peut être différent. S'il entrevoit d'autres indicateurs pouvant servir en matière d'investissements, il les fournira lors de la demande tarifaire 2017-2018³³².

[646] En ce qui a trait aux inducteurs de coûts mentionnés par la Régie dans sa lettre du 18 juin 2015, le Distributeur fait valoir qu'il n'existe pas de lien direct entre le kilométrage de réseau ajouté et les investissements totaux qui intègrent le renforcement du réseau ou le remplacement de lignes en fin de vie utile. L'ajout de charges et les nouvelles ventes transitées sur le réseau constituent, pour leur part, des inducteurs pour lesquels le niveau de densité du réseau, par exemple, pourrait fausser la comparaison³³³.

³³⁰ Pièce B-0126, p. 25 et 26.

³³¹ Pièce A-0043, p. 124 et 125.

³³² Pièce A-0043, p. 126.

³³³ Pièce B-0126, p. 24 et 25.

[647] L'UPA, pour sa part, souligne l'impact important du travail de maîtrise de la végétation sur le nombre de pannes, lesquelles occasionnent des contraintes importantes pour les clients agricoles. Elle demande à la Régie d'inciter le Distributeur à développer un indicateur qui ferait le lien entre les investissements sur le réseau et sa fiabilité³³⁴. Lors de l'audience, l'intervenante précise qu'un tel indicateur devrait faire le lien entre les dépenses relatives à la maîtrise de la végétation sur le réseau et sa fiabilité³³⁵.

Opinion de la Régie

[648] La Régie retient que des travaux sont en cours avec la firme First Quartile, à des fins de balisage. Elle retient également que la recherche d'autres indicateurs sur les investissements, intégrant ceux à des fins de suivi à l'interne, fait partie des travaux à venir du Distributeur³³⁶ et que ce dernier présentera l'ensemble des résultats lors de la demande tarifaire 2017-2018.

[649] La Régie note que le Distributeur vise, aux fins de balisage, à obtenir l'information recherchée sur une base annuelle et en faire un rapport à la Régie tous les cinq ans.

[650] La Régie juge que la production d'un rapport annuel sur les résultats du balisage s'avère nécessaire dès la première année et chacune des années suivantes. Elle rappelle qu'il s'agit là d'un outil contribuant à évaluer si l'ampleur des budgets d'investissement demandés pour le service attendu est juste et raisonnable.

[651] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de déposer, dès la demande tarifaire 2017-2018, les résultats du balisage, en précisant les données de base utilisées à ces fins.

[652] Par ailleurs, compte tenu de contraintes liées à la comparabilité des indicateurs d'une entreprise à l'autre et de l'importance des investissements de moins de 10 M\$, la Régie juge que la mise en place et le suivi d'indicateurs à l'interne s'avèrent essentiels, en vue de mesurer le caractère raisonnable et utile des investissements annuels. Elle rappelle, à ce propos, l'extrait suivant de sa lettre du 18 juin 2015 :

³³⁴ Pièce C-UPA-0008, p. 18.

³³⁵ Pièce A-0060, p. 150.

³³⁶ Pièce B-0126, p. 24 à 26.

« Par ailleurs, la Régie retient également que le Distributeur, dans la mesure du possible, s'assurera que les informations suivantes seront déposées dans le dossier de l'année tarifaire 2016-2017 :

- [...]
- *Indicateurs de performance relatifs aux investissements par rapport à l'indice de continuité et/ou sur la durée moyenne des pannes et par rapport aux inducteurs de coûts. Selon qu'il s'agisse d'investissements pour le maintien des actifs ou la croissance de la demande, ces inducteurs de coûts pourront être par exemple le kilométrage total de réseau ou seulement celui qui est ajouté, le nombre total d'abonnés ou les nouveaux abonnements, la charge totale ou l'augmentation de la charge et les nouvelles ventes transitant par le réseau.*
- *Évolution sur cinq ans de ces indicateurs de performance pour le Distributeur et si possible, un balisage avec des distributeurs comparables ».*

[653] La Régie retient l'absence de lien direct entre les indicateurs de fiabilité et les investissements. Toutefois, elle n'est pas convaincue de la non-pertinence d'indicateurs associés aux inducteurs de coûts mentionnés ci-dessus.

[654] Le Distributeur invoque l'absence de lien direct entre le kilométrage de réseau ajouté et les investissements totaux, qui intègrent le renforcement du réseau, ou le remplacement de lignes en fin de vie utile et la nécessité de considérer le niveau de densité du réseau pour ce qui est de l'augmentation de la charge ou les nouvelles ventes transitant par le réseau.

[655] La Régie rappelle qu'elle souhaite obtenir une mesure pour évaluer l'ampleur des investissements, tout en considérant les impératifs liés à la fiabilité du réseau. L'extrait ci-dessus de sa lettre du 18 juin 2015 réfère à des exemples d'inducteurs de coûts qui pourraient être adaptés. En particulier, ces inducteurs de coûts pourraient tenir compte des catégories d'investissements et des caractéristiques des équipements (à titre d'exemple, distinction entre les lignes aériennes et souterraines). La Régie est d'avis que ces inducteurs pourraient nécessiter des ajustements ou des pondérations et intégrer d'autres variables jugées pertinentes, le cas échéant.

[656] La Régie considère que, malgré leurs limites, ces inducteurs de coûts présentent l'avantage de quantifier les investissements sur la base d'unités physiques.

[657] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de présenter, en plus des résultats des travaux sur le balisage, des indicateurs permettant d'évaluer, année après année, sa performance en matière d'investissements, en tenant compte des préoccupations émises ci-dessus. La Régie lui demande également de présenter l'évolution historique de ces indicateurs sur cinq ans, en précisant les données de base.

13.3 SUIVI DU PROJET LAD

[658] Le Distributeur mentionne que la date de fin du Projet LAD est le 31 décembre 2016, soit un an avant la date de fin prévue au dossier R-3770-2011. Il souligne que la fin du Projet LAD concorde avec la fin du déploiement des CNG mais que la matérialisation des gains se termine une année après la fin du projet³³⁷.

[659] À la fin de l'année témoin 2016, le Distributeur indique que des gains cumulatifs de 712 ETC, pour un montant de l'ordre de 74 M\$, auront été réalisés.

[660] De plus, le Distributeur souligne qu'il aura réalisé, à terme, les gains prévus de 726 ETC, pour un montant récurrent annuel de 76,8 M\$, par rapport aux gains économiques de 81,3 M\$, tels que présentés au dossier R-3770-2011. L'écart de 4,5 M\$ correspond à la différence entre les gains économiques considérés dans le cadre de l'analyse de rentabilité du projet et les gains financiers pris en compte dans les revenus requis annuels. En effet, le calcul des gains économiques tient compte des coûts de main-d'oeuvre évités, indexés à l'inflation à partir de l'année de référence 2011 jusqu'en 2018. Les gains financiers annuels correspondent, quant à eux, aux coûts de main-d'oeuvre de l'année courante en lien avec les postes abolis.

³³⁷ Pièce B-0099, p. 60.

[661] Conformément à la décision D-2013-037³³⁸, le Distributeur présente au tableau suivant la comparaison des données incluses dans le présent dossier et celles du dossier 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 48
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU PROJET LAD

<i>(en M\$)</i>	<i>D-2015-018</i>	<i>R-3933-2015</i>		<i>R-3770-2011</i>	
	<i>2015</i>	<i>Année témoin 2016</i>	<i>Cumulatif 2010-2016</i>	<i>Année témoin 2016</i>	<i>Cumulatif 2010-2016</i>
Charges d'exploitation	18,8	23,8	53,7	15,8	83,7
Charges d'exploitation	31,7	44,2	124,6	24,2	137,2
Gains d'efficacité	(20,1)	(20,4)	(71,6)	(8,4)	(53,7)
Revenus autres que ventes d'électricité	0,0	0,0	(0,3)	0,0	0,0
Compte d'écarts- Projets majeurs	7,2	0,0	1,0	0,0	0,3
Autres charges	104,4	53,1	229,1	41,6	229,9
Amortissement	54,8	49,7	141,4	41,6	142,8
Sorties d'actifs	22,7	3,4	87,7	0,0	87,1
Compte d'écarts- Projets majeurs	27,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Rendement de la base de tarification	40,2	48,2	125,5	37,8	114,6
Revenus	(1,8)	(5,5)	(8,2)	0,0	0,0
Total - Charges nettes projet LAD	161,6	119,6	400,1	95,2	428,2
Gains supplémentaires 2015	(3,9)	(15,4)			
Total - Impact revenus requis	157,7	104,2	400,1	95,2	428,2

Source : Pièce B-0039, p. 9.

Note : Le total et les sous-totaux peuvent différer de la somme des données pour cause d'arrondis.

[662] Le Distributeur explique que l'écart cumulatif favorable de 28,1 M\$ pour l'année témoin 2016, entre les données du présent dossier et celles du dossier R-3770-2011,

provient principalement de deux éléments. Premièrement, le report du début du déploiement massif a eu pour effet de retarder dans le temps certaines dépenses, comme les frais de relocalisation et l'amortissement des nouveaux actifs. Deuxièmement, la révision du calendrier de déploiement a un impact favorable sur la concrétisation plus rapide des gains, contrebalancé par un impact défavorable sur l'amortissement accéléré des compteurs remplacés et le rendement sur la base de tarification.

[663] La Régie est satisfaite de l'information fournie par le Distributeur à l'égard du suivi du Projet LAD.

14. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

14.1 SUIVI DES RÉSULTATS 2014 ET ANTICIPÉS POUR 2015

[664] Le Distributeur présente les résultats anticipés pour 2015, soit un ajout de 546 GWh d'économies annuelles avec un budget de 113 M\$, auquel il faut ajouter 17 M\$ en gestion de la demande en puissance³³⁹. Le PGEÉ aura permis de réaliser, entre les années 2003 et 2015, des économies d'énergie cumulées de 8,7 TWh, avec des dépenses du Distributeur totalisant 1,7 milliard de dollars. Le Distributeur a dépassé les objectifs fixés par le gouvernement du Québec de 8 TWh une année plus tôt que prévu. De plus, selon le Distributeur, ces économies d'énergie contribueraient à réduire les besoins de puissance d'environ 1 200 MW.

³³⁹ Pièce B-0042, p. 6 à 8.

TABLEAU 49
RÉSULTATS ANTICIPÉS POUR 2015
DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Programmes et activités du Distributeur	D-2015-018		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	32	185	28	176	(4)	(8)
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	39	172	32	196	(7)	25
Marché Affaires - Industriel	27	187	26	163	(1)	(24)
Réseaux autonomes	3	2	6	10	3	7
Innovations technologiques et commerciales	10	1	10	1	0	(0)
Activités communes	12	-	11	-	(2)	-
Sous total - M\$ et GWh	123	546	113	546	(10)	0

Source : Pièce B-0042, p. 8.

[665] Les coûts réels de 2014 étaient de 113 M\$ pour 504 GWh d'économies réelles ajoutées³⁴⁰, soit 22 M\$ de moins que le montant autorisé en 2014, pour des économies d'énergie de 464 GWh³⁴¹.

[666] La Régie prend acte des résultats anticipés en économies d'énergie présentés par le Distributeur pour le PGEÉ 2015 et des résultats réels pour le PGEÉ 2014. Cependant, l'impact en puissance du PGEÉ 2015 doit être révisé à la baisse de 28 MW à cause du report d'un an du démarrage du projet de télécontrôle des chauffe-eau résidentiels³⁴².

³⁴⁰ Pièce B-0042, p. 32 et 33, tableaux A-2 et A-3.

³⁴¹ Décision D-2014-037, p. 120 et 121, par. 456 et 457.

³⁴² Pièce B-0099, p. 73 et 74.

14.2 DEMANDE BUDGÉTAIRE 2016

[667] En 2016, le Distributeur prévoit consacrer aux interventions en efficacité énergétique des efforts comparables à ceux des années antérieures. Dans l'ensemble, les programmes et activités sont maintenus. Les priorités pour l'année 2016 sont :

- le développement de nouvelles opportunités en gestion de la demande en puissance;
- la poursuite des efforts en sensibilisation et en transformation des marchés et l'évaluation du potentiel de nouvelles mesures reliées à l'éclairage et aux thermostats électroniques, entre autres;
- la mise en place d'une approche intégrée pour les MFR.

[668] Le Distributeur poursuivra sa participation auprès des organismes de réglementation, notamment pour les thermopompes pour climat froid. Il effectuera également des analyses de marché afin de déterminer les potentiels d'économies d'énergie futurs. Les autres activités de planification et de suivi des programmes se poursuivront sans modifications majeures.

[669] Pour 2016, les interventions du Distributeur permettront d'ajouter des économies d'énergie annuelles de 461 GWh, dont 156 GWh, 166 GWh et 136 GWh respectivement pour les marchés Résidentiel, Commercial et Industriel³⁴³.

[670] Le tableau suivant présente la répartition du budget de 135 M\$ pour l'année témoin 2016 des investissements en efficacité énergétique.

³⁴³ Pièce B-0042, p. 33, tableau A-3.

TABLEAU 50
RÉPARTITION DU BUDGET 2016 DES INTERVENTIONS
EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

	M\$
Marché Résidentiel	25
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	28
Marché Affaires - Industriel	24
Gestion de la demande en puissance	31
Réseaux autonomes	5
Innovations technologiques et commerciales	10
Activités communes	11
TOTAL	135

Source : Pièce B-0042, p. 9.

[671] Par rapport au PGEÉ 2015, la Régie note que le budget des réseaux autonomes passe de 3 à 5 M\$ et que l'augmentation du budget consacré à la gestion de la demande en puissance provient des budgets alloués aux programmes des marchés Affaires et Résidentiel, sans en modifier notablement les proportions relatives.

[672] **Hormis quelques réserves et ajustements budgétaires découlant de certains programmes spécifiques qui seront traités dans les sections qui suivent, la Régie approuve l'orientation globale des interventions en efficacité énergétique 2016.**

14.3 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES ET IMPACT TARIFAIRE

[673] Les résultats des analyses économiques confirment la rentabilité des programmes et activités du Distributeur et justifient leur poursuite en 2016. Le test du coût total en ressources (TCTR) indique une valeur de 313 M\$, alors que le test du participant (TP) atteint 402 M\$. Par ailleurs, le test de neutralité tarifaire (TNT) présente une valeur négative de -29 M\$, ce qui indique que les interventions en efficacité énergétique exercent une pression à la hausse sur les tarifs du Distributeur.

TABLEAU 51
RÉSULTATS DES ANALYSES ÉCONOMIQUES
DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
(EN M\$ ACTUALISÉS DE 2016)

	TCTR	TP	TNT
Marché Résidentiel	92	133	-23
Marché Affaires - Commercial et institutionnel	133	170	-9
Marché Affaires - Industriel	64	69	9
Réseaux autonomes	1	3	-1
Innovations technologiques et commerciales	-9	0	-9
Gestion de la demande en puissance	41	27	14
Activités communes	-9	0	-9
TOTAL - Interventions du Distributeur	313	402	-29

Source : Pièce B-0042, p. 24.

[674] La Régie note que le TNT négatif des charges interruptibles résidentielles est la conséquence d'une hypothèse du Distributeur sur la durée de vie commerciale de ces mesures, estimée à seulement trois ans. Il suffirait que cette durée soit portée à quatre ans pour que ces programmes aient un TNT positif³⁴⁴. La Régie considère qu'avec le temps, le Distributeur sera en mesure de mieux évaluer la durée de vie commerciale de ses programmes de gestion de la demande de puissance une fois qu'il en aura mieux précisé les modalités et qu'il connaîtra les premières réactions des clients à qui ils seront proposés.

[675] La Régie prend acte de la rentabilité globale des interventions en efficacité énergétique pour l'année 2016.

³⁴⁴ Pièce B-0075, p. 103.

14.4 ENJEUX SPÉCIFIQUES À CERTAINS PROGRAMMES

14.4.1 PROGRAMMES DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

[676] Le Distributeur présente ses interventions en gestion de la demande en puissance pour 2016, notamment les programmes de charges interruptibles résidentielles, la biénergie et le tarif DT, la sensibilisation à la pointe hivernale, le programme de CE3É et les programmes de charges interruptibles dans les bâtiments CI et ceux d'Hydro-Québec³⁴⁵. Il fait part de sa volonté d'accroître ses efforts pour déployer de nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance et explique que la part relative de la gestion de la demande en puissance dans le budget total est passée de 0,3 % en 2012 à plus de 21 %³⁴⁶ en 2016.

[677] Par ailleurs, dans les réseaux autonomes, afin de respecter le critère de fiabilité en puissance, le Distributeur prévoit mettre en place un programme s'adressant aux CI détenteurs de génératrices. Des contacts ont déjà été effectués auprès de gestionnaires d'immeubles et d'équipements du secteur public du Nunavik afin d'évaluer l'opportunité de réaliser un projet pilote dès janvier 2016. Le projet pilote permettra de valider, notamment, le potentiel commercial du programme, de même que la faisabilité technique pour les clients de gérer des charges à l'aide de leurs génératrices³⁴⁷.

[678] Dans sa décision D-2015-018, la Régie demandait au Distributeur « *de présenter une mise à jour de l'analyse du potentiel technico-économique en puissance* »³⁴⁸. La Régie note l'engagement du Distributeur, énoncé lors de l'audience, de déposer les résultats d'une étude de balisage sur les options offertes par d'autres distributeurs sur les moyens de gestion de la demande à la pointe³⁴⁹.

³⁴⁵ Pièce B-0042, p. 16 à 20.

³⁴⁶ Cette valeur tient compte des corrections à faire en raison du report d'un an du programme de charges interruptibles résidentielles.

³⁴⁷ Pièce B-0042, p. 22.

³⁴⁸ Décision D-2015-018, p. 193, par. 772.

³⁴⁹ Pièce A-0043, p. 203 à 205.

[679] **La Régie demande au Distributeur que le rapport de balisage sur les moyens de gestion de la demande à la pointe soit déposé à la fois dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018 et dans celle portant sur le plan d’approvisionnement.**

[680] **Après examen de la preuve, la Régie approuve globalement pour 2016 les orientations du Distributeur et plus spécifiquement l’emphase qui est mise sur la gestion de la demande en puissance parmi les interventions en efficacité énergétique.**

[681] **La Régie note, cependant, que le Distributeur n’accorde aucun budget pour la biénergie et le tarif DT en 2016³⁵⁰. Elle s’attend à ce que le Distributeur fasse de nouvelles propositions relatives à la biénergie, dans le cadre de la demande tarifaire 2017-2018, tel qu’expliqué dans la section Stratégie relative aux tarifs domestiques³⁵¹.**

[682] Les deux programmes relatifs aux chauffe-eau résidentiels soulèvent toutefois certains enjeux ou préoccupations sur lesquels la Régie se penche ci-dessous.

Report d’un an du programme de chauffe-eau – Charges interruptibles résidentielles

[683] Le Distributeur indique, à propos du programme de télécontrôle des chauffe-eau résidentiels que « *le contexte d’élaboration du nouveau plan stratégique amène le Distributeur à se repositionner sur la meilleure stratégie à mettre en place afin d’atteindre les objectifs qu’il s’est fixés dans ce marché. Ce repositionnement implique qu’il n’y aura pas de participants à ce programme à l’hiver 2015-2016* »³⁵².

[684] Il ajoute que le budget du programme « Charges interruptibles résidentielles » pour l’implantation de 40 000 contrôles de chauffe-eau en 2015 était de 12 M\$, incluant l’exploitation du programme, et que ce montant n’inclut pas les compensations financières versées aux clients, qui sont inscrites aux budgets des approvisionnements³⁵³.

³⁵⁰ Pièce B-0099, p. 76, tableau R-27.9.

³⁵¹ Voir la section 20.5.

³⁵² Pièce B-0099, p. 73.

³⁵³ Pièce B-0126, p. 32.

[685] Le Distributeur précise que puisque le programme fait l'objet d'un repositionnement et qu'il n'y a pas eu de participants à l'hiver 2015-2016, la somme requise pour 2015 est désormais estimée à 1 M\$. En revanche, le budget pour l'implantation de 100 000 contrôles de chauffe-eau en 2016 est maintenu à 26 M\$.

[686] En ce qui a trait au revenu requis pour 2016, il faut tenir compte des compensations financières qui avaient été budgétées pour les 40 000 chauffe-eau qui auraient dû être installés en 2015 et des frais réduits pour l'exploitation du système de télécontrôle qui se traduisent par une réduction des charges de 1,7 M\$ réclamées au budget 2016 :

« Le Distributeur estime une baisse de ses revenus requis 2016 de l'ordre de 5,6 M\$, dont un montant de 3,9 M\$ à titre de coûts d'approvisionnement.

Le Distributeur rappelle que tout écart entre les coûts d'approvisionnement constatés et ceux reconnus par la Régie est versé au compte de pass-on et par conséquent pris en compte ultérieurement dans les tarifs »³⁵⁴.

[687] La Régie note une réduction de 1,7 M\$ des charges réclamées au budget 2016. Par ailleurs, tel que mentionné à la section 8.1.5, un montant de 3,9 M\$ est réduit des coûts d'approvisionnement pour l'année témoin 2016.

[688] Pour ce qui est du budget des compensations financières qui seront versées aux 100 000 participants du programme de chauffe-eau interruptibles au cours de l'hiver 2016-2017, le Distributeur explique qu'elles seront intégrées aux budgets des approvisionnements, à l'instar des crédits fixes versés aux CI adhérant aux options tarifaires d'électricité interruptible³⁵⁵. Il ajoute que ces compensations financières n'ont pas à faire l'objet d'une modification des « Tarifs » puisque « pour l'instant, les nouvelles interventions en GDP sont considérées comme des programmes commerciaux »³⁵⁶.

³⁵⁴ Pièce B-0126, p. 32.

³⁵⁵ Pièce B-0126, p. 31.

³⁵⁶ Pièce B-0126, p. 32.

[689] Par ailleurs, le programme de télécontrôle des chauffe-eau interruptibles propose un arrêt complet de l'alimentation électrique des chauffe-eau existants pendant les périodes d'interruption. Selon le rapport LTE-RT-2008-0182³⁵⁷ (le Rapport du LTE), cette méthode garantit un effacement complet de la charge pendant les heures critiques mais crée un important appel de puissance lors de la reprise de charge. Un chauffe-eau interrompu pendant quatre heures peut exiger une puissance moyenne diversifiée trois fois plus élevée au moment de la reprise que s'il n'avait pas été interrompu auparavant³⁵⁸ :

« Parfois désigné « effet de retour », ce phénomène représente la plus grande contrainte de cette stratégie de la charge ».

[690] La Régie en arrive à la conclusion que, dans son programme de charges interruptibles, le Distributeur devra utiliser les fonctionnalités du système de télécontrôle qu'il veut déployer pour gérer la reprise des chauffe-eau participants, afin de ne pas créer de nouvelle pointe critique.

[691] Lors de sa demande tarifaire 2017-2018, la Régie demande au Distributeur d'expliquer sa stratégie de télécontrôle de la reprise de charge des chauffe-eau après interruption. Elle demande également au Distributeur de clarifier, par la même occasion, les modalités du programme ainsi que le mode de traitement des compensations financières versées.

Programme de chauffe-eau à trois éléments (CE3É)

[692] Depuis ses débuts en 2011 et jusqu'en 2015, le programme CE3É a bénéficié d'un budget annuel de moins de 1 M\$, pour un montant cumulatif de 2 M\$. Pendant cette période, l'impact annuel à la pointe était entre 1 et 2 MW, pour un cumulatif en 2015 de 8 MW. Pour 2016, le Distributeur souhaite augmenter le budget annuel à 2 M\$³⁵⁹ et prévoit un impact à la pointe de 3 MW grâce à une promotion accrue et à une subvention à l'installation³⁶⁰.

³⁵⁷ Rapport LTE-RT-2008-0182 en liasse dans l'Annexe A, en complément de réponse à la question 6.2 de la DDR n° 2 du dossier R-3748-2010, pièce B-0024, notamment les figures S-2 et S-4 et les pages vii à x du sommaire et les figures 18, 19 et 20 aux pages 22 et 23 du rapport.

³⁵⁸ Dossier R-3748-2010, pièce B-0024, p. 2 et 3.

³⁵⁹ Pièce B-0042, p. 32, tableau A-2.

³⁶⁰ Pièce B-0042, p. 33, tableau A-3; voir aussi les p. 18 et 19.

[693] Dans sa décision D-2015-018, la Régie exprimait le besoin « *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* »³⁶¹.

[694] La Régie a donc examiné et analysé les réponses du Distributeur à ce sujet³⁶². À la suggestion du Distributeur³⁶³, elle a réexaminé le rapport d'essais de terrain du CE3É effectué en 2006-2007 par le LTE, notamment la figure 20, ainsi que la réponse du Distributeur sur l'impact observé lors du projet pilote d'interruption des chauffe-eau réalisé en 2014-2015.

[695] À la suite de son analyse de la preuve, la Régie demeure préoccupée par les faits suivants :

- Pendant les quatre heures de la période de pointe, aucun CE3É de l'échantillon du Rapport du LTE ne fonctionne au niveau de puissance de 800 W en continu, la quasi-totalité a recours à l'élément de 3 000 W et tous arrêtent totalement de consommer de la puissance pendant au moins une heure parmi les quatre heures critiques. Il ne semble donc pas y avoir de déplacement de la consommation d'électricité de la période critique hors de cette période.
- L'impact du programme de CE3É a été révisé à 100 W par chauffe-eau, alors que le Rapport du LTE l'établissait à 200 W. Une incertitude demeure quant à l'impact attribué au CE3É.

[696] Ces éléments confirment que le besoin de clarification exprimé par la Régie dans sa décision D-2015-018 demeure.

[697] La Régie demande au Distributeur d'organiser une séance de travail au printemps 2016 avec le personnel de la Régie afin de discuter des bénéfices réels de ce programme. Entre-temps, la Régie laisse le Distributeur juger de la pertinence de suspendre la promotion et la subvention de l'installation des CE3É.

³⁶¹ Décision D-2015-018, p. 191 et 192, par. 763 et 764.

³⁶² Pièce B-0099, p. 69.

³⁶³ Pièce B-0126, p. 29.

14.4.2 PROGRAMME REMISE À NIVEAU DES SYSTÈMES ÉLECTROMÉCANIQUES

[698] Un projet pilote de remise à niveau des systèmes électromécaniques (recommissioning) pour le marché CI a été autorisé en 2012 et avait pour objectif de valider les gains énergétiques et la durée de vie des impacts d'une telle intervention. Le Distributeur a mis fin à ce programme en 2013. Toutefois, l'évaluation des gains pour ce projet n'est pas complétée, le projet pilote se terminant le 31 décembre 2015. Le programme « Remise à niveau des systèmes électromécaniques » est une démarche qui visait particulièrement les bâtiments commerciaux, institutionnels et municipaux, dans le but d'optimiser le fonctionnement, entre autres, des systèmes de chauffage, de ventilation et d'air climatisé des bâtiments³⁶⁴.

[699] Le Distributeur précise qu'il :

« [...] a cessé d'accepter de nouveaux projets dans le cadre de ce projet pilote puisqu'il disposait de suffisamment d'informations sur les barrières commerciales (notamment, faible participation et retard dans la livraison des projets) limitant l'impact du programme sur la consommation électrique. Toutefois, le projet pilote qui devait se terminer en 2012, a été prolongé jusqu'en 2015 pour permettre aux participants de compléter leurs projets.

L'analyse des résultats des projets complétés permettra au Distributeur de statuer sur les suites à donner à ce volet dans son portefeuille d'offres en efficacité énergétique au marché CI »³⁶⁵.

[700] À propos du même programme poursuivi par Gaz Métro, la Régie constate que :

« Gaz Métro souligne que le potentiel technico-économique de la mesure « Recommissioning » pour la période 2013-2017 est de 39,4 Mm³, soit le plus gros potentiel d'économies d'énergie pour les marchés commercial et institutionnel. Les données réelles de participation au programme démontrent que les économies sont plus importantes que prévu et que le potentiel identifié est réalisable. Ces constats ont donc fortement incité Gaz Métro à continuer d'appuyer cette mesure malgré le retrait d'Hydro-Québec. De plus, le BEIE a pris position rapidement en décidant de reprendre la place laissée libre par

³⁶⁴ Pièce B-0075, p. 100.

³⁶⁵ Pièce B-0099, p. 63.

Hydro-Québec au sein de ses programmes et d'offrir un volet consacré au « Recommissioning » »³⁶⁶.

[701] Dans sa décision D-2015-181 portant sur la demande tarifaire de Gaz Métro, la Régie soulignait :

« [534] Par ailleurs, la preuve au présent dossier démontre qu'il existe de réelles économies provenant d'une autre source d'énergie que celle du Distributeur, qui ne sont pas prises en compte, notamment dans le cas du projet PE226 Recommissioning. La même problématique existe aussi auprès du distributeur d'électricité pour son programme Offre intégrée Piscines » [note de bas de page omise]³⁶⁷.

[702] La Régie prend acte de la réponse du Distributeur à propos du programme « Offre intégrée Piscines » à l'effet que « *le Distributeur ne peut se créditer que des économies d'énergie électrique* »³⁶⁸.

[703] La Régie note que le Distributeur accorde une importance aux tests économiques et qu'il est ouvert à comptabiliser les économies provenant d'autres sources d'énergie aux fins de ces tests :

« [...] les tests économiques sont toujours pertinents pour les programmes commerciaux. Les différences de contexte entre les distributeurs font en sorte que les intrants, tels les taux d'actualisation ou la valeur de l'énergie, sont spécifiques à chacun.

Quant à la comptabilisation des résultats, le Distributeur est ouvert à toute proposition qui permet de tenir compte des efforts de chacun tout en évitant le double comptage »³⁶⁹.

[704] La Régie demande au Distributeur de faire état, dans son Rapport annuel 2015, des résultats du projet pilote de remise à niveau des systèmes électromécaniques et des suites qu'il entend y donner.

³⁶⁶ Dossier R-3814-2012, pièce B-0042, p. 21.

³⁶⁷ Décision D-2015-181, p. 142 et 143.

³⁶⁸ Réponse du 18 juin 2015, suivi 2015 des évaluations du PGEÉ, p. 3.

³⁶⁹ Pièce B-0075, p. 113.

14.4.3 PROGRAMMES POMPES À CHALEUR – OFFRE INTÉGRÉE – NOUVELLE CONSTRUCTION

[705] Le Distributeur indique son intérêt envers les pompes à chaleur à haut rendement ou efficaces, c'est-à-dire celles qui répondent ou dépassent les normes *Energy Star*, et envers les pompes à chaleur de deuxième génération « pour climat froid » qui continuent à offrir un rendement énergétique satisfaisant même à de très basses températures³⁷⁰.

[706] Pour les premières, la sensibilisation se fera dans le cadre du programme « Sensibilisation Mieux consommer » dans la nouvelle section du site internet d'Hydro-Québec dédiée à la nouvelle construction et à la rénovation et la promotion dans le cadre du programme « Maisons efficaces ».

[707] Pour les deuxièmes, le Distributeur travaille avec Ressources naturelles Canada, le Groupe CSA et d'autres entreprises d'énergie nord-américaines afin d'accélérer l'entrée en vigueur de normes applicables à ces appareils³⁷¹. La Régie comprend que ces travaux font partie des activités communes dotées d'un budget de 11 M\$³⁷².

[708] Considérant le potentiel de réduction de la consommation de mazout de ces technologies dans les réseaux autonomes à centrale diesel³⁷³, la Régie a interrogé le Distributeur quant aux efforts qu'il entendait déployer pour encourager l'adoption de cette technologie, notamment aux Îles-de-la-Madeleine qui jouissent d'un climat maritime, comme alternative au chauffage au mazout dans le cadre du PUEÉRA.

[709] Le Distributeur explique qu'il n'a pas évalué le potentiel technico-économique de cette mesure pour les Îles-de-la-Madeleine parce qu'il la considère non rentable³⁷⁴. Il précise :

³⁷⁰ Pièce B-0042, p. 13.

³⁷¹ Pièce B-0075, p. 101.

³⁷² Pièce B-0042, p. 31, tableau A-1.

³⁷³ En tenant compte du coefficient de performance (COP) des pompes à chaleur, on obtient non seulement une grande réduction de consommation par rapport aux plinthes électriques, mais également par rapport au chauffage au mazout, le produit du COP par le rendement de production électrique pouvant dépasser le rendement de conversion du mazout en chaleur dans une résidence.

³⁷⁴ Pièce B-0099, p. 64 et 65.

« Le Distributeur rappelle qu'il n'existe pas de potentiel d'économie d'énergie électrique pour la mesure pompe à chaleur air-air aux Îles-de-la Madeleine. En effet, la mesure est non rentable à cause de son coût élevé, justifié par l'installation d'un système de redistribution de chaleur, et de sa durée de vie limitée. Ces facteurs ont été pris en considération au moment de la réalisation du PTÉ en réseaux autonomes.

Nonobstant l'absence de rentabilité des pompes à chaleur air-air aux Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur soumet respectueusement que le prochain plan d'approvisionnement, prévu à l'automne 2016, sera le forum approprié pour examiner la question du portefeuille de mesures en réseaux autonomes ».

[710] Considérant que le PUEÉRA existe depuis de nombreuses années aux Îles-de-la-Madeleine, la Régie s'étonne que le taux de pénétration des systèmes de redistribution de chaleur dans la construction existante et la nouvelle construction soit plus faible aux Îles-de-la-Madeleine qu'en réseau intégré.

[711] Par ailleurs, si les technologies de pompe à chaleur n'ont aucun potentiel technico-économique aux Îles-de-la-Madeleine, alors que les coûts évités y sont beaucoup plus élevés qu'en réseau intégré et que leur climat maritime moins froid permet d'en tirer un meilleur rendement saisonnier, la Régie considère qu'il y a lieu de se questionner sur les raisons pour lesquelles elles auraient un potentiel en réseau intégré.

[712] La Régie demande au Distributeur de fournir, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une étude d'opportunité pour le développement d'un programme de pompes à chaleur efficaces dans les réseaux autonomes ayant un climat permettant l'installation de ces technologies.

14.4.4 RÉDUCTION DES USAGES THERMIQUES DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES AU NORD DU 53^E PARALLÈLE

[713] Dans sa décision D-2014-037³⁷⁵, la Régie constatait que les factures de plus de

³⁷⁵ Section 18.5, p. 193 à 199.

95 % des abonnements résidentiels du Nunavik sont prises en charge par quelques organismes seulement. Elle encourageait le Distributeur à collaborer avec toutes les parties visées afin de mettre en place des mesures permettant de réduire la consommation en 2^e tranche des clients du Nunavik. La Régie demandait au Distributeur de présenter un plan de réduction du chauffage d'appoint électrique, en commençant par les réseaux à centrale thermique où des ajouts de puissance sont planifiés dans un horizon de deux à quatre ans.

[714] Le Distributeur dépose le Rapport final « *Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik* » de mai 2015³⁷⁶. Il présente également les grandes lignes de cette enquête et de son plan d'action³⁷⁷.

[715] Dans cette enquête, des audits énergétiques ont été réalisés pour mieux comprendre la consommation d'électricité au nord du 53^e parallèle, notamment celle facturée à la 2^e tranche du tarif D. Parmi les 14 villages du Nunavik, le Distributeur en a retenu six, soit trois du côté est (Kuujuuaq, Kangirsuk et Salluit) et trois du côté ouest (Kuujuarapik, Inukjuak et Puvirnituk). Au total, 346 entrevues face-à-face, de porte à porte, ont été complétées.

[716] Il appert de ces entrevues que la consommation de certains ménages en 2^e tranche du tarif D serait liée à la présence du chauffage d'appoint électrique dans les maisons ou dans les remises. L'ampleur de cette consommation varie en fonction des habitudes et des caractéristiques des ménages.

[717] Également, une cinquantaine d'audits énergétiques ont été effectués et révèlent :

- que l'isolation thermique et l'étanchéité à l'air ne présentent pas de faiblesses significatives et ne peuvent être améliorées que si d'importants travaux de rénovations sont envisagés;
- qu'il y a peu de dommages importants aux propriétés et que, de façon générale, peu d'entretien est requis à l'extérieur comme à l'intérieur des bâtiments;
- que 20 % des habitations sont ventilées au moyen de ventilateur récupérateur de chaleur, mais que les utilisateurs auraient avantage à mieux connaître le mode d'utilisation et d'entretien de ces équipements.

³⁷⁶ Pièce B-0083, p. 67 et suivantes.

³⁷⁷ Pièce B-0042, p. 20 et 21.

[718] Les audits énergétiques ont permis au Distributeur de constater que, généralement, les maisons ne nécessitent pas le recours à du chauffage électrique d'appoint.

[719] Les discussions se poursuivent avec l'Administration régionale Kativik (ARK), la Société Makivik et la Société d'habitation du Québec (SHQ) / Office municipal d'habitation Kativik (OMHK) pour l'élaboration d'un plan d'action afin de réduire le chauffage électrique d'appoint et d'encourager une meilleure utilisation de l'électricité. Le plan d'action 2015-2016 et les mesures proposées consistent notamment à :

- communiquer des messages de sensibilisation auprès de la clientèle concernée qui viseront à réduire l'utilisation du chauffage électrique d'appoint;
- promouvoir l'utilisation d'une autre source d'énergie que l'électricité pour le chauffage d'appoint;
- déployer un programme de minuteriers pour les chauffe-moteurs³⁷⁸.

[720] L'UC soulève le besoin d'une meilleure compréhension de la production d'électricité, de l'utilisation des thermostats, de l'état des portes d'entrée, de l'utilisation des remises pour l'entretien des véhicules, de l'utilisation des minuteriers pour chauffe-moteurs ou encore du potentiel de remplacement des congélateurs désuets³⁷⁹. L'intervenante note que les propositions qui résultent de l'étude sur la consommation d'électricité au Nunavik et des 346 entrevues qui y ont été réalisées se distinguent grandement des mesures comprises dans le potentiel technico-économique d'efficacité énergétique en électricité et en mazout au Nunavik, qui a été présenté au dossier R-3854-2013³⁸⁰.

[721] L'UC recommande à la Régie de demander au Distributeur d'explorer les mesures d'efficacité énergétique proposées et de faire part à la Régie, le cas échéant, lors de la demande tarifaire 2017-2018, des nouveaux programmes qu'il entend offrir au Nunavik.

³⁷⁸ Pièce B-0042, p. 21 et 22.

³⁷⁹ Pièce C-UC-0009, p. 43 à 45.

³⁸⁰ Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique en réseaux autonomes, dossier R-3854-2013, pièce B-0038.

[722] La Régie rappelle le paragraphe suivant de sa décision D-2014-037³⁸¹ :

« [507] La Régie juge incomplète l'analyse du PTÉ en efficacité énergétique présentée par le Distributeur pour les RA, notamment au niveau du potentiel de gestion de la demande à la pointe. Elle considère qu'il est nécessaire d'avoir un portrait de la réalité des usages des différentes formes d'énergie pour chaque réseau autonome en fonction de constats réels sur le terrain. Cette identification nécessite une approche globale d'évaluation de la situation, réseau par réseau ».

[723] La Régie constate que la nouvelle construction est équipée d'appareils d'éclairage et de ventilation performants et de systèmes de chauffage au mazout pour les locaux et la production d'eau chaude. Les seules charges thermiques d'importance comblées par l'électricité à l'intérieur de ces maisons sont la cuisinière et la sécheuse. Le Distributeur indique qu'une consommation de 20 kWh/jour est suffisante pour combler les besoins de telles maisons, alors que le seuil de la 2^e tranche est de 30 kWh/jour. Ces habitations peuvent servir de modèle à atteindre pour l'ensemble des résidences.

[724] Le Distributeur rappelle les objectifs du PUEÉRA qu'il offre à sa clientèle :

« lorsqu'ils achètent du mazout, ils l'achètent à un prix moins élevé que le prix de la deuxième tranche du Distributeur présentement [...] ce qu'on veut c'est que [chez] ces clients-là [...], on veut que la chauffe se fasse à la maison plutôt que de [transformer le mazout en électricité à] la centrale puis transporter ça sur les fils pour la retransformer en chaleur comme telle »³⁸².

[725] Le Distributeur envisage par ailleurs de réintroduire le propane offert depuis 2005 dans le PUEÉRA³⁸³, après avoir décidé de l'abandonner en 2013 à la suite des préoccupations du milieu³⁸⁴.

[726] La Régie considère que l'enjeu de la chauffe à l'électricité plutôt que par combustible implique d'importants coûts d'investissement à cause de la pression à la hausse que cet usage crée sur la demande à la pointe, mais aussi les coûts annuels

³⁸¹ Page 136.

³⁸² Pièce A-0049, p. 130.

³⁸³ Pièce B-0042, p. 22.

³⁸⁴ Pièce B-0126, p. 34, réponse 14.2 de la DDR n° 6 et dossier R-3854-2013, pièce B-0094, p. 67.

d'exploitation et les émissions de gaz à effet de serre (GES). Elle constate par ailleurs que 95 % de la clientèle du Nunavik n'est pas responsable de sa facture d'électricité.

[727] La Régie demande au Distributeur de poursuivre ses efforts auprès de la clientèle des réseaux autonomes, visant la réduction de la durée d'utilisation des chauffe-moteur, en période de pointe notamment, et le déploiement de solutions pour éliminer le chauffage électrique des remises et des entrées de maison.

[728] La Régie prend note des enquêtes et audits réalisés au Nunavik. **Elle demande au Distributeur de continuer de collaborer avec les organismes responsables des factures d'électricité dans le but de trouver des solutions autres que l'électricité pour combler des besoins thermiques.** Elle considère que le PUEÉRA doit permettre de compenser certains coûts défrayés par les usagers pour les solutions de rechange. La Régie réitère par ailleurs l'importance d'aider les responsables de la facture d'électricité à détecter quand il y a un dépassement de la 1^{re} tranche de facturation à cause du chauffage électrique.

[729] La Régie encourage le Distributeur à poursuivre ses efforts de réintroduction du propane, amorcée à l'automne 2015, ou de tout autre combustible, dans les réseaux autonomes.

14.5 AUTORISATION DU BUDGET 2016 RELATIF AUX INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[730] Considérant les résultats historiques du PGEÉ par rapport aux montants accordés et les constats exprimés à propos des programmes de chauffe-eau, la Régie autorise un budget global de 130 M\$ pour les charges et les investissements de l'ensemble des interventions en efficacité énergétique 2016, soit une réduction des charges de 5 M\$ par rapport au budget demandé par le Distributeur (voir la section 11.1.2.2).

15. REVENUS REQUIS

[731] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur présente les revenus requis au montant de 11 970,3 M\$ pour l'année témoin 2016. Conformément à la décision D-2015-189, ce montant est subséquemment ajusté à 12 032,8 M\$. En audience, le Distributeur met à jour certains paramètres, si bien que les revenus requis s'élèvent à 11 849,1 M\$ pour l'année témoin 2016, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 52
REVENUS REQUIS 2016

(en M\$)	2014 Année historique (1)	2015 (D-2015-018) (1)	2015 Année de base Révisée (2)	2016 Année témoin Initiale	2016 Année témoin Révisée (2)	2016 Année témoin Révisée (3)	Variation Année témoin 2016 vs 2015 (D-2015-018)	
Achats d'électricité	5 617,0	5 907,8	6 117,9	6 356,3	6 352,0	6 232,8	325,0	5,5 %
Service de transport	2 739,3	2 783,9	2 783,9	2 783,6	2 829,1	2 813,2	29,3	1,1 %
Distribution								
Charges brutes directes	1 043,4	1 094,1	1 103,5	1 052,2	1 062,6	1 042,3	(51,8)	(4,7 %)
Charges de services partagés	546,7	539,3	538,6	512,3	517,1	517,1	(22,2)	(4,1 %)
Coûts capitalisés	(321,3)	(328,8)	(324,4)	(304,0)	(308,2)	(308,2)	20,6	(6,3 %)
Charges d'exploitation	1 268,8	1 304,6	1 317,7	1 260,5	1 271,5	1 251,2	(53,4)	(4,1 %)
Achats de combustible	93,8	104,0	104,0	88,1	88,1	78,0	(26,0)	(25,0 %)
déclassement	817,4	723,1	704,4	633,3	633,1	626,8	(96,3)	(13,3 %)
Comptes d'écarts et de reports	(24,8)	25,1	33,7	(17,3)	(8,6)	(8,6)	(33,7)	(134,3 %)
Taxes	98,9	54,3	53,0	84,0	84,0	84,0	29,7	54,7 %
Autres charges	985,3	906,5	895,1	788,1	796,6	780,2	(126,3)	(13,9 %)
Frais corporatifs	30,4	30,8	31,5	30,1	30,6	30,6	(0,2)	(0,6 %)
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	859,8	758,4	774,0	751,7	753,0	741,1	(17,3)	(2,3 %)
Total Distribution	3 144,3	3 000,3	3 018,3	2 830,4	2 851,7	2 803,1	(197,2)	(6,6 %)
Total	11 500,6	11 692,0	11 920,1	11 970,3	12 032,8	11 849,1	157,1	1,3 %

Sources : Pièce B-0022, p. 6 à 8; pièce B-0128, p. 11 à 13 et pièce B-0145, p. 7 à 9.

Note 1 : Tient compte de la présentation du montant associé aux rabais sur ventes-MFR en réduction des ventes plutôt qu'à titre de dépense de mauvaises créances.

Note 2 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 3 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

Note 4 : IFRS pour l'année historique 2014 et l'année autorisée 2015; US GAAP pour l'année de base 2015 et l'année témoin 2016.

[732] Les revenus requis demandés par le Distributeur pour l'année témoin 2016 sont en hausse de 157,1 M\$ (1,3 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015. Cette hausse s'explique par une augmentation de 325,0 M\$ provenant des achats d'électricité et de 29,3 M\$ du service de transport, compensée partiellement par une baisse de 197,2 M\$ des coûts de distribution (voir la section 1).

[733] **Tenant compte des modifications apportées aux revenus requis dans la présente décision, la Régie autorise le Distributeur à récupérer des revenus requis estimés à 11 758,7 M\$ pour l'année témoin 2016, tels que présentés au tableau suivant.**

TABLEAU 53
ESTIMÉ DES REVENUS REQUIS 2016

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandés</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnus</i>
Achats d'électricité			
Ajustement relié au programme «Charges interruptibles résidentielles» (voir la section 8,2)		(3,9)	
Ajustement des contrats spéciaux (voir la section 8,2)		6,2	
Total		2,3	
Service de transport (voir la section 10)		(62,3)	
Charges d'exploitation (voir la section 11.1.3)		(30,0)	
Autres charges			
Achats de combustible (voir la section 11.2.1)		(8,5)	
Compte de nivellement pour aléas climatiques (voir les sections 4.4 et 11.2.2)		25,0	
Amortissement (voir la section 11.2.2)		(10,0)	
Total		6,5	
Rendement de la base de tarification (voir les sections 11.4 et 12)		(6,9)	
Décolant de la réduction globale de 100 M\$ de la base de tarification			
Revenus requis	11 849,1	(90,4)	11 758,7

[734] **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives aux revenus requis 2016, en tenant compte de la présente décision. Elle lui demande donc de déposer le détail du calcul des revenus requis 2016 ainsi ajustés, au plus tard le 16 mars 2016 à 11 h.**

16. REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU

16.1 REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

[735] Les revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité réduisent les revenus requis du Distributeur. Ces autres revenus passent de 180,7 M\$, pour l'année autorisée 2015, à 174,1 M\$ pour l'année témoin 2016, soit une baisse de 6,6 M\$ (-3,7 %) en 2016 par rapport au montant autorisé pour l'année 2015.

[736] Le tableau suivant présente le détail des revenus autres que les ventes d'électricité pour les années 2014 à 2016.

TABLEAU 54
REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Facturation externe émise	89,6	98,3	94,3	95,2	(3,1)	(3,2 %)
Facturation interne émise	81,6	82,0	80,8	78,6	(3,4)	(4,1 %)
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	0,3	0,4	0,3	0,3	(0,1)	(25,0 %)
Total	171,5	180,7	175,4	174,1	(6,6)	(3,7 %)

Source : Pièce B-0043, p. 3.

[737] Les revenus provenant de la facturation externe émise sont en baisse de 3,1 M\$ (-3,2 %) en 2016 par rapport au montant autorisé pour l'année 2015. Cette baisse s'explique principalement par une diminution des frais d'administration en raison de la hausse des ententes personnalisées destinées aux MFR, pour lesquelles il y a arrêt de la facturation des frais d'administration, et de la gestion active des comptes à recevoir.

[738] Les revenus provenant de la facturation interne émise sont également en baisse de 3,4 M\$ (-4,1 %) en 2016 par rapport au montant autorisé pour l'année 2015. Cette baisse provient essentiellement d'une diminution des revenus de facturation de l'électricité aux entités affiliées découlant, principalement, de la baisse des revenus provenant du

Producteur pour la consommation d'électricité du chantier de la Romaine, à la suite de la mise en service de la Romaine-1 prévue au printemps 2016.

[739] La Régie approuve les revenus autres que les ventes d'électricité pour l'année témoin 2016, tels que présentés par le Distributeur.

16.2 RABAIS SUR VENTES - MÉNAGES À FAIBLE REVENU

[740] Le rabais sur ventes, correspondant au soutien à la consommation courante qui découle de l'entente personnalisée volet B pour les MFR, est présenté dorénavant en réduction des ventes d'électricité (voir la section 11.1.2.2).

[741] Le rabais sur ventes - MFR s'élève à un montant de 15,3 M\$ pour l'année témoin 2016, soit une hausse de 6,8 M\$ (80 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2015.

[742] Le tableau suivant présente le détail du rabais sur ventes - MFR, selon la nouvelle présentation proposée par le Distributeur.

TABLEAU 55
RABAIS SUR VENTES – MÉNAGES À FAIBLE REVENU

<i>(en M\$)</i>	<i>2014</i> <i>Année historique</i>	<i>2015</i> <i>(D-2015-018)</i>	<i>2015</i> <i>Année de base</i>	<i>2016</i> <i>Année témoin</i>	<i>Variation</i> <i>Année témoin 2016</i> <i>vs 2015 (D-2015-018)</i>	
Rabais sur ventes - MFR	(9,2)	(8,5)	(10,5)	(15,3)	(6,8)	80,0%

Source : Pièce B-0043, p. 4.

[743] La Régie approuve le rabais sur ventes – MFR pour l'année témoin 2016, tel que présenté par le Distributeur.

17. RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

[744] 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 2016³⁸⁵.

[745] Le Distributeur confirme, dans une réponse à la Régie, que la méthode de répartition du coût de service est toujours adéquate et qu'aucun nouvel élément de contexte ne justifie de la réviser en tout ou en partie³⁸⁶.

[746] **La Régie prend acte de la répartition du coût de service proposée par le Distributeur.**

18. CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ

18.1 SUIVI DES ENGAGEMENTS DU DOSSIER TARIFAIRE 2015-2016

[747] Tel que convenu avec la Régie dans le cadre de la dernière demande tarifaire³⁸⁷, le Distributeur prévoit déposer en 2016 une demande intégrée de modifications à apporter aux CDSÉ. L'ensemble des modifications envisagées et proposées par le Distributeur aux CDSÉ et au chapitre 12 des *Tarifs d'électricité* (Tarifs) seront alors soumises à la Régie pour approbation.

[748] En conséquence, le Distributeur ne présente aucune demande de modification des CDSÉ dans le cadre du présent dossier³⁸⁸.

³⁸⁵ Pièce B-0002, p. 4.

³⁸⁶ Pièce B-0071, p. 4.

³⁸⁷ Lettre du Distributeur relative au suivi des engagements souscrits dans le cadre du dossier R-3905-2014, datée du 4 février 2015, et réponse de la Régie à ce sujet le 16 février 2015.

³⁸⁸ Pièce B-0048, p. 5.

18.2 OFFRE DE RÉFÉRENCE POUR LA CONCEPTION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

[749] Dans sa décision D-2014-160, la Régie demandait au Distributeur de former un groupe de travail multipartite afin d'examiner l'offre de référence en matière de distribution électrique lors de modifications ou de prolongements de réseau³⁸⁹.

[750] Le Distributeur indique que le groupe de travail, composé de représentants de l'Association de la construction du Québec, de l'APCHQ, du Distributeur, de la Fédération québécoise des municipalités, de l'Ordre des urbanistes du Québec et de l'UMQ, a tenu six rencontres entre le 28 octobre 2014 et le 25 juin 2015 à cet égard³⁹⁰.

[751] Le Distributeur précise que les travaux du groupe de travail ont porté sur l'offre de référence en matière de distribution aérienne ainsi que sur l'offre de référence en matière de distribution souterraine. Il ajoute que les principales recommandations du groupe de travail seront présentées et examinées dans le cadre du dossier générique portant sur les modifications aux CDSÉ, qui sera déposé en 2016.

18.3 FRAIS D'ADMINISTRATION

18.3.1 TAUX DES FRAIS D'ADMINISTRATION

[752] Dans sa décision D-2015-018, la Régie faisait la demande suivante au Distributeur :

« 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 »³⁹¹.

³⁸⁹ Décision D-2014-160, p. 13.

³⁹⁰ Pièce B-0048, p. 6.

³⁹¹ Décision D-2015-018, p. 29, par. 80.

[753] Tel que demandé, le Distributeur dépose le résultat du balisage. Il y indique que les frais d'administration couvrent non seulement les frais de financement des sommes impayées, mais également les coûts associés à ses activités de recouvrement³⁹².

[754] En audience, le Distributeur précise que « [...] *les frais d'administration ne couvrent pas tous les coûts de recouvrement, mauvaises créances et frais de financement. Ils en couvrent qu'une très petite partie en fait, pas beaucoup. Et le reste est couvert par le tarif... le tarif comme tel* »³⁹³.

[755] Le Distributeur indique également que les frais d'administration ne servent pas à offrir aux clients un moyen de financement, telle une marge de crédit. Ils constituent plutôt un incitatif au paiement des factures à l'échéance³⁹⁴.

[756] Le Distributeur souligne que le taux des frais d'administration appliqué aux sommes non payées dans les délais est inférieur à celui des autres distributeurs canadiens d'électricité et de certaines entreprises de services publics du Québec, qui est généralement d'au moins 1,5 % mensuellement (19,56 % annuellement). Il ajoute qu'il est le seul parmi les entreprises couvertes par le balisage à utiliser un taux annuel simple plutôt que composé, ce qui est à l'avantage de ses clients³⁹⁵.

[757] OC souligne que depuis l'instauration de la fourchette de référence en 1996, les frais de financement du Distributeur ont baissé à la suite de la diminution des taux d'intérêt, dont le taux préférentiel de la Banque Nationale du Canada³⁹⁶.

[758] OC estime par ailleurs qu'il serait pertinent de préciser quels sont les coûts exacts que doivent assumer les clients qui paient des frais d'administration, afin de s'assurer du caractère raisonnable de ces frais. Avec ces éléments d'information, une modification de la fourchette des taux des frais d'administration pourrait être effectuée afin de refléter les réalités de financement du Distributeur³⁹⁷.

³⁹² Pièce B-0048, p. 8 à 10.

³⁹³ Pièce A-0045, p. 222.

³⁹⁴ Pièce B-0048, p. 9.

³⁹⁵ *Ibid.*

³⁹⁶ Pièce C-OC-0015, p. 7, par. 23.

³⁹⁷ Pièce C-OC-0015, p. 7, par. 24.

[759] Comme OC, l'UC soumet que le taux de 14,4 % est trop élevé et devrait être réduit de manière importante puisqu'il ne reflète pas les taux d'intérêt en vigueur à l'heure actuelle, tels que le taux préférentiel de la Banque Nationale du Canada, qui est de 2,85 %³⁹⁸, et le taux utilisé par Revenu Québec, qui est fixé à 6,0 %³⁹⁹.

[760] L'UC soumet que l'importance des frais d'administration n'est pas un incitatif au paiement de la facture et que la réduction de ces frais n'aura pas d'impact négatif sur les mauvaises créances.

[761] En ce qui a trait à la comparaison avec Vidéotron ou Bell Canada, l'UC souligne que ces fournisseurs de service ont de la compétition et n'ont pas l'exclusivité d'un service essentiel fourni par une société d'état⁴⁰⁰.

[762] L'UC souligne que deux autres facteurs incitent au paiement de la facture d'électricité, soit la possibilité d'une interruption de service et la nécessité pour un ménage de demeurer « minimalement fonctionnel »⁴⁰¹.

[763] Pour l'UC, la progression des comptes à recevoir et des interruptions de service indique clairement que de plus en plus de clients éprouvent des difficultés de paiement, difficultés qui sont aggravées par les frais d'administration annuels de 14,4 %. L'intervenante demande donc que le taux des frais d'administration soit fixé à 6,0 %, soit le taux d'intérêt de Revenu Québec⁴⁰².

[764] La Régie souligne d'emblée que l'imposition de frais d'administration aux clients qui ont un retard de paiement est une pratique d'affaires bien établie.

[765] La Régie constate que le taux des frais d'administration du Distributeur est plus bas que celui d'entreprises de service public comparables et qu'il s'agit d'un taux annuel simple plutôt que d'un taux mensuel et composé.

³⁹⁸ Pièce C-UC-0020, p. 16.

³⁹⁹ Pièce C-UC-0021, p. 10.

⁴⁰⁰ Pièce C-UC-0021, p. 11.

⁴⁰¹ Pièce C-UC-0008, p. 16 et 18.

⁴⁰² Pièce C-UC-0021, p. 11 et 12.

[766] La Régie rappelle que les frais d'administration ont été conçus à titre d'incitatif au paiement en temps de la facture et que leur niveau n'a jamais été calculé dans le but de couvrir les coûts occasionnés par les comptes en retard de paiement.

[767] Pour ces motifs, la Régie maintient la grille des taux des frais d'administration du Distributeur à son niveau actuel.

18.3.2 FINANCEMENT DES SOMMES IMPAYÉES

[768] Dans sa preuve initiale, le Distributeur précise que les frais d'administration couvrent les frais de financement des sommes impayées.

[769] L'UC est d'avis que tous les besoins de financement du Distributeur sont déjà pris en compte par la rémunération de l'encaisse réglementaire qui fait partie de la base de tarification. L'intervenante souligne que l'application simultanée d'un rendement sur l'encaisse réglementaire et de frais d'administration sur les factures en retard constitue une « double compensation »⁴⁰³.

[770] L'UC affirme que cette « double compensation » est considérée comme une mauvaise pratique réglementaire, selon le rapport de M. Roger D. Colton :

« Even when a utility is conceptually justified in charging a late fee to cover the carrying costs associated with delinquent payments, regulators should ensure that the company is not double-compensated for those costs. Double compensation would occur if the utility were to collect the carrying costs first through its working capital adjustment and then again through a late payment charge.

A utility's working capital requirement takes into consideration the elapsed time between when a utility incurs an expense in providing service and the time that the utility is able to recover that expense through receipt of billed revenue.\24\ Examples of expenses which contribute to working capital requirements include payments for fuel, insurance and the like » [note de bas de page omise]⁴⁰⁴.

⁴⁰³ Pièce C-UC-0008, p. 13 et 14.

⁴⁰⁴ Pièce C-UC-0008, p. 14 et 15.

[771] L'UC est d'avis que l'application simultanée d'un rendement sur l'encaisse réglementaire pour une période de 21 jours, correspondant à la période « de grâce » entre la date de facturation et la date d'échéance, et de frais d'administration à partir de la date de facturation pour couvrir les frais de financement, provoque un problème de « double compensation »⁴⁰⁵. Selon l'intervenante, les clients avec des comptes en souffrance paieront deux fois pour le financement de leur créance lors des 21 premiers jours⁴⁰⁶.

[772] Le Distributeur explique que l'encaisse réglementaire représente le niveau d'encaisse théorique qui lui est nécessaire afin de financer ses activités courantes jusqu'au moment de l'encaissement des comptes à recevoir lui permettant de récupérer les sommes avancées. Il précise toutefois que le délai d'encaissement utilisé pour l'établissement de l'encaisse réglementaire consiste en un délai théorique de 21 jours correspondant aux conditions de paiement inscrites à la facture. L'encaisse réglementaire est donc établie en présumant que tous les clients paient leur facture dans le délai prescrit. Ainsi, l'encaisse réglementaire n'inclut pas les sommes nécessaires au financement des comptes en souffrance des clients (au-delà du délai de 21 jours). Par ailleurs, les frais d'administration sont appliqués sur les sommes qui demeurent impayées au-delà du délai de 21 jours. Selon le Distributeur, il n'y a donc pas de double compensation par l'application d'un rendement sur l'encaisse réglementaire⁴⁰⁷.

[773] De plus, le Distributeur tient à souligner que, dans son rapport, M. Roger D. Colton ne dit pas que l'application de frais d'administration est une mauvaise pratique réglementaire. Dans l'extrait soumis par l'UC, M. Colton mentionne que « *Even when a utility is conceptually justified in charging a late fee to cover the carrying costs associated with delinquent payments, regulators should ensure that the company is not double-compensated for those costs.*[...] » [nous soulignons].

[774] Selon le Distributeur, M. Colton soutient qu'une entreprise peut être justifiée de facturer des frais d'administration pour des retards de paiement, mais qu'ils ne doivent pas servir à faire une « double compensation ». Le Distributeur souligne que cette situation ne se retrouve pas dans ses pratiques.

⁴⁰⁵ Pièce C-UC-0021, p. 11.

⁴⁰⁶ Pièce C-UC-0021, p. 12.

⁴⁰⁷ Pièce B-0126, p. 20 et 21.

[775] Dans sa réplique, le Distributeur affirme qu'il y a absence totale de corrélation entre les deux éléments. L'encaisse réglementaire sert à financer les activités courantes du Distributeur jusqu'au moment de l'encaissement des comptes à recevoir, lui permettant de récupérer les sommes avancées. Pour leur part, les frais d'administration visent plutôt à récupérer une partie des coûts associés au recouvrement des clients, le reste étant récupéré auprès de l'ensemble de la clientèle par l'entremise des tarifs. Du point de vue comptable, l'encaisse fait partie du bilan, alors que les revenus relatifs aux frais d'administration viennent réduire les coûts du Distributeur⁴⁰⁸.

[776] La Régie considère qu'il n'y a pas de corrélation entre l'encaisse réglementaire et les revenus relatifs aux frais d'administration. D'une part, l'encaisse réglementaire est un actif inclus dans la base de tarification, représentant le fond de roulement théorique de l'entreprise et établi selon la méthodologie « *lead/lag* ». Sa rémunération fait partie du coût de service. Il s'agit d'une pratique réglementaire reconnue. D'autre part, les revenus des ventes et ceux relatifs aux frais d'administration sont des moyens par lesquels le Distributeur couvre son coût de service. De plus, la fonction première des frais d'administration est plutôt de servir d'incitatif au paiement de la facture avant son échéance.

[777] La Régie note des propos de M. Colton que la mauvaise pratique à laquelle il réfère est l'inclusion des délais de retard de paiement dans le calcul du « *lead/lag* ». Elle rappelle que l'encaisse réglementaire est établie en supposant que tous les clients paient leur facture dans le délai prescrit.

[778] La Régie juge que l'application simultanée de frais d'administration sur les comptes en retard et d'un rendement sur l'encaisse réglementaire ne cause pas de « double compensation » réglementaire au sens où l'entend M. Roger D. Colton dans son rapport.

18.3.3 DATE D'APPLICATION DES FRAIS D'ADMINISTRATION

[779] L'UC demande que les frais d'administration applicables en cas de retard de paiement ou en cas de non-respect par un client d'une entente de paiement ne soient

⁴⁰⁸ Pièce B-0158, p. 13.

calculés qu'à partir de la date d'échéance de la facture et non à partir de la date de facturation⁴⁰⁹.

[780] Pour l'intervenante, le calcul des frais d'administration à partir de la date de facturation est une pratique punitive qui peut avoir pour effet de décourager les clients, qui se retrouvent dans l'une ou l'autre des situations mentionnées précédemment, à poursuivre les démarches de paiement et ainsi d'augmenter les sommes non recouvrées par le Distributeur⁴¹⁰.

[781] Le Distributeur réplique que le calcul des frais d'administration à partir de la date d'échéance de la facture lui causerait des pertes de revenus. Il ajoute qu'il finance déjà la consommation d'un client pendant une période d'environ 60 jours avant de recevoir un paiement⁴¹¹.

[782] La Régie constate que Gaz Métro et Gazifère calculent leurs frais d'administration à partir de la date d'échéance de la facture plutôt qu'à partir de la date de facturation, comme le fait le Distributeur. Or, la Régie considère qu'il y a lieu d'établir une cohérence entre les pratiques des entreprises réglementées à cet égard.

[783] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de modifier, pour une mise en application au 1^{er} avril 2017, ses *Conditions de service d'électricité* afin que les frais d'administration sur les factures en retard de paiement soient calculés à partir de la date d'échéance de la facture plutôt qu'à partir de la date de facturation.

19. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ 2016-2017

19.1 OPTIONS D'AJUSTEMENT TARIFAIRE TENANT COMPTE DE LA VARIATION DES COÛTS

[784] Le Distributeur propose, pour l'année 2016-2017, une hausse tarifaire uniforme de 1,7 % pour tous les clients, à l'exception des clients industriels de grande puissance pour

⁴⁰⁹ Pièce C-UC-0008, p. 21 et 22.

⁴¹⁰ Pièce C-UC-0021, p. 12.

⁴¹¹ Pièce A-0062, p. 145 et 146.

lesquels l'ajustement est de 1,2 %, étant donné qu'ils ne sont pas visés par l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale.

[785] Comme pour les années précédentes, le Distributeur privilégie une hausse tarifaire uniforme à des hausses tarifaires différenciées reflétant la variation des coûts de desserte de chaque catégorie de consommateurs.

[786] Dans sa demande d'intervention, l'UC souligne⁴¹² qu'un ajustement reflétant la variation des coûts impliquerait un gel tarifaire pour la clientèle domestique.

[787] La Régie constate, pour la catégorie de consommateurs Grands industriels, que l'ajustement différencié reflétant la variation des coûts est plutôt de 6,3 %⁴¹³. Questionné à propos de la méthode employée pour la répartition des coûts de service et sur les résultats présentés à la pièce B-0046, le Distributeur affirme que la méthode de répartition de coût est toujours adéquate et qu'aucun nouvel élément de contexte ne justifie de la réviser en tout ou en partie. Il explique également :

« Ainsi, l'évolution des résultats de la méthode de répartition au cours des derniers dossiers tarifaires reflète notamment la part croissante des charges de fourniture postpatrimoniale dans les revenus requis totaux, puisque les efforts d'efficience tendent à stabiliser les charges de distribution et de services à la clientèle. Les critères de répartition de ces fonctions étant différents, les impacts ne sont pas les mêmes pour chaque catégorie de consommateurs.

Par ailleurs, lors de l'analyse de l'évolution des résultats de répartition, la diminution des volumes de consommation de la clientèle industrielle doit également être considérée, de même que les modifications ponctuelles des modalités de disposition des comptes de pass-on et de nivellement »⁴¹⁴.

[788] Appelé à commenter l'évolution du coût de service par kWh entre 2013 et 2016 des différentes catégories de consommateurs, le Distributeur indique que :

« L'évolution du coût de service doit être analysée à la lumière de l'effet de la croissance du volume de consommation, la catégorie Grands industriels ayant

⁴¹² Pièce C-UC-0002, p. 9.

⁴¹³ Pièce B-0046, tableau 8B, p. 15.

⁴¹⁴ Pièce B-0071, p. 4.

connu une baisse de sa consommation entre 2013 et 2016, à l'inverse de la catégorie Domestiques. Outre les éléments relatifs aux principes comptables ainsi qu'aux modifications des modalités de disposition des comptes, de façon générale, les coûts de distribution et de service à la clientèle ont diminué de 2013 à 2016. Cette diminution a eu un impact plus important sur la catégorie Domestiques compte tenu des différents facteurs de répartition. Elle s'explique notamment par les gains d'efficacité et par la diminution de la base de tarification et l'amortissement du PGEÉ.

Le Distributeur précise que les montants de la base de tarification et l'amortissement du compte de nivellement de l'année 2013 étaient positifs, puisqu'ils incluaient les soldes des années froides 2006, 2010 et 2011. Ces facteurs ont un impact non négligeable sur le coût de service et sur la répartition par catégories de consommateurs. Ce ne sont toutefois pas des éléments exceptionnels ou non récurrents »⁴¹⁵.

[789] Selon le Distributeur, le contexte du présent dossier, caractérisé notamment par la baisse des ventes et la détérioration de l'avantage concurrentiel du tarif L, milite en faveur d'une hausse uniforme. Soulignant que l'exercice de tarification implique un arbitrage de différents intérêts, il invoque particulièrement l'article 49, alinéa 6 de la Loi :

« Lorsqu'on parle des risques, ce sont évidemment des risques qu'une hausse différenciée pourrait faire porter sur certaines catégories de consommateurs, et là je parle évidemment de la catégorie industrielle, avec évidemment une diminution du caractère compétitif du tarif qui pourrait entraîner, comme on l'a constaté cette année, des... soit des pertes de volume ou encore, de manière plus évidente, des transferts à titre de contrats spéciaux.

Et ça, d'un point de vue de l'intérêt public, ce n'est pas de l'intérêt d'aucune catégorie de consommateurs parce qu'évidemment si on perd des volumes industriels, on perd des volumes qui contribuent à l'interfinancement du D. Donc il n'y a pas nécessairement de gagnant.

Mais, ça ne veut pas non plus dire que la Régie ne peut pas procéder à une hausse différenciée. Ce que ça veut dire par contre, ce n'est pas parce que l'indice a atteint un tel niveau que la Régie doit se sentir obligée de procéder à un ajustement différencié afin de maintenir ou même corriger l'interfinancement »⁴¹⁶.

⁴¹⁵ Pièce B-0099, p. 86 et 87.

⁴¹⁶ Pièce A-0060, p. 61.

[790] En audience, le Distributeur ajoute que la baisse des volumes au tarif L peut découler de décisions gouvernementales :

« Le gouvernement a exprimé son intention puis c'est public, là, ce que je vous dis là, de faire passer certains clients actuellement au tarif L, les faire passer à des contrats spéciaux, quelques clients bien ciblés »⁴¹⁷.

[791] Le Distributeur rappelle⁴¹⁸ que depuis le dossier R-3644-2007, et bien que la décision D-2007-12 à l'égard de l'interfinancement lui permet de proposer des ajustements tarifaires reflétant la variation des coûts, il a pris l'approche de « *proposer une hausse uniforme tout en laissant la Régie, après avoir entendu les intervenants, arbitrer cette question en fonction de l'ensemble des éléments au dossier* »⁴¹⁹.

[792] Le Distributeur ajoute que la Régie a statué, dans cette même décision D-2007-12, que « *[l]a balise établie en 2003 a certainement une pertinence en ce qui a trait au suivi de l'évolution du niveau d'interfinancement [...]. Il ne s'agit cependant pas d'un niveau d'interfinancement que la Régie est obligée de maintenir par la Loi [...]* »⁴²⁰.

[793] À l'égard de l'article 52.1 de la Loi, portant sur l'interfinancement, le Distributeur affirme :

« Donc en l'absence de la disposition de 52.1, la tendance normale aurait été de corriger l'interfinancement. Et ce que cette disposition vient faire, c'est qu'elle vient vous empêcher de le faire. Par contre, elle ne vous empêche pas de faire de la tarification »⁴²¹.

[794] En argumentation, le Distributeur souligne, entre autres, le passage suivant de la décision D-2007-12 affirmant :

« Lorsqu'elle fixera les tarifs du Distributeur, la Régie jugera du caractère juste et raisonnable des hausses tarifaires demandées en prenant en compte l'ensemble

⁴¹⁷ Pièce A-0038, p. 108 et 109.

⁴¹⁸ Pièce B-0076, p. 16.

⁴¹⁹ Dossier R-3644-2007, pièce B-1, HQD-12, document 1, p. 15.

⁴²⁰ Décision D-2007-12, p. 93.

⁴²¹ Pièce A-0060, p. 56.

des articles de la Loi qui s'appliquent dans ce cas, dont celui d'interfinancement en faveur de la clientèle domestique »⁴²². [le Distributeur souligne]

[795] En réponse à l'engagement n° 1 pris à la demande de l'UC, le Distributeur dépose la mise à jour du tableau 8B reflétant l'augmentation tarifaire proposée de 1,7 % à la suite de la mise à jour du Distributeur présentée lors de l'audience. Selon le tableau E-1 - *Calcul des ajustements différenciés et indices d'interfinancement* pour l'année témoin 2016, l'ajustement différencié reflétant la variation des coûts est de -0,2 % pour la catégorie des consommateurs domestiques, de 2,0 % aux tarifs généraux et de 7,0 % pour la catégorie Grands industriels⁴²³, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 56
AJUSTEMENTS TARIFAIRES UNIFORMES ET DIFFÉRENCIÉS

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial (D et L) et rééquilibrage des tarifs généraux			Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts		
	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement
Domestiques	1,7%	5 352,7	86,4	-0,2%	5 256,1	84,9
Généraux	1,7%	4 216,6	122,1	2,0%	4 231,6	122,5
Tarif G	1,7%	1 052,2	118,9	-0,7%	1 027,2	116,1
Tarif M	1,7%	2 646,1	127,8	3,0%	2 680,2	129,5
Tarif LG	1,7%	518,3	104,0	2,9%	524,2	105,2
Grands industriels	1,0%	1 379,4	106,9	7,0%	1 461,1	112,1
		10 948,8	100,0		10 948,8	100,0

Source : Pièce B-0136, p. 4.

[796] L'AQCIE-CIFQ appuie la proposition de hausse uniforme du Distributeur. Il note que plusieurs facteurs rendent inopportune une hausse différenciée sur la base des coûts de cette année, dont la baisse des volumes au tarif L, les deux hivers très froids subis par la clientèle québécoise, les changements de modalités aux comptes de *pass-on* et de nivellement pour aléas climatiques, le passage aux PCGR des États-Unis, qui a eu des conséquences à plusieurs égards, et la détérioration des avantages concurrentiels du tarif L⁴²⁴.

⁴²² Pièce B-0158, p. 14.

⁴²³ Pièce B-0136, p. 4.

⁴²⁴ Pièce A-0049, p. 57 et 58.

[797] Considérant que la comparaison des hausses tarifaires annuelles appliquées et des hausses selon la variation des coûts entre 2011 et 2016 présente une tendance sur une période trop courte, l'AQCIE-CIFQ suggère d'examiner plutôt les années 2008-2015. Selon cet exercice, les hausses appliquées depuis 2008 ont été inférieures de 1,29 % aux variations de coûts aux tarifs domestiques, alors qu'elles étaient égales (0,01 % d'écart) aux tarifs Grands industriels⁴²⁵.

[798] L'AQCIE-CIFQ suggère que l'écart cumulatif calculé en dollar a toujours été négatif pour les tarifs domestiques et toujours positif pour les tarifs Grande puissance :

« Cette tendance serait inversée pour la première fois en 2016 dans le cas où l'augmentation serait différenciée sur la seule base de la répartition des coûts telle qu'appliquée par le Distributeur »⁴²⁶.

[799] Selon l'intervenant, l'impact des deux derniers hivers exceptionnellement froids doit être pris en compte :

« Un examen du dossier actuel montre que les clients du tarif L se voient attribuer une valeur de 84,9 M\$ (B-0046, tableau 9B, p. 17) de la valeur totale de 375,5 M\$ des comptes de pass-on 2013, 2014 et 2015, ce qui correspond à plus de 6 % de leurs coûts.

[...]

Le FU des clients du tarif L est globalement de plus de 90 %, ce qui indique que les aléas de température n'ont pas beaucoup d'impact sur leur consommation.

[...]

La question est d'autant plus pertinente que les clients du tarif L ne bénéficient d'aucun crédit du compte de nivellement pour aléas climatiques [...] »⁴²⁷.

⁴²⁵ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0012, p. 2.

⁴²⁶ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0012, p. 4.

⁴²⁷ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0012, p. 5.

[800] L'AQCIE-CIFQ fait également remarquer que la mise à jour de l'avantage concurrentiel des tarifs au Québec par rapport aux autres tarifs en Amérique du Nord présentée par le Distributeur montre une amélioration de l'avantage concurrentiel pour les clientèles Domestiques, Petite puissance et Moyenne puissance, mais une détérioration pour la clientèle Grande puissance depuis 2013.

[801] Questionnée par la Régie sur les hausses différenciées en fonction de la variation des coûts, la FCEI affirme :

« [...] une des choses qui est une constante à la FCEI c'est le désir de corriger l'interfinancement.

Et donc, si d'appliquer des hausses différenciées en fonction de la causalité des coûts systématiquement implique qu'on gèle l'interfinancement, c'est sûr que c'est difficile d'être complètement d'accord avec ça »⁴²⁸.

[802] OC note qu'au cours des deux derniers dossiers tarifaires, les hausses aux tarifs domestiques ont été supérieures à celles qui auraient prévalu sous des ajustements différenciés en fonction de l'allocation des coûts⁴²⁹.

[803] OC souligne que, dans le cadre du présent dossier, l'augmentation uniforme des tarifs ferait passer l'indice d'interfinancement de 84,9 à 86,5.

[804] Selon OC :

« [u]n ajustement différencié selon l'allocation des coûts pour l'année témoin 2016 amènerait d'importantes augmentations tarifaires pour certains clients, dont les Grands industriels (6,3 %). Tel que l'indique le Distributeur, cela pourrait aller à l'encontre de la stabilité tarifaire recherchée par la Régie. Toutefois, le Distributeur a présenté à la demande de la Régie certains scénarios d'ajustement partiellement différenciés qui permettent d'éviter des chocs tarifaires trop importants tout en étant plus équitable pour la clientèle domestique » [notes de bas de page omises]⁴³⁰.

⁴²⁸ Pièce A-0055, p. 162.

⁴²⁹ Pièce C-OC-0007, p. 11.

⁴³⁰ Pièce C-OC-0007, p. 13.

[805] Notant que « [I]’impact des ajustements tarifaires varieront selon les décisions que prendra la Régie dans le présent dossier », OC conclut :

« Advenant qu’un écart important subsiste entre les ajustements uniformes et différenciés, OC recommande à la Régie de poursuivre une stratégie tarifaire qui serait partiellement différenciée selon la variation des coûts pour l’année témoin 2016 »⁴³¹.

[806] En argumentation, SÉ-AQLPA se prononce en faveur d’une hausse uniforme entre les catégories tarifaires.

[807] L’UC note que « selon la proposition du Distributeur, la clientèle résidentielle se voit attribuer une hausse plus importante que celle reflétant la variation de ses coûts, et conséquemment l’indice d’interfinancement se détériore en sa défaveur, passant de 84,9 % (ajustement en fonction des coûts) à 86,5 % »⁴³².

[808] Selon l’UC, la proposition du Distributeur est en contradiction avec le principe de causalité des coûts et déroge au principe d’interfinancement et au pacte social entourant la réglementation de l’électricité au Québec⁴³³.

[809] L’UC rappelle que, dans sa décision D-2003-93, la Régie suggérait d’évaluer l’atténuation de l’interfinancement à l’aide de balises les plus objectives possibles. Elle souligne que l’élaboration et le calcul de ces balises ont été approuvés par la Régie dans sa décision D-2006-34.

[810] L’UC souligne que la Régie a également mentionné que le principe de causalité des coûts doit coexister avec celui de l’interfinancement :

« Il n’y a donc pas lieu de donner priorité à un principe plutôt qu’à un autre. Au contraire, comme le ratio d’interfinancement met en relation les revenus et les coûts alloués à chaque catégorie, il est primordial d’établir d’abord précisément, en respectant le principe de causalité, quels sont les coûts attribuables à chaque catégorie »⁴³⁴.

⁴³¹ Pièce C-OC-0007, p. 13.

⁴³² Pièce C-UC-0008, p. 23.

⁴³³ *Ibid.*

⁴³⁴ Décision D-2006-34, p. 64.

[811] La coexistence de ces deux principes se traduit par la possibilité d'imposer des hausses tarifaires différenciées par catégorie de consommateurs, poursuit l'UC, en ajoutant :

« Cependant avant de modifier ou d'augmenter les tarifs de la catégorie bénéficiant de l'interfinancement, la Régie doit s'assurer qu'il y a un lien réel avec l'augmentation des coûts de cette catégorie tarifaire »⁴³⁵.

[812] L'UC s'appuie sur deux passages de la décision D-2007-12 qui énoncent :

« Ainsi, lors d'une demande visant la modification des tarifs, la seule contrainte imposée, tant au Distributeur qu'à la Régie, est de s'assurer que la modification ou l'augmentation des tarifs de la catégorie bénéficiant de l'interfinancement ait une relation causale avec l'augmentation des coûts de desserte correspondants, qui peut tenir à différentes choses : une nouvelle approche en ce qui a trait à la répartition des coûts, une croissance des coûts variables en fonction de l'accroissement du volume des services rendus à cette catégorie ou l'effet contraire, une augmentation due à la répartition des coûts fixes de desserte de cette catégorie sur un moindre volume de services ou d'électricité, etc. »⁴³⁶.

« Conséquemment, le Distributeur devra faire la preuve, chaque fois qu'il demande une modification des tarifs d'une catégorie de consommateurs que l'ajustement est en relation causale avec la variation des coûts de desserte de cette catégorie »⁴³⁷.

[813] L'UC en conclut que la coexistence de ces deux principes devrait avoir une implication très simple :

« [L]a classe tarifaire bénéficiant de l'interfinancement ne devrait jamais avoir une hausse tarifaire plus élevée que celle qui surviendrait selon la variation des coûts.

⁴³⁵ Pièce C-UC-0008, p. 29.

⁴³⁶ Décision D-2007-12, p. 92 et 93.

⁴³⁷ Décision D-2007-12, p. 94.

Autrement, la hausse tarifaire pour la clientèle bénéficiant de l'interfinancement ne respecterait pas la causalité des coûts, et irait à l'encontre du principe d'interfinancement, en inversant les rôles établis et les clientèles bénéficiaires et contributives.

Ainsi, la classe tarifaire bénéficiant de l'interfinancement doit toujours obtenir une hausse tarifaire égale ou inférieure à celle qui serait donnée selon la variation des coûts »⁴³⁸.

[814] En conséquence, l'UC recommande à la Régie de prendre acte de la détérioration tendancielle de l'interfinancement, sans qu'il n'y ait eu de causalité correspondante dans la croissance des coûts, et d'établir une stratégie visant à corriger cette détérioration de l'interfinancement.

[815] Selon l'UC, une baisse tarifaire de 0,2 % est la seule alternative qui permette de respecter les principes réglementaires de causalité des coûts et la règle relative à l'interfinancement de l'article 52.1 de la Loi et les décisions de la Régie sur ce sujet⁴³⁹.

Opinion de la Régie

[816] La Régie a été appelée à se prononcer, à plusieurs reprises, sur l'interfinancement et sur la pertinence d'ajustements tarifaires reflétant la variation des coûts de desserte, notamment dans ses décisions D-2003-93, D-2006-34 et D-2007-12.

[817] Au sujet de l'article 52.1 de la Loi stipulant que les tarifs de distribution ne pourront être modifiés afin d'atténuer l'interfinancement, la décision D-2003-93 en reconnaît l'importance :

« L'objet de la Loi est la régulation économique, entre autres de la distribution d'électricité, en vue de fixer des tarifs justes et raisonnables.

La Régie en vient donc à interpréter le quatrième alinéa de l'article 52.1 de façon à y voir une intention du législateur de vouloir imposer à la Régie une limitation dans l'exercice de ses pouvoirs énoncés dans les autres dispositions de la Loi. Toutefois, il faut comprendre que l'interfinancement est un concept dont la réalité

⁴³⁸ Pièce C-UC-0008, p. 29.

⁴³⁹ Pièce C-UC-0021, p. 18.

se modifie continuellement en fonction de l'évolution des volumes consommés par chaque catégorie tarifaire ainsi que des coûts qui y sont associés. Il faut donc interpréter cette disposition de façon à maintenir la fluidité de la réalité tout en respectant les principes généralement reconnus en matière de fixation des tarifs »⁴⁴⁰.

[818] Dans sa décision D-2006-34, la Régie a confirmé que le principe de causalité des coûts doit coexister avec celui de l'interfinancement :

« La Régie, tout comme les experts de FCEI/ASSQ, d'OC et de l'UC, ne partage pas l'avis du Distributeur voulant que l'article de la Loi portant sur l'interfinancement ait prédominance sur le reflet des coûts. Le principe de causalité s'applique lors de l'établissement de méthodes de répartition des coûts entre les différentes catégories de consommateurs, tandis que le principe de l'interfinancement s'apprécie particulièrement lorsque la Régie évalue le degré de respect de la balise de l'interfinancement et donc des hausses tarifaires applicables à chacun des tarifs. Elle considère nécessaire et souhaitable que ces principes coexistent pleinement.

Il n'y a donc pas lieu de donner priorité à un principe plutôt qu'à un autre. Au contraire, comme le ratio d'interfinancement met en relation les revenus et les coûts alloués à chaque catégorie, il est primordial d'établir d'abord précisément, en respectant le principe de causalité, quels sont les coûts attribuables à chaque catégorie »⁴⁴¹.

[819] Dans sa décision D-2006-34, la Régie avait anticipé que les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs pourraient ne pas évoluer uniformément, ce qui aurait des conséquences sur l'interfinancement :

« Jusqu'à présent, le maintien du niveau historique d'interfinancement dont bénéficient les consommateurs de la catégorie domestique et agricole n'a pas été problématique pour les raisons suivantes :

- *les coûts de desserte des catégories de consommateurs ont progressé de façon modérée et uniforme;*
- *les caractéristiques des catégories de consommateurs n'ont pas changé substantiellement;*

⁴⁴⁰ Décision D-2003-93, p. 181.

⁴⁴¹ Décision D-2006-34, p. 64.

- *les augmentations de tarifs demandées et accordées ont été appliquées uniformément aux différentes catégories de consommateurs.*

Or, les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs ne vont pas nécessairement continuer d'évoluer uniformément. Dans le contexte actuel de croissance importante des coûts marginaux de fourniture, les différences de caractéristiques de consommation entre les catégories pourraient accentuer les écarts de coûts qui leur sont alloués »⁴⁴².

[820] La Régie évoquait alors la nécessité d'éventuels arbitrages entre des objectifs et des principes divergents :

« Dans sa décision D-2003-93, la Régie reconnaissait que l'interfinancement est un état de fait dynamique, que des modifications importantes à l'environnement pourraient justifier de réviser la balise, que cette dernière ne devait pas empêcher la Régie d'appliquer les autres dispositions de la Loi, que le maintien de l'interfinancement autour d'une balise ne doit pas être trop rigide et qu'une application trop stricte de la balise serait inappropriée.

La Régie constate qu'elle pourrait, à moyen terme, être amenée à poursuivre des objectifs contradictoires : corriger les structures tarifaires afin d'établir des tarifs donnant le bon signal de prix; allouer les coûts conformément aux prescriptions de la Loi (article 52.2); fixer le niveau des tarifs en tenant compte de tous les coûts (articles 52.2, 49 (6) et 52.1); et, enfin, tenter de maintenir inchangé le niveau historique d'interfinancement entre les catégories de consommateurs » [notes de bas de page omises]⁴⁴³.

[821] À la demande de la Régie, les participants au dossier R-3610-2006 ont été invités à se prononcer sur l'interprétation à donner aux dispositions de la Loi à l'égard de l'interfinancement. Dans sa décision D-2007-12, la Régie a encadré la portée de l'article sur l'interfinancement et la notion de causalité des coûts.

[822] À l'égard de l'interfinancement, la Régie a précisé, dans sa décision D-2007-12, ce qui suit :

« 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

⁴⁴² Décision D-2006-34, p. 76.

⁴⁴³ Décision D-2006-34, p. 77.

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.

Ainsi, lors d'une demande visant la modification des tarifs, la seule contrainte imposée, tant au Distributeur qu'à la Régie, est de s'assurer que la modification ou l'augmentation des tarifs de la catégorie bénéficiant de l'interfinancement ait une relation causale avec l'augmentation des coûts de desserte correspondants, qui peut tenir à différentes choses : une nouvelle approche en ce qui a trait à la répartition des coûts, une croissance des coûts variables en fonction de l'accroissement du volume des services rendus à cette catégorie ou l'effet contraire, une augmentation due à la répartition des coûts fixes de desserte de cette catégorie sur un moindre volume de services ou d'électricité, etc.

La balise établie en 2003 a certainement une pertinence en ce qui a trait au suivi de l'évolution du niveau d'interfinancement et à l'exercice, par la Régie, de son pouvoir discrétionnaire d'établir des tarifs justes et raisonnables. Il ne s'agit cependant pas d'un niveau d'interfinancement que la Régie est obligée de maintenir par la Loi, contrairement à ce que prétendent certains intervenants.

Si tel avait été le cas, le législateur l'aurait dit clairement, en prévoyant, dans la Loi, un niveau précis d'interfinancement ou, comme le souligne un intervenant, en écrivant le texte de l'article 52.1 différemment afin de donner à la Régie la discrétion de le déterminer par règlement ou autrement » [note de bas de page omise]⁴⁴⁴. [nous soulignons]

⁴⁴⁴ Décision D-2007-12, p. 92 et 93.

[823] La Régie conclut que, dans certaines circonstances, des ajustements tarifaires différenciés selon la variation des coûts pourraient être considérés :

« La Régie réitère qu'elle vise à s'assurer, par le biais des tarifs, de la vérité des coûts et de l'équité entre les catégories de consommateurs. Dans le contexte où les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs n'évolueraient pas uniformément, la Régie n'est pas empêchée de procéder à des ajustements tarifaires différenciés d'une catégorie de consommateurs à l'autre. Interpréter la Loi autrement priverait de ses effets plusieurs de ses dispositions, et ce ne serait pas sain des points de vue de l'équité, de la rigueur économique ou environnementale, autant d'éléments dont la Régie doit tenir compte en exerçant ses pouvoirs « dans une perspective de développement durable ».

Conséquemment, le Distributeur devra faire la preuve, chaque fois qu'il demande une modification des tarifs d'une catégorie de consommateurs que l'ajustement est en relation causale avec la variation des coûts de desserte de cette catégorie.

À compter de la demande tarifaire 2008, le Distributeur pourra proposer des ajustements tarifaires différenciés par catégorie de consommateurs, chacun d'eux reflétant l'évolution des coûts attribuables à la catégorie correspondante.

Lorsqu'elle fixera les tarifs du Distributeur, la Régie jugera du caractère juste et raisonnable des hausses tarifaires demandées en prenant en compte l'ensemble des articles de la Loi qui s'appliquent dans ce cas, dont celui d'interfinancement en faveur de la clientèle domestique » [notes de bas de page omises]⁴⁴⁵. [nous soulignons]

[824] Sur la base de la preuve déposée au présent dossier⁴⁴⁶, la relation causale entre la modification proposée des tarifs de la catégorie bénéficiant de l'interfinancement et l'évolution des coûts de desserte correspondants n'a pas été démontrée. L'absence de cette relation causale pourrait justifier un ajustement de tarif différencié, à la lumière de la décision D-2007-12.

⁴⁴⁵ Décision D-2007-12, p. 93 et 94.

⁴⁴⁶ Pièce B-0046, tableau 8B, p. 15 et pièce B-0136, p. 4.

[825] La part croissante des charges de fourniture postpatrimoniale affecte davantage la catégorie des Grands industriels, en raison de la part relative plus grande des coûts de fourniture pour cette catégorie par rapport à la catégorie de consommateurs domestiques. La réduction des charges de distribution et de service à la clientèle bénéficie davantage à la clientèle domestique, puisqu'elle représente une part plus grande de son coût total de prestation. Ces impacts pourraient être mieux reflétés dans les tarifs des différentes catégories.

[826] La Régie veut s'assurer, par le biais des tarifs, de l'équité entre les catégories de consommateurs et de la vérité des coûts. Par conséquent, l'application de hausses différenciées peut être justifiée pour refléter l'évolution annuelle des coûts attribuables à chacune des catégories de consommateurs.

[827] La Régie constate que l'application de hausses différenciées cette année conduirait à une importante hausse tarifaire pour la catégorie de consommateurs Grands industriels. Elle note également qu'un ensemble de facteurs, certains de nature permanente, d'autres de nature temporaire, explique la forte augmentation des coûts de desserte de cette clientèle.

[828] Parmi les facteurs de nature temporaire, la Régie note l'impact sur le compte de *pass-on* des deux hivers exceptionnellement rigoureux qui ont contribué à hausser les coûts de fourniture au tarif L. Il s'agit d'un impact d'autant plus important que cette hausse des coûts de fourniture n'est aucunement compensée par un apport du compte de nivellement pour aléas climatiques. Ce constat doit être pris en compte à la lumière du critère de stabilité tarifaire.

[829] Depuis la décision D-2007-12, le Distributeur n'a pas proposé d'ajustements tarifaires différenciés et la Régie n'a pas approuvé d'ajustements différenciés selon la variation des coûts. Cela ne signifie pas pour autant que la causalité des coûts n'a pas été au cœur des décisions de la Régie.

[830] La Régie constate qu'avec des ajustements tarifaires uniformes, certaines années, les hausses ou les baisses tarifaires approuvées ont parfois été supérieures et parfois inférieures aux ajustements reflétant les variations des coûts pour la catégorie des consommateurs domestiques. Toutefois, sur l'ensemble de la période 2008 à 2015, les hausses approuvées ont été légèrement inférieures aux hausses qui auraient été requises, afin de refléter la variation des coûts de la catégorie de consommateurs domestiques.

[831] Pour la catégorie de consommateurs Grands industriels, les hausses approuvées pour l'ensemble de la période 2008 à 2015 correspondent approximativement aux ajustements tarifaires reflétant la variation de leurs coûts de desserte.

[832] Compte tenu du contexte propre à chaque dossier tarifaire présenté par le Distributeur, la Régie est appelée à arbitrer entre différentes dispositions de la Loi et divers principes, tels le signal de prix et la stabilité tarifaire. À la lumière de l'article 49, alinéa 6, de la Loi, stipulant que la Régie doit, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, tenir compte des coûts de service et des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs, elle doit également tenir compte des impacts tarifaires pour chaque catégorie de consommateurs ainsi que des conséquences propres à chacun des scénarios de hausses tarifaires.

[833] Considérant la détérioration de l'avantage concurrentiel du tarif L depuis 2013 par opposition à l'amélioration pour les tarifs domestiques, petite et moyenne puissance et considérant le déclin notable des volumes d'électricité vendus au tarif L, lequel est accentué par le passage de certains clients aux contrats spéciaux, la Régie estime que le contexte économique actuel ne favorise pas l'application de hausses tarifaires différenciées. Ces éléments de contexte constituent autant de facteurs de risque, non seulement pour la catégorie de consommateurs Grands industriels au tarif L mais également pour le Distributeur et la clientèle domestique, puisque cette dernière perd une source d'interfinancement lorsque les ventes au tarif L diminuent.

[834] Pour l'ensemble de ces motifs, notamment le critère de stabilité tarifaire, et compte tenu que les autres éléments de la présente décision réduisent la hausse tarifaire pour la catégorie de consommateurs domestiques, la Régie autorise le Distributeur à appliquer une hausse uniforme des tarifs pour l'année 2016-2017.

19.2 TARIFS DOMESTIQUES

[835] Les tarifs domestiques sont constitués des tarifs D, DM et DT. Pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2014, le Distributeur comptait environ 3,63 millions de clients abonnés aux tarifs domestiques⁴⁴⁷.

⁴⁴⁷ Pièce B-0051, p. 38.

[836] Le tarif D sert de base aux autres tarifs domestiques. Il s'applique à un abonnement pour lequel l'électricité est utilisée à des fins d'habitation ou livrée à une exploitation agricole. Le tarif DM s'applique aux immeubles d'habitation lorsque le mesurage est collectif.

Stratégie tarifaire pour 2016-2017

[837] Dans le contexte de la démarche de consultation portant sur la stratégie relative aux tarifs domestiques, le Distributeur propose, pour l'année 2016-2017, de ne pas reconduire la stratégie tarifaire appliquée au cours des années précédentes, soit de hausser deux fois plus le tarif de la 2^e tranche, mais de plutôt opter pour une hausse uniforme de chacune des composantes des tarifs domestiques.

[838] Selon le Distributeur, une « *hausse tarifaire uniforme au 1^{er} avril 2016 de chacune des composantes des tarifs domestiques (D, DM et DT), neutre sur la structure et sur les clients, apparaît une avenue plus appropriée au présent contexte, équilibrée et équitable pour la clientèle* » [note de bas de page omise]⁴⁴⁸.

[839] Le Distributeur soumet, en argumentation, qu'il est nécessaire de tenir compte des impacts cumulés de la hausse différenciée entre les deux tranches d'énergie ainsi que « *le risque concurrentiel auquel fait face le Distributeur, soit celui de perdre une partie du marché de la chauffe résidentielle au profit du gaz naturel* »⁴⁴⁹.

[840] En audience, le Distributeur affirme que pendant des années, le prix du gaz naturel était plus cher que l'électricité pour le chauffage :

*« Cette année, on vient d'atteindre le point d'équilibre. Si on continue à augmenter le prix de la deuxième tranche, on vient dire à Gaz Métro, venez chercher le chauffage »*⁴⁵⁰.

⁴⁴⁸ Pièce B-0051, p. 6.

⁴⁴⁹ Pièce B-0158, p. 16.

⁴⁵⁰ Pièce A-0049, p. 99.

[841] L'ACEFQ produit une analyse des impacts d'une hausse uniforme par opposition à une hausse selon la stratégie actuelle pour les très petits consommateurs, les petits consommateurs, le consommateur moyen, les grands consommateurs et les très grands consommateurs. Elle démontre que, par rapport à la stratégie actuelle, une hausse uniforme favorise les grands et les très grands consommateurs et produit des impacts contraires chez les petits consommateurs⁴⁵¹.

[842] L'ACEFQ recommande que la Régie maintienne la stratégie actuelle aux fins de l'établissement des tarifs domestiques de l'année tarifaire 2016-2017.

[843] À l'égard des hausses différenciées des tranches d'énergie, le GRAME se dit en faveur d'une croissance de la différenciation entre le prix de la 1^{re} tranche et de la 2^e tranche. Toutefois, dans le présent dossier, l'intervenant appuie la hausse tarifaire uniforme des composantes des tarifs domestiques pour 2016, considérant l'amélioration du signal de prix pour la consommation en 2^e tranche depuis 2005 et l'importance de maintenir le signal de prix en 1^{re} tranche⁴⁵².

[844] OC est plutôt favorable à la reconduction de la stratégie tarifaire actuelle pour la fixation des tarifs de l'année 2016, puisque, selon elle, les objectifs de la stratégie tarifaire actuelle demeurent pertinents⁴⁵³.

[845] Le RNCREQ ne considère pas que la stratégie tarifaire appliquée depuis 2006 a atteint son objectif, puisqu'il existe toujours un écart important entre le prix de la 2^e tranche et les coûts évités⁴⁵⁴.

[846] En argumentation, SÉ-AQLPA appuie la proposition du Distributeur, mais affirme qu'en principe, le maintien de la stratégie actuelle pour les années ultérieures demeure toujours valable et très pertinent⁴⁵⁵.

[847] L'UC appuie la demande du Distributeur.

⁴⁵¹ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 85.

⁴⁵² Pièce C-GRAME-0010, p. 16 et 22.

⁴⁵³ Pièce C-OC-0007, p. 23.

⁴⁵⁴ Pièce C-RNCREQ-0014, p. 9.

⁴⁵⁵ Pièce C-SÉ-AQLPA-0018, p. 57.

Opinion de la Régie

[848] La Régie remarque que l'application depuis 2006 de la stratégie tarifaire actuelle n'a pas permis d'atteindre un des objectifs fixés, en l'occurrence que le prix de la 2^e tranche se rapproche davantage du coût évité de long terme du chauffage. Plutôt que de diminuer, l'écart entre le prix de la 2^e tranche d'énergie et le coût évité de long terme en énergie et puissance pour le chauffage est passé de 1,95 ¢/kWh en 2005 à 7,46 ¢/kWh en 2015.

[849] La Régie ne considère pas comme une menace immédiate le risque évoqué par le Distributeur de perdre une partie du marché de la chauffe résidentielle au profit du gaz naturel. Tel qu'indiqué au dossier⁴⁵⁶, le coût du chauffage au gaz naturel au cours de l'hiver 2014-2015 était de 10,53 ¢/kWh-équivalent lorsque l'on inclut les coûts d'acquisition et d'entretien des équipements, c'est-à-dire bien au-dessus du prix de la 2^e tranche d'énergie à 8,60 ¢/kWh en 2015.

[850] De plus, outre les coûts, d'autres facteurs peuvent influencer le choix d'un client entre l'électricité et le gaz naturel comme source de chauffage, soit la perception du produit, la disponibilité du réseau gazier, la facilité pour effectuer les travaux et la volatilité du prix de la molécule, entre autres.

[851] Le Distributeur suggère d'ailleurs, parmi ses propositions au sujet de la nouvelle stratégie relative aux tarifs domestiques à appliquer l'an prochain, de poursuivre, voire même d'intensifier⁴⁵⁷ l'amélioration du signal de prix au tarif D1, dans la mesure où un tarif D2 serait créé (voir la section 20). Quant aux clients facturés pour la puissance, le Distributeur confirme que l'utilisation de la prime de puissance comme 3^e tranche demeure toujours appropriée, que les arguments et les objectifs avancés au dossier R-3644-2007 demeurent pertinents et que la prime de puissance devrait tendre graduellement vers le coût évité de la puissance de long terme pour le chauffage des locaux, qui est de 5,85 ¢/kWh en 2024⁴⁵⁸.

⁴⁵⁶ Pièce B-0071, séance de travail, phase 1 : tarifs domestiques – 1^{re} rencontre du 30 avril 2015, p. 36.

⁴⁵⁷ Pièce B-0071, p. 17.

⁴⁵⁸ Pièce B-0076, p. 27.

[852] La Régie considère que le Distributeur n'a pas démontré de façon convaincante que la stratégie actuelle avait atteint ses limites et devait être suspendue immédiatement.

[853] **La Régie rejette donc la proposition d'une hausse uniforme des composantes des tarifs domestiques et demande au Distributeur de poursuivre, pour les tarifs D et DM, pour l'exercice 2016-2017, la stratégie qu'elle a approuvée dans sa décision D-2008-024 et reconfirmée dans sa décision D-2009-016. Toutefois, pour le tarif DT, la Régie demande au Distributeur d'appliquer une hausse uniforme du prix des deux tranches d'énergie. Les ajustements autorisés au 1^{er} avril 2016 sont donc 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 2^e tranche d'énergie que sur le prix de la 1^{re} tranche;
- pour le tarif DT, appliquer une hausse uniforme du prix des tranches d'énergie en période de pointe et hors-pointe, afin de tenir compte des récentes baisses du prix du mazout;
- un gel de la prime de puissance en hiver et une augmentation de la prime de puissance en été.

[854] **Avant de suspendre la stratégie de hausse différenciée entre les deux tranches d'énergie ou d'en fixer les limites, la Régie demande au Distributeur, le cas échéant, de déposer, lors d'une prochaine demande tarifaire, une analyse de la position concurrentielle de l'électricité et du gaz naturel comme source de chauffage, incluant une analyse de la rentabilité des ventes marginales d'électricité pour le marché de la chauffe résidentielle ainsi qu'une analyse de sensibilité démontrant les effets négatifs de la perte éventuelle d'une portion du marché de la chauffe résidentielle.**

19.3 TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL

[855] Le tarif de petite puissance (G), celui de moyenne puissance (M) et celui de grande puissance (LG) composent les tarifs généraux. Le tarif L est celui applicable à la grande industrie.

[856] Le tarif G, de type dégressif, s'applique à l'abonnement de petite puissance dont la puissance à facturer minimale (PFM) est inférieure à 65 kW.

[857] 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.

[858] 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.

[859] 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.

[860] Quant à la stratégie relative aux tarifs généraux et industriel, la proposition du Distributeur est en continuité avec celle de l'année dernière. Les ajustements qu'il propose aux tarifs généraux pour le 1^{er} avril 2016 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 2^e tranche d'énergie au tarif G;
- une hausse du prix de l'énergie des deux tranches du tarif M du même ordre de grandeur afin de préserver la dégressivité des prix⁴⁵⁹.

⁴⁵⁹ Pièce B-0051, p. 7.

[861] Considérant la réflexion sur les tarifs généraux et industriel déjà prévue, le Distributeur propose de reconduire la stratégie de rééquilibrage appliquée au 1^{er} avril 2015, qui se limite uniquement aux revenus additionnels associés à l'introduction graduelle du mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG.

[862] La Régie considère qu'il est important de poursuivre le rééquilibrage des tarifs généraux afin d'alléger la pression sur les PME au tarif M. Tel que démontré en preuve, l'avantage compétitif des tarifs au Québec par rapport aux autres tarifs en Amérique du Nord est toujours le plus faible au tarif M, à 29 %, contre 55 % au tarif G et 66 % au tarif LG⁴⁶⁰.

[863] La Régie considère que les propositions du Distributeur sont raisonnables, en ce qu'elles concilient les objectifs de la réforme des tarifs et les préoccupations économiques évoquées par le Distributeur.

[864] La Régie approuve les ajustements que propose le Distributeur aux tarifs généraux et industriel et lui demande d'appliquer la hausse de tarif découlant de la présente décision.

19.4 ESSAIS D'ÉQUIPEMENTS

[865] Le Distributeur propose une modification de la section 6 du chapitre 4 des Tarifs afin d'étendre aux clients de moyenne puissance les modalités relatives aux essais d'équipements actuellement offertes aux clients de grande puissance⁴⁶¹. Les modalités d'application présentent toutefois quelques différences par rapport à celles des clients de grande puissance.

« 4.38 Facture du client

La facture du client pour chaque période de consommation visée est établie comme suit :

⁴⁶⁰ Pièce B-0071, p. 38.

⁴⁶¹ Pièce B-0053, articles 4.37 à 4.39, p. 57 et 58.

- a) *on calcule un premier montant en appliquant les prix en vigueur du tarif M ou du tarif G-9, selon le cas, à la puissance à facturer la plus élevée des 12 dernières périodes de consommation qui précèdent l'application des modalités relatives aux essais d'équipements ainsi qu'à l'énergie consommée pendant la période de consommation visée, compte tenu, s'il y a lieu, des crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension et du rajustement pour pertes de transformation décrits aux articles 10.2 et 10.4;*
- b) *on calcule un deuxième montant en déterminant l'écart positif, le cas échéant, entre l'énergie consommée pendant la période de consommation visée et l'énergie consommée pendant la période de consommation au cours de laquelle a été enregistrée la puissance à facturer retenue en vertu de l'alinéa a), rajustée au prorata du nombre de jours de la période de consommation visée, et en multipliant le résultat par :*
10,00 ¢ le kilowattheure;
- c) *on additionne les résultats obtenus aux sous-alinéas a) et b) »⁴⁶². [nous soulignons]*

« 5.53 *Facture du client*

À la fin de chaque période de consommation, le client doit confirmer les dates et les heures réelles de début et de fin de la ou des périodes d'essai. Après approbation de ces heures, Hydro-Québec établit la facture du client pour la période de consommation comme suit :

- a) *un premier montant est calculé comme suit : en appliquant les prix en vigueur du tarif L ou du tarif LG, selon le cas, à la puissance à facturer enregistrée en dehors de la ou des périodes d'essai ainsi qu'à l'énergie consommée pendant la période de consommation visée, compte tenu, s'il y a lieu, des crédits d'alimentation en moyenne ou en haute tension et du rajustement pour pertes de transformation décrits aux articles 10.2 et 10.4;*
- b) *on calcule un deuxième montant en faisant le total des excédents de la puissance réelle sur la puissance à facturer établie conformément au sous-alinéa a) pour chaque période d'intégration de 15 minutes des heures réelles de la ou des périodes d'essai et en multipliant le résultat par :*

10,00 \$ le kilowattheure.

⁴⁶² Pièce B-0053, article 4.38, p. 57 et 58.

c) *on additionne les résultats obtenus aux sous-alinéas a) et b) »⁴⁶³.
[nous soulignons]*

[866] Le Distributeur explique que :

« [p]our la clientèle de grande puissance, un profil horaire est disponible pour chaque période de consommation et est utilisé aux fins de facturation, ce qui permet de l'utiliser également pour l'application des modalités relatives aux essais d'équipements.

Quant aux clients de moyenne puissance, la facturation est faite à partir de registres qui compilent les données de consommation nécessaires. Afin de simplifier et de limiter les ressources associées à la facturation des modalités relatives aux essais d'équipements, le Distributeur a adapté les modalités de façon à maintenir la facturation sur la base des registres.

Pour l'application d'options tarifaires pour la clientèle de masse, le Distributeur privilégie la simplicité d'application et les opérations automatisées »⁴⁶⁴. [nous soulignons]

[867] La FCEI considère que les modalités offertes aux clients de moyenne puissance sont considérablement moins avantageuses que celles offertes aux clients du tarif L en ce qui a trait à la puissance de référence qui est égale à la puissance maximale des 12 derniers mois. L'intervenante considère que cela pourrait inciter des abonnés à se prévaloir de l'option lors de la pointe. Elle prend note des contraintes techniques soulevées par le Distributeur relativement aux registres de facturation⁴⁶⁵, mais préfère que l'option soit semblable à celle offerte aux clients de grande puissance. La FCEI considère que la puissance de référence devrait être celle du mois correspondant de l'année précédente⁴⁶⁶.

[868] Selon la Régie, le but de la proposition est de permettre aux clients d'effectuer des essais d'équipements dans un procédé non encore optimisé, tout en limitant l'impact, sur la facture du client, de l'excédent de puissance appelée pendant les essais. L'esprit et l'objectif de cette option est d'éviter une surfacturation en puissance dans les 12 mois

⁴⁶³ Pièce B-0053, article 5.53, p. 100 et 101.

⁴⁶⁴ Pièce B-0076, p. 33.

⁴⁶⁵ Pièce C-FCEI-0015, p. 23.

⁴⁶⁶ Pièce C-FCEI-0024, p. 7.

suivant de tels essais. Pendant la période d'essais, la prime de puissance additionnelle est remplacée par un prix du kWh plus élevé qui tient compte des coûts de fourniture de la puissance et qui est appliqué sur la consommation d'énergie additionnelle causée par les essais.

[869] Le Distributeur précise :

« qu'il entend maintenir la facturation des clients de moyenne puissance à partir de registres même si les compteurs de nouvelle génération permettront éventuellement de disposer des profils des clients aux 15 minutes. Puisque les modalités relatives aux essais d'équipements ne s'appliqueront que pour un délai allant de une à trois périodes de consommation, la facturation sur la base des profils aux 15 minutes serait inutilement complexe et coûteuse en regard de l'objectif poursuivi et de la durée de l'adhésion prévue. C'est pourquoi les modalités tarifaires ont été conçues afin de s'adapter aux procédures de facturation actuelles, ce qui en facilite l'application tout en limitant le traitement manuel »⁴⁶⁷.

[870] Il ajoute que le mécanisme qu'il propose à une clientèle pouvant consommer aussi peu que 50 kW doit être plus simple qu'avec la clientèle industrielle avec laquelle des calculs complexes de scénarios d'options de facturation peuvent être évalués. Il précise de plus que le mécanisme proposé a fait l'objet de discussions lors de rencontres avec la FCEI, à la suite des besoins exprimés par la clientèle⁴⁶⁸.

[871] La Régie constate qu'il y a 142 abonnés au tarif L, alors qu'il y a 28 175 abonnés au tarif M, dont 3 823 industriels⁴⁶⁹. La formule d'option tarifaire dont peuvent se prévaloir quelques dizaines de clients grande puissance par année, qui exige des traitements manuels, ne pourrait pas s'appliquer, de façon pratique, au plus grand nombre de clients de moyenne puissance qui pourraient s'en prévaloir. La Régie note également le besoin du Distributeur pour une option qui puisse être calculée de façon simple et être appliquée de façon automatique.

⁴⁶⁷ Pièce B-0092, p. 3.

⁴⁶⁸ Pièce A-0049, p. 70.

⁴⁶⁹ Pièce B-0051, p. 39, tableau A-10.

[872] Selon la Régie, la proposition de la FCEI, plus avantageuse pour la clientèle au tarif M que celle proposée par le Distributeur⁴⁷⁰, demanderait des analyses de cas plus approfondies. En effet, à la différence d'un procédé industriel en continu, il semble difficile d'utiliser comme référence une période équivalente de l'année précédente, car le profil de consommation d'un client au tarif M, qui peut avoir des charges de chauffage électrique, peut changer d'une année à l'autre ou dépendre de variables climatiques très différentes d'une année à l'autre. L'option tarifaire appliquée à un client qui procéderait à des essais ne peut avoir pour résultat une facture qui serait moins élevée que le montant qui aurait été dû en l'absence de ces essais, notamment en fonction de la puissance minimale à facturer qui peut avoir été causée par le chauffage électrique.

[873] La Régie considère que la FCEI n'a pas fait une démonstration suffisamment probante à l'effet que l'option tarifaire pour essais d'équipements proposée par le Distributeur serait inéquitable pour la clientèle au tarif M.

[874] Par ailleurs, la structure des tarifs généraux fera prochainement l'objet d'une révision et les représentants de la clientèle moyenne puissance pourront, au besoin, revenir sur cet enjeu.

[875] Considérant les éléments qui précèdent, la Régie approuve l'option pour essais d'équipements proposée par le Distributeur à la clientèle du tarif M.

19.5 TARIF GD

[876] Le tarif GD s'applique à l'abonnement annuel de moyenne puissance détenu par un producteur autonome. Le Distributeur affirme que certains producteurs optent plutôt pour le tarif G à titre de service de dépannage pour leur charge de base lorsqu'elle est inférieure ou égale à 50 kW⁴⁷¹.

⁴⁷⁰ Pièce A-0055, p. 163 et 164.

⁴⁷¹ Pièce B-0051, p. 12.

[877] Dans sa décision D-2010-022, la Régie a approuvé le retrait de la facturation de la puissance apparente au tarif GD, puisque le compteur peut enregistrer des appels de puissance apparente qui ne sont pas liés à la consommation des services auxiliaires, mais plutôt à la production d'électricité par le producteur autonome.

[878] Au 1^{er} avril 2015, le Distributeur a étendu la facturation des kilovoltampères à tous les clients dont l'appel de puissance réelle est inférieur à 50 kW, tout en maintenant l'exception au tarif GD. Cette mesure a eu un impact sur une quinzaine de producteurs autonomes au tarif G. Pour huit de ces clients, le tarif GD devient plus avantageux puisque, à ce tarif, la facturation de la puissance n'est basée que sur la puissance réelle. Toutefois, une PFM de 50 kW est appliquée au tarif GD.

[879] Le Distributeur propose de ne plus appliquer la limite de 50 kW à la PFM au tarif GD, afin d'assurer un traitement équitable pour les petits producteurs autonomes. Toutefois, en contrepartie, une facture minimale, telle que celle retrouvée aux tarifs M et G-9, est ajoutée au tarif GD afin d'assurer qu'un minimum de coûts d'abonnement soit récupéré en l'absence de toute consommation sur une période de plus de 24 mois.

[880] La Régie accepte la proposition du Distributeur de ne plus appliquer la limite de 50 kW à la puissance à facturer minimale au tarif GD, afin d'atténuer l'impact de l'entrée en vigueur au 1^{er} avril 2015 de la facturation des kilovoltampères à tous les clients dont l'appel de puissance réelle est inférieur à 50 kW, assurant ainsi un traitement équitable pour les petits producteurs autonomes. En contrepartie, une facture minimale est ajoutée au tarif GD, tel que proposé par le Distributeur, afin de s'assurer qu'un minimum de coûts d'abonnement soit récupéré en l'absence de toute consommation sur une période de plus de 24 mois.

19.6 MODALITÉS APPLICABLES AUX RÉSEAUX MUNICIPAUX AYANT DES CLIENTS AU TARIF LG OU AU TARIF L

[881] Le Distributeur a présenté au dossier R-3905-2014 une proposition de modification de l'article 5.21 des Tarifs quant au calcul du remboursement offert aux redistributeurs ayant des clients au tarif LG ou au tarif L. Cette proposition visait à établir une limite d'application à la formule de remboursement pour les clients de plus de 12 MW, basée sur le coût réel des équipements nécessaires pour desservir la nouvelle charge, incluant un rendement correspondant à celui du Distributeur.

[882] L'Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) s'était opposée à cette proposition, qui fut retirée lors des audiences. Après discussions avec l'AREQ, le Distributeur propose de modifier la formule de remboursement afin de s'assurer que lorsque la puissance maximale appelée est supérieure à 12 MW, le montant du remboursement soit limité à celui offert pour une charge de 12 MW. Selon le Distributeur, cette proposition est moins contraignante pour les redistributeurs que celle proposée initialement.

[883] **La Régie approuve la nouvelle proposition de modification de l'article 5.21 des Tarifs qui fait suite aux discussions tenues avec l'AREQ, laquelle affirmait dans sa demande d'intervention ne pas vouloir intervenir sur ce point.**

19.7 AUTRES MODIFICATIONS

[884] Le Distributeur apporte certaines précisions quant à l'application des Tarifs et des modifications visant à harmoniser la formulation des modalités actuelles. Les changements suivants sont également proposés :

- L'article 4.14 des Tarifs portant sur les activités d'hiver au tarif G-9 est abrogé puisque la transition vers le tarif régulier est terminée. L'application de ces modalités sera maintenue au tarif G (article 3.7 des Tarifs) tant que les clients auront intérêt à y demeurer.
- L'article 7.4 des Tarifs relatif aux modalités d'application des tarifs G, G-9, M ou MA pour les clients des réseaux autonomes est modifié afin d'exclure de l'application du tarif dissuasif l'alimentation des conteneurs mortuaires.
- Abrogation de la section 6 du tarif M – *Rodage dans le cadre du programme expérimental de nouvelles technologies de chauffage* puisqu'aucun client ne s'en est prévalu et que les nouvelles technologies de chauffage pourront être mises à l'essai en vertu des modalités relatives aux essais d'équipements.

- À l'article 2.42 des Tarifs, *Modalités d'adhésion à l'option de mesure net*, le Distributeur propose de remplacer une partie de la description des modalités afin de mieux refléter la pratique actuelle :

- Ainsi, plutôt que le libellé actuel « *Pour adhérer à l'option de mesure net, le client doit en faire la demande à Hydro-Québec par écrit [...]. De plus, le client doit conclure une entente écrite d'interconnexion avec Hydro-Québec* », le Distributeur propose :

« Pour adhérer à l'option de mesure net, le client doit soumettre une demande écrite à Hydro-Québec [...].

Hydro-Québec avise le client par écrit de sa décision d'accepter ou non le raccordement au réseau de son installation de production d'électricité et son adhésion à l'option de mesure net »⁴⁷².

- Les conditions d'admissibilité demeurent les mêmes (article 2.43).
- Uniformisation du libellé et arrimage des modalités d'application des articles 5.52 et 5.53 des Tarifs portant sur les essais d'équipements pour la clientèle de grande puissance avec celles qui s'appliquent à la clientèle de moyenne puissance. En particulier, le tarif en période d'hiver passerait de 0,30 \$ à 0,10 \$ le kW.

- Par contre, un nouvel article est ajouté :

« 5.54 Restriction

Hydro-Québec peut interdire la consommation d'électricité à des fins d'essais d'équipements en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du réseau »⁴⁷³.

⁴⁷² Pièce B-0053, p. 29 et 30.

⁴⁷³ Pièce B-0053, p. 101.

[885] Les autres modifications proposées au texte des Tarifs apportent certaines précisions à l'application des tarifs, des modifications de syntaxe ou de formulation pour en faciliter la lecture et l'uniformisation de libellés avec ceux d'autres articles.

[886] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve toutes ces autres modifications proposées au texte des Tarifs, tel que précisé à la pièce B-0053.

[887] La Régie demande au Distributeur de modifier le texte des Tarifs conformément à la présente décision.

[888] La Régie approuve l'intégration de ces modifications au texte final des Tarifs de la présente décision, dans leurs versions française et anglaise.

19.8 SUIVI DES MESURES VISANT LES EXPLOITATIONS AGRICOLES

19.8.1 TARIF DT

[889] Dans sa décision D-2013-174, 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 démontrant 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 tarifaire⁴⁷⁴.

[890] Dans sa décision D-2015-018, à la suite du suivi de 2014, la Régie approuvait 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 seulement⁴⁷⁵.

⁴⁷⁴ Décision D-2013-174, p. 23 et 24, par. 79 à 82.

⁴⁷⁵ Décision D-2015-018, p. 233.

[891] La Régie approuvait également 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 DT⁴⁷⁶.

[892] Le Distributeur indique que deux serres maraîchères, dont la capacité du ou des systèmes biénergie totalise environ 250 kW dans chacun des cas, ont souscrit au tarif DT en 2014. Il n'y a pas eu de nouveaux clients depuis. Pour la première année d'adhésion, le Distributeur constate au total une augmentation de la consommation d'électricité de moins de 10 %, une économie annuelle moyenne sur la facture d'électricité de près de 40 % par rapport au tarif D et un prix unitaire d'environ 50 % plus avantageux par rapport à un prix du mazout de 85 ¢/litre. Par ailleurs, l'ajout de deux clients agricoles au parc biénergie existant n'affecte pas la rentabilité du tarif DT⁴⁷⁷.

[893] Le Distributeur rapporte les résultats d'un sondage relatif au tarif DT offert aux serriculteurs : le client ayant répondu au sondage juge la prime de puissance pénalisante. Le Distributeur rappelle que la prime de puissance vise à récupérer mensuellement les coûts annuels assumés pour répondre à la demande maximale du client, peu importe sa durée, et qu'il est donc approprié d'appliquer la même prime de puissance hivernale aux clients biénergie, qui s'effacent en pointe, qu'aux autres clients qui contribuent à la pointe du réseau.

[894] Le Distributeur considère important de donner le même signal de prix en puissance aux clients de plus de 50 kW au tarif DT qu'au tarif D afin de les inciter à gérer leurs appels de puissance tout au long de l'année. Puisqu'ils ne sont pas tous facturés en puissance, mais que tous évitent des coûts au Distributeur par leur effacement en pointe, c'est par le calibrage des prix de l'énergie que le Distributeur transfère aux clients du tarif DT les économies associées aux coûts évités totaux (énergie et puissance). L'application d'une prime de puissance plus faible aux clients DT facturés en puissance reviendrait à les compenser deux fois pour leur effacement en pointe.

⁴⁷⁶ Décision D-2015-018, p. 235.

⁴⁷⁷ Pièce B-0051, p. 21 et 22.

[895] En ce qui a trait aux conditions d'admissibilité, le Distributeur ne dispose d'aucune information lui permettant de conclure que le critère de 50 % de la puissance installée représente un obstacle à l'adhésion. Il va continuer de suivre l'adhésion et d'observer l'impact de cette clientèle pour les années à venir.

[896] **La Régie est d'accord avec les conclusions du Distributeur quant au maintien des conditions d'admissibilité des serriculteurs au tarif DT et lui demande de maintenir le suivi des adhésions et de leur impact.**

[897] En ce qui a trait à la facturation en puissance des abonnés au tarif DT qui consomment plus de 50 kW, la Régie n'est pas convaincue qu'il soit équitable qu'un client qui ne consomme pas à la pointe ait à payer la même prime de puissance qu'un client qui consomme pendant les périodes de pointe critique.

[898] La Régie constate que la calibration des prix de l'énergie pour obtenir les deux taux du tarif DT actuel a été établie pour un consommateur résidentiel type consommant moins de 50 kW, qui n'est donc pas facturé en puissance et qui représente un effacement à la pointe de l'ordre de 6 à 7 kW.

[899] **La Régie demande au Distributeur :**

- **de justifier, lors de la demande tarifaire 2017-2018, les motifs pour lesquels il applique le même signal de prix en puissance aux clients de plus de 50 kW au tarif DT qu'au tarif D;**
- **de démontrer qu'un serriculteur au tarif DT, qui consomme 250 kW d'électricité en hiver, tire avantage de la structure actuelle du tarif DT qui a été calibré pour des clients qui ne sont pas facturés en puissance.**

19.8.2 ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE POUR L'ÉCLAIRAGE DE PHOTOSYNTÈSE

[900] Dans sa décision D-2013-174⁴⁷⁸, la Régie demandait au Distributeur de dresser un bilan des caractéristiques des exploitations agricoles s'étant prévaluées de l'option d'électricité additionnelle (OÉA) pour l'éclairage de photosynthèse. Elle demandait

⁴⁷⁸ Pages 35 et 36, par. 132 à 135.

également au Distributeur d'évaluer la possibilité de réduire le seuil d'admissibilité à l'option, présentement fixé à 400 kW.

[901] La Régie notait la demande de l'UPA d'abaisser de 400 à 100 kW le seuil d'admissibilité à l'OÉA pour l'éclairage de photosynthèse. Elle jugeait qu'une telle modification devait être abordée dans le cadre des rencontres entre le Distributeur et l'UPA et que, le cas échéant, des modifications pourraient être proposées dans une demande tarifaire ultérieure⁴⁷⁹.

[902] Le Distributeur indique qu'au 1^{er} juillet 2015, neuf abonnements sont facturés à l'OÉA pour l'éclairage de photosynthèse et que, pour sept d'entre eux, il s'agit de serres maraîchères. Six de ces abonnements ont une consommation de base facturée au tarif M, alors que pour trois d'entre eux, elle est facturée au tarif D. Les puissances de référence varient entre 35 et 425 kW.

[903] Le Distributeur ajoute que durant l'hiver 2014-2015, les périodes de restriction ont totalisé 33 heures (sept périodes de restriction de quatre à cinq heures). Les données de facturation, sur une période de 12 mois se terminant au 31 mars 2015, montrent que la facture d'électricité pour la consommation facturée à l'option et celle de référence facturée au tarif régulier représentent, pour les serriculteurs, une économie de l'ordre de 40 % par rapport à une facturation de toute la consommation au tarif régulier. Cette économie se traduit par un manque à gagner pour le Distributeur. Ce manque à gagner, en partie compensé par une croissance de la consommation d'environ 12 % facturée au prix de l'électricité additionnelle, s'élève à près de 1 M\$⁴⁸⁰.

[904] Le Distributeur considère que tant que la croissance de la consommation n'assure pas la rentabilité de l'option, il est prématuré d'en élargir les conditions d'admissibilité, d'autant plus que de plus petits consommateurs seraient moins enclins à gérer leur consommation en période de restriction.

⁴⁷⁹ Décision D-2015-018, p. 236.

⁴⁸⁰ Pièce B-0051, p. 22 et 23.

[905] L'UPA considère que la mesure d'OÉA, à court terme, sera rentable pour le Distributeur et considérant les investissements importants qui doivent être réalisés par les serriculteurs pour se rendre admissibles, l'intervenante demande le maintien du tarif d'OÉA qui constitue un levier économique important et exige des investissements d'envergure pour les serriculteurs. Elle demande, par ailleurs, au Distributeur d'élargir les conditions d'admissibilité à ce tarif⁴⁸¹.

[906] Considérant ce qui précède et la situation actuelle des surplus d'énergie du Distributeur, la Régie demande au Distributeur de maintenir le tarif OÉA pour photosynthèse, selon les mêmes conditions d'admissibilité.

19.9 TARIFICATION AU NORD DU 53^E PARALLÈLE

19.9.1 EXCLUSION À L'ARTICLE 7.4 DE L'APPLICATION DU TARIF DISSUASIF À L'ALIMENTATION DES CONTENEURS MORTUAIRES

[907] Le Distributeur demande une modification de l'article 7.4 des Tarifs relatif aux modalités d'application des tarifs G, G-9, M ou MA pour les clients des réseaux autonomes, afin d'exclure l'alimentation des conteneurs mortuaires de l'application du tarif dissuasif.

[908] Les conteneurs mortuaires sont équipés d'un groupe frigorifique et d'un chauffage électrique d'appoint afin de maintenir la température intérieure adéquate pour la préservation, la préparation des dépouilles ainsi que pour le recueillement. Pour répondre à un besoin exprimé par les communautés du Nunavik, et comme il n'existe pas de source d'énergie alternative pour ce type d'installation, cette nouvelle exception est cohérente avec celles déjà approuvées aux Tarifs.

[909] La Régie autorise le Distributeur à exclure de l'application du tarif dissuasif l'alimentation des conteneurs mortuaires dans les réseaux autonomes à centrales thermiques au nord du 53^e parallèle.

⁴⁸¹ Pièce C-UPA-0017, p. 6.

19.9.2 TAUX DE LA 2^E TRANCHE DU TARIF D

[910] Dans sa décision D-2014-037⁴⁸², la Régie approuvait la stratégie de mise à jour des tarifs applicables au nord du 53^e parallèle proposée par le Distributeur. Elle acceptait le report de la mise en application de la hausse graduelle du tarif de la 2^e tranche des tarifs résidentiels au 1^{er} avril 2015. Elle encourageait le Distributeur à collaborer avec toutes les parties visées afin de mettre en place des mesures permettant de réduire la consommation en 2^e tranche des clients du Nunavik⁴⁸³.

[911] Dans sa décision D-2015-018⁴⁸⁴, la Régie notait que le Distributeur proposait 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.

[912] Dans la présente demande, le Distributeur propose que la hausse prévue à la décision D-2014-037 devienne effective à partir du 1^{er} avril 2016. L'application de cette hausse ferait passer le taux prévu à l'article 7.1 des Tarifs de 34,60 à 38,08 ¢/kWh, soit une hausse de 10,1 % dans un scénario de hausse globale de 1,9 %⁴⁸⁵.

[913] Le RNCREQ s'oppose à la mise en œuvre de la hausse de 8 % par année du tarif de la 2^e tranche au nord du 53^e parallèle, en soutenant que le chauffage électrique serait la seule source de chauffage possible pour les remises. L'intervenant ne peut soutenir une mesure qui risque de priver les clients de l'utilisation quotidienne et traditionnelle qu'ils font de leur remise⁴⁸⁶. Le RNCREQ évoque également le surpeuplement des résidences au Nunavik comme raison supplémentaire de ne pas pénaliser ces ménages en imposant la hausse du prix de la 2^e tranche dans ces réseaux.

[914] La Société Makivik et l'Administration régionale Kativik (Makivik et l'ARK) jugent qu'il est déraisonnable et préjudiciable que le tarif de la 2^e tranche passe, au 1^{er} avril 2016, de 34,60 à 38,03 ¢/kWh pour les réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle, alors que, dans le reste du Québec, il passerait de 8,60 à 8,76 ¢/kWh⁴⁸⁷. Ces

⁴⁸² Section 18.5, p. 193 à 199.

⁴⁸³ Voir aussi la section 14.4.4.

⁴⁸⁴ Section 18.11, p. 236 et 237.

⁴⁸⁵ Pièce B-0052, p. 4.

⁴⁸⁶ Pièce C-RNCREQ-0033, p. 13 à 15 et 17.

⁴⁸⁷ Pièces D-0002, D-0003 et D-0004.

organismes demandent à la Régie de refuser la demande du Distributeur jusqu'à ce que ce dernier :

- ait effectué une analyse détaillée des causes réelles de surconsommation au Nunavik. Makivik et l'ARK considèrent que l'étude réalisée par le Distributeur n'est pas suffisamment approfondie pour déterminer avec précision les causes de la surconsommation en 2^e tranche et ses impacts possibles. Le Distributeur estime, sans preuve produite au soutien de cette position, que cette surconsommation est due à l'utilisation de chauffage électrique d'appoint. Or, Makivik et l'ARK soutiennent que le surpeuplement des logements au Nunavik est le facteur principal de la surconsommation en 2^e tranche;
- ait pris des mesures concrètes et efficaces pour permettre la diminution de la consommation énergétique, incluant l'élaboration et la mise en oeuvre de programmes d'efficacité énergétique et de sensibilisation de la clientèle qui sont véritablement adaptés aux besoins du Nunavik, notamment en collaboration avec l'OMHK pour le parc de logements sociaux, et en analyse les résultats.

[915] Makivik et l'ARK sont d'avis que le Distributeur n'a pas encore respecté entièrement la recommandation formulée par la Régie dans sa décision D-2014-037. Elles soulignent que les effets du surpeuplement de certains logements sur d'autres données, comme le nombre d'électroménagers par logement, ne sont pas abordés dans l'enquête sur la consommation effectuée par le Distributeur⁴⁸⁸. Selon ces organismes, l'étude du Distributeur ne traite pas en profondeur des facteurs socioéconomiques et climatiques pouvant avoir une incidence sur la surconsommation en 2^e tranche, notamment le surpeuplement des logements au Nunavik, le nombre restreint d'heures de luminosité, la conservation des produits de la chasse et de la pêche et le climat rigoureux.

[916] Makivik et l'ARK soulignent qu'il y a une forte proportion de ménages qui utilisent un chauffage électrique d'appoint, parce que les portes d'entrée, planchers ou autres ouvertures laissent entrer l'air froid dans leur logement et que ces ménages étant locataires de logements sociaux, ils n'ont souvent pas d'autres solutions que d'utiliser un tel chauffage d'appoint pour que leur logement soit suffisamment confortable.

⁴⁸⁸ Pièce D-0002, p. 4.

[917] La Régie note qu'il est de l'intérêt de ces organismes d'identifier et de corriger les déficiences de ces logements sociaux et de mettre en place les mesures correctrices nécessaires.

[918] La Régie constate que, généralement, les maisons ne requièrent pas de chauffage électrique d'appoint et que 90 % des nouvelles maisons du Nunavik sont équipées de systèmes de chauffage et de production d'eau chaude au mazout qui bénéficient du soutien du PUEÉRA. Les conditions climatiques du Nunavik n'affectent donc que la consommation de mazout qui comble les besoins de chauffage des locaux et de l'eau, et non la consommation d'électricité. La Régie considère que si cette situation n'est pas généralisée, il s'agit d'un objectif à atteindre dans le cadre d'un plan d'action spécifique aux réseaux autonomes.

[919] La Régie retient que le chauffage des locaux et de l'eau ne représentant pas de charge électrique, les besoins de ces maisons peuvent être comblés par une consommation à l'intérieur de 20 kWh/jour. De plus, les nouveaux abonnements entre 2008 et 2014 au secteur résidentiel au Nunavik ont consommé en moyenne 5 100 kWh en 2014, soit 14 kWh/jour, et 95 % ont consommé moins que 11 000 kWh, soit une consommation quotidienne moyenne inférieure à 30 kWh. Enfin, sur les quatre mois où la consommation est la plus élevée de l'année (mois d'hiver), 90 % des nouveaux abonnements comblent leurs besoins avec moins de 30 kWh/ jour⁴⁸⁹.

[920] La Régie considère que les mesures proposées par le Distributeur doivent aider l'ensemble des consommateurs résidentiels, et non seulement les nouveaux abonnés, à maintenir leur consommation à l'intérieur de 30 kWh/ jour, y compris pendant les quatre mois les plus froids de l'année.

[921] En outre, la Régie est d'avis que l'influence du nombre d'occupants sur la consommation d'électricité est relativement marginale, après élimination de la charge d'eau chaude. En effet, les charges d'éclairage sont les mêmes, et celles correspondant à l'utilisation de plusieurs ordinateurs portables ou de tablettes électroniques sont très marginales en comparaison des charges électriques d'équipements, comme la sècheuse à linge, la cuisinière, un congélateur additionnel ou le chauffe-moteur.

⁴⁸⁹ Pièce B-0126, p. 34.

[922] **Considérant ce qui précède, la Régie approuve la proposition du Distributeur de mettre en application, à compter du 1^{er} avril 2016, l'augmentation graduelle du prix de la 2^e tranche des tarifs D et DM, tel qu'elle avait été décidée dans la décision D-2014-037⁴⁹⁰, au rythme de 8 % par année, en sus de la hausse tarifaire moyenne des tarifs domestiques, pour qu'il reflète éventuellement le coût évité en réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle (à l'exclusion du réseau de Schefferville).**

[923] **La Régie encourage le Distributeur à poursuivre sa collaboration avec les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions afin de décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint. Elle demande également au Distributeur d'encourager les mesures et l'usage des équipements électriques les plus performants qui peuvent être proposés sur le marché, compte tenu des coûts évités élevés de la fourniture d'électricité et d'utiliser ou élargir le PUEÉRA aux systèmes de chauffage des remises (voir la section 14.4.4).**

19.10 SUIVI DU TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

[924] **La Régie prend acte du suivi du tarif de développement économique (TDÉ) produit par le Distributeur.**

[925] La Régie exprime certaines réserves à l'égard des prévisions de coût évité de long terme en puissance présentées par le Distributeur (voir la section 7.1) et intégrées à la simulation de neutralité du TDÉ.

[926] La Régie demande au Distributeur de poursuivre le suivi prévu aux paragraphes 1044 et 1045 de la décision D-2015-018.

⁴⁹⁰ Section 18.5, p. 193 à 199.

19.11 SUIVI DES RENCONTRES AVEC L'ASSOCIATION DES REDISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ DU QUÉBEC CONCERNANT LES OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE

[927] Compte tenu que le Distributeur a répondu à la demande de suivi de la décision D-2014-156 et que les conclusions quant à l'absence de potentiel d'effacement à la pointe de la part des redistributeurs sont claires et non contestées par l'AREQ, **la Régie met fin à ce suivi.**

19.12 RÉVISION DE LA STRATÉGIE TARIFAIRE

[928] Tel que suggéré par le Distributeur lors de sa demande tarifaire 2015-2016⁴⁹¹, la Régie acceptait, dans sa décision D-2015-018, de scinder la révision de la structure tarifaire en deux étapes, soit la révision des tarifs domestiques dans un premier temps et la révision des tarifs généraux et industriel dans un second temps⁴⁹².

[929] Puisque la révision des tarifs domestiques ne sera complétée que lors de la demande tarifaire 2017-2018, et considérant les nombreux dossiers en cours et à venir impliquant le Distributeur, il convient de reporter d'un an la révision prévue des tarifs généraux et industriel.

[930] **La Régie reporte d'un an la révision de la stratégie tarifaire relative aux tarifs généraux et industriel, soit au printemps 2017.**

20. STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES

[931] À la suite des travaux réalisés en séances de travail, des commentaires formulés par les intervenants et des constats du Distributeur, ce dernier propose certaines orientations qu'il privilégie. Il demande à la Régie de confirmer celles qui serviront d'assise à la proposition qui sera déposée lors de la demande tarifaire 2017-2018.

⁴⁹¹ Dossier R-3905-2014, pièce A-0049, p. 255 et 256.

⁴⁹² Décision D-2015-018, p. 222.

[932] Le Distributeur rappelle l'importance de préserver des structures tarifaires simples, faciles de compréhension pour la clientèle et équitables. De plus, afin d'éviter les chocs tarifaires chez la clientèle, toute réforme doit être appliquée de façon graduelle.

[933] Les orientations privilégiées par le Distributeur sont :

- l'introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance;
- un seuil de la 1^{re} tranche plus élevé pour capter la notion de chauffage de base;
- la création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs (tarif D2), tout en maintenant la stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie pour améliorer le signal de prix à la marge;
- le recours à des programmes de gestion de la consommation plutôt qu'à l'introduction d'une tarification différenciée dans le temps (TDT)⁴⁹³.

[934] L'UC ne se prononce pas sur les trois premières orientations du Distributeur. De plus, elle ne partage pas le bilan que dresse le Distributeur des travaux réalisés en séances de travail quant à la suffisance des informations pour être en mesure de débattre des orientations proposées par le Distributeur⁴⁹⁴.

[935] La Régie est appelée à se prononcer sur les orientations proposées par le Distributeur à l'égard de la stratégie relative aux tarifs domestiques. Les modalités fines d'application seront proposées et étudiées lors de la demande tarifaire 2017-2018.

[936] La Régie se prononce dans la présente section sur ces orientations ainsi que sur la stratégie relative au tarif DT, la proposition de l'UPA de créer un tarif distinct pour la clientèle agricole et sur la question des véhicules électriques.

⁴⁹³ Pièce B-0051, p. 20.

⁴⁹⁴ Pièce C-UC-0021, p. 22.

20.1 INTRODUCTION D'UNE FACTURE MINIMALE EN REMPLACEMENT DE LA REDEVANCE

[937] Selon le Distributeur, l'introduction d'une facture minimale permettrait :

« de récupérer davantage de coûts fixes auprès des très petits consommateurs ou de ceux qui ne consomment pas régulièrement, par exemple, les propriétaires de résidences secondaires et les autoproducteurs, tout en épargnant les petits consommateurs qui consomment suffisamment pour ne pas être affectés par la facture minimale »⁴⁹⁵.

[938] Le Distributeur mentionne qu'il y a une trentaine d'états américains dans lesquels les distributeurs se sont adressés à leur régulateur pour imposer une facture minimale en réponse au phénomène des autoproducteurs⁴⁹⁶.

[939] La redevance couvrait 55 % des coûts d'abonnement en 2015 et 61 % en moyenne de 2008 à 2015⁴⁹⁷. L'implantation d'une facture minimale relèverait donc de la recherche d'une plus grande équité pour l'ensemble des clients, selon le Distributeur :

« En effet, certains clients supportent actuellement les coûts d'autres clients dont la consommation est insuffisante pour couvrir les coûts associés à leur abonnement »⁴⁹⁸.

[940] Le Distributeur estime que la facture minimale pourrait être fixée à un montant permettant de récupérer la totalité des coûts d'abonnement, soit aux environs de 22,28 \$ par mois. Dans un souci de simplification, il suggère que la facture minimale remplace la redevance.

[941] Ainsi, pour la grande majorité des clients aux tarifs domestiques, la facture serait plus simple à comprendre, n'étant constituée que de deux composantes, soit les deux tranches d'énergie.

⁴⁹⁵ Pièce B-0051, p. 16.

⁴⁹⁶ Pièce A-0045, p. 206.

⁴⁹⁷ Pièce B-0071, séance de travail, phase 1 : tarifs domestiques – 2^e rencontre du 12 juin 2015, p. 7.

⁴⁹⁸ Pièce B-0082, p. 20.

[942] La facture minimale générant moins de revenus que ceux actuellement associés à la redevance, le remplacement de la redevance implique qu'une portion plus grande des revenus devra être récupérée par l'entremise des prix d'énergie, ce qui permettrait d'accroître le signal de prix en énergie⁴⁹⁹.

[943] Selon le Distributeur, le remplacement de la redevance par une facture minimale n'irait pas à l'encontre de la préoccupation énoncée par le décret 841-2014⁵⁰⁰ par le gouvernement du Québec à l'endroit des MFR « *puisque le Distributeur pourrait, sans compromettre l'objectif visé par la facture minimale, atténuer les impacts sur la clientèle, notamment les MFR, en adaptant sa stratégie d'ajustement des autres composantes* »⁵⁰¹, par exemple en augmentant davantage le prix de la 2^e tranche.

[944] Selon l'ACEFQ, beaucoup d'éléments restent à étudier avant une implantation éventuelle de la facture minimale. Dans ce contexte, l'intervenante recommande à la Régie de demander au Distributeur d'approfondir le sujet, en évaluant notamment les impacts sur la facture de différents segments de sa clientèle⁵⁰².

[945] Le GRAME se dit en faveur de l'introduction d'une facture minimale et recommande que ces modifications soient instaurées progressivement, sur une période de cinq ans ou plus⁵⁰³.

[946] OC accueille favorablement la perspective d'introduire une facture minimale. Elle permettrait une meilleure allocation des coûts entre clients, tout en étant à l'avantage de la clientèle à faible revenu⁵⁰⁴.

[947] OC recommande que le Distributeur présente, lors de la demande tarifaire 2017-2018, des scénarios qui reflètent (i) différentes allocations de coûts pour la fixation du montant de la facture minimale, (ii) différentes répercussions sur la 1^{re} et 2^e tranche des tarifs et (iii) différentes progressivités dans le remplacement de la redevance d'abonnement.

⁴⁹⁹ Pièce B-0077, p. 46.

⁵⁰⁰ (2014) 43 G. O. II, 3925.

⁵⁰¹ Pièce B-0071, p. 17 et 18.

⁵⁰² Pièce C-ACEFQ-0021, p. 9.

⁵⁰³ Pièce C-GRAME-0010, p. 19 et 20.

⁵⁰⁴ Pièce C-OC-0007, p. 18.

[948] Le RNCREQ appuie la proposition du Distributeur. Il rappelle que, dans les dossiers R-3644-2007 et R-3677-2008, il a présenté des rapports d'expertise qui proposaient aussi de réduire les frais fixes, afin de récupérer une partie plus grande de la facture en relation à des composantes sur lesquelles le consommateur peut agir⁵⁰⁵.

[949] Pour l'UMQ, l'approche visant des ajustements pour les composantes de facture sur lesquels la clientèle peut agir est à conserver. Bien que l'introduction d'une facture minimale soit à étudier, l'intervenante indique qu'elle manque d'informations pour se prononcer.

[950] L'UPA note que l'introduction d'une facture minimale toucherait 24 % des abonnements agricoles et 14 % des abonnements résidentiels. Au moins une fois par année, 9 128 abonnements agricoles seraient touchés par une facture minimale⁵⁰⁶.

[951] Elle souligne également que le remplacement de la redevance par une facture minimale impliquerait une hausse du prix de l'énergie et que cela se ferait plutôt sur la 2^e tranche que sur la première. Ainsi, les clients agricoles non facturés en puissance, soit 95 % d'entre eux, seraient davantage touchés par la hausse tarifaire avec ajustement différencié, étant donné leurs profils de consommation⁵⁰⁷.

[952] Aussi, l'UPA s'oppose à l'introduction de la facture minimale, tant et aussi longtemps que les intervenants n'auront pas obtenu du Distributeur l'ensemble des informations nécessaires à la compréhension de cette mesure et pour débattre de ces enjeux.

[953] La Régie considère que la proposition d'implanter une facture minimale en remplacement de la redevance permettrait, d'une part, que chaque abonné couvre dorénavant au minimum ses frais d'abonnement, selon le principe de l'utilisateur-payeur. Cette proposition permettrait, d'autre part, d'accentuer le signal de prix en 2^e tranche d'énergie, une composante sur laquelle le consommateur peut davantage agir, en éliminant la redevance, une composante sur laquelle il ne peut agir.

⁵⁰⁵ Pièce C-RNCREQ-0014, p. 11.

⁵⁰⁶ Pièce C-UPA-0008, p. 12.

⁵⁰⁷ Pièce C-UPA-0008, p. 13.

[954] La Régie retient également que cette proposition n'irait pas à l'encontre de la préoccupation émise par décret par le gouvernement à l'endroit des MFR, puisque le Distributeur pourrait atténuer les impacts sur la clientèle, notamment les MFR, en adaptant sa stratégie d'ajustement des autres composantes, par exemple en augmentant davantage le prix de la 2^e tranche.

[955] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'introduire une facture minimale en remplacement de la redevance.

[956] La Régie demande au Distributeur de soumettre une proposition formelle en ce sens lors de la demande tarifaire 2017-2018. Cette proposition devra notamment inclure une simulation démontrant les impacts, sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation, de l'introduction d'une facture minimale et de l'élimination de la redevance compensée par une hausse deux fois plus importante du prix de l'énergie en 2^e tranche qu'en 1^{re} tranche. Le Distributeur devra également présenter des scénarios d'implantation graduelle d'une telle modification, afin de préserver la stabilité tarifaire.

20.2 SEUIL DE LA PREMIÈRE TRANCHE

20.2.1 HAUSSE DU SEUIL DE LA PREMIÈRE TRANCHE EN RÉSEAU INTÉGRÉ

[957] Bien que le Distributeur soit d'avis que le seuil actuel de la 1^{re} tranche est toujours adéquat pour couvrir les usages autres que le chauffage des locaux, il propose d'augmenter le seuil de la 1^{re} tranche pour y capter une partie de la consommation associée au chauffage ou, comme mentionné par certains intervenants, pour y inclure le « *chauffage de base* ».

[958] Selon le Distributeur, cette mesure permettrait d'augmenter davantage le prix de la 2^e tranche et ainsi atteindre plus rapidement le signal de prix marginal de long terme, sans toucher plus significativement les abonnements pour les usages en commun et les grandes exploitations agricoles, dans la mesure où un éventuel tarif D2 serait introduit à leur intention.

[959] Le Distributeur partage l'avis de plusieurs intervenants selon lequel une 1^{re} tranche de consommation à un prix plus faible contribue à alléger la facture d'électricité des MFR et répond en partie aux préoccupations gouvernementales 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* »⁵⁰⁸.

[960] Le Distributeur propose une hausse du seuil de la 1^{re} tranche, sans distinction saisonnière, en réponse aux préoccupations de plusieurs intervenants d'alléger la facture des petits consommateurs, dont les MFR. Il fait remarquer que le tarif D revêt déjà un caractère saisonnier, la consommation en 2^e tranche à un prix plus élevé se produisant surtout l'hiver. Pour lui, il est important d'éviter de superposer des types de structures tarifaires (tarif à deux tranches et tarif saisonnier) qui visent les mêmes fins⁵⁰⁹.

[961] En ce qui a trait à la perte de signal de prix durant les mois d'été, advenant que l'on augmente le seuil de la 1^{re} tranche 12 mois par année, le Distributeur répond qu'idéalement, il aurait un tarif d'hiver et un tarif d'été, afin de mieux refléter ses coûts :

*« Les coûts, c'est en hiver que ça coûte plus cher »*⁵¹⁰.

[962] Cependant, le Distributeur a plutôt une structure tarifaire à deux tranches :

*« Le désavantage à faire ça c'est qu'on facture des prix de huit cents (8 ¢), neuf cents (9 ¢) en plein milieu de l'été. On n'a pas de justification de coûts pour faire ça. Ça, c'est de la redistribution »*⁵¹¹.

[963] Interrogé par l'UPA, le Distributeur ajoute qu'en augmentant la 1^{re} tranche de 30 kWh à un niveau plus élevé, cela aide également les exploitations agricoles, qui consomment davantage en été⁵¹².

⁵⁰⁸ Décret 841-2014, (2014) 43 G.O. II, 3925.

⁵⁰⁹ Pièce B-0158, p. 17.

⁵¹⁰ Pièce A-0049, p. 187.

⁵¹¹ Pièce A-0049, p. 181.

⁵¹² Pièce A-0049, p. 102.

[964] En vue de protéger les petits consommateurs d'énergie, l'ACEFQ propose de remplacer le seuil unique de la 1^{re} tranche d'énergie par un seuil plus élevé que celui de 30 kWh/jour en hiver et de choisir un seuil approprié pour l'été. Elle donne l'exemple d'un seuil de la 1^{re} tranche à 54 kWh/jour l'hiver⁵¹³.

[965] L'ACEFQ analyse un scénario de hausse du seuil de la 1^{re} tranche à 40 kWh/jour l'hiver et constate qu'il avantage les petits et moyens consommateurs. Par contre, les grands consommateurs d'énergie verront leur facture augmenter par rapport à celle calculée selon la stratégie actuelle.

[966] L'ACEFQ recommande l'implantation d'une structure saisonnière à deux tranches d'énergie. Elle recommande de rejeter la proposition du Distributeur de hausser le seuil de la 1^{re} tranche tout au long de l'année. Cela n'aiderait pas les petits consommateurs et encouragerait plutôt la consommation en été chez les grands et très grands utilisateurs d'électricité⁵¹⁴.

[967] Le GRAME constate que chez les clients consommant entre 10 000 et 15 000 kWh-an, la majorité de leur consommation se fait en 1^{re} tranche et 25,8 % en 2^e tranche. Cette 2^e tranche représente 29,1 % des revenus de cette strate de consommation.

[968] L'intervenant note que pour cette strate de consommation où l'on retrouve, entre autres, des locataires et des propriétaires de multilogements tout-à-l'électricité (TAÉ), une part du chauffage de base est déjà comprise dans la 1^{re} tranche de 30 kWh/jour. Le GRAME s'inquiète de l'impact de l'augmentation du seuil de la 1^{re} tranche sur les investissements en efficacité énergétique⁵¹⁵ :

« Mais le plus important est de considérer les impacts d'une telle modification, notamment sur le tarif de la deuxième tranche, impliquant possiblement un choc tarifaire pour une partie de la clientèle, de même que l'impact de la réduction du prix concurrentiel de l'électricité, vis-à-vis le gaz naturel et le mazout, considérant l'importance de l'atteinte des cibles de GES pour le Québec »⁵¹⁶.

⁵¹³ Pièce C-ACEFQ-0008, p. 58.

⁵¹⁴ Pièce C-ACEFQ-0021, p. 7.

⁵¹⁵ Pièce C-GRAME-0010, p. 10.

⁵¹⁶ Pièce C-GRAME-0010, p. 13.

[969] OC estime qu'augmenter le seuil de la 1^{re} tranche est raisonnable, dans la mesure où elle couvrirait toujours des usages dont la demande est relativement inélastique, tels que le chauffage de base. L'intervenante est également d'avis que les scénarios de la demande tarifaire 2017-2018 devraient évaluer les impacts de la mise en place d'un seuil de la 1^{re} tranche plus élevé qui serait fixé à 40 kWh/jour. Ce seuil correspond approximativement à la consommation moyenne par jour des MFR⁵¹⁷.

[970] Par ailleurs, OC affirme que l'augmentation du prix de la 2^e tranche, combinée à l'introduction de la facture minimale et de l'augmentation du seuil de la 1^{re} tranche, est à l'avantage des MFR⁵¹⁸.

[971] Le RNCREQ encourage également le Distributeur à développer l'idée d'une hausse du seuil de la 1^{re} tranche d'énergie pour capter une partie de la consommation associée au chauffage et d'en étudier l'impact sur les MFR et sur l'ensemble de la clientèle⁵¹⁹.

Opinion de la Régie

[972] La Régie considère qu'une structure tarifaire à deux paliers progressifs, comme on la retrouve aux tarifs domestiques, permet d'encourager l'efficacité énergétique avec un prix de la 2^e tranche plus élevé et qui tend vers les coûts évités de long terme. Mais comme les tarifs ne doivent pas générer plus que les revenus requis, le prix du premier palier doit conséquemment être inférieur aux coûts moyens.

[973] La détermination des seuils entre les paliers doit se faire en tenant compte de l'élasticité de la demande. En principe, on devrait tarifier au prix plus élevé de la 2^e tranche la portion de la consommation qui est plus susceptible de s'ajuster au signal de prix plus élevé, et ajuster au prix plus faible de la 1^{re} tranche la portion inélastique de la demande, soit une consommation minimale sur laquelle le client ne peut agir.

⁵¹⁷ Pièce C-OC-0007, p. 19 et 20.

⁵¹⁸ Pièce C-OC-0007, p. 21.

⁵¹⁹ Pièce C-RNCREQ-0014, p. 12.

[974] Sur la base de ces principes généraux, une hausse du seuil de la 1^{re} tranche, afin d'intégrer une portion de chauffage de base, se justifie si cette allocation supplémentaire en 1^{re} tranche est restreinte et ne couvre qu'une portion limitée de la facture de chauffage, une portion que l'on pourrait décrire comme incompressible et inélastique.

[975] La Régie convient avec le Distributeur qu'une telle mesure permettrait d'alléger la facture d'électricité des MFR et des plus petits consommateurs, tout en permettant d'augmenter davantage le prix de la 2^e tranche et tendre plus rapidement vers les coûts évités de long terme.

[976] La Régie retient également l'argument du Distributeur qu'il n'y a pas de justification à hausser davantage le signal de prix pour les mois d'été, puisque la réalité des coûts pour le Distributeur se traduit par des coûts nettement plus élevés l'hiver que l'été.

[977] Considérant que la hausse plus rapide du prix de l'énergie en 2^e tranche affecte davantage les grands consommateurs, les clients facturés pour la puissance et la clientèle agricole, la Régie convient avec le Distributeur que la hausse du seuil de la 1^{re} tranche constitue, en fait, une forme de redistribution. Elle considère qu'une hausse annuelle du seuil de la 1^{re} tranche, plutôt que limitée aux quatre mois d'hiver, se justifie également afin d'aider, entre autres, la clientèle agricole.

[978] La Régie accepte la proposition du Distributeur de hausser le seuil de la 1^{re} tranche, afin de couvrir une portion du chauffage de base au réseau intégré.

[979] La Régie demande au Distributeur de soumettre une proposition formelle en ce sens lors de la demande tarifaire 2017-2018. Cette proposition devra notamment inclure une simulation démontrant les impacts, sur les différentes clientèles ainsi que par strate de consommation, d'une hausse du seuil de la 1^{re} tranche à 40 kWh/jour, compensée par une hausse deux fois plus importante du prix de l'énergie en 2^e tranche qu'en 1^{re} tranche. Le Distributeur devra également présenter des scénarios d'implantation graduelle d'une telle modification, afin de préserver la stabilité tarifaire.

20.2.2 HAUSSE DU SEUIL DE LA PREMIÈRE TRANCHE EN RÉSEAUX AUTONOMES

[980] Selon le Distributeur, « [l]e seuil de la 1^{re} tranche applicable au nord du 53^e parallèle pourrait être maintenu à 30 kWh/jour. Toutefois, le Distributeur est d'avis que pour des raisons d'équité, il serait souhaitable de continuer d'octroyer le même nombre de kWh en 1^{re} tranche au sud et au nord du 53^e parallèle »⁵²⁰.

[981] Il précise toutefois que la hausse du seuil de la 1^{re} tranche vise à permettre d'accroître le signal de prix de la 2^e tranche, tout en réduisant l'impact sur la facture globale du chauffage électrique en réseau intégré. Bien que davantage de kWh de chauffage puissent être facturés au prix de la 1^{re} tranche, il n'en demeure pas moins que la 2^e tranche continuerait de viser essentiellement le chauffage des locaux et, conséquemment, que son prix devrait toujours tendre vers le coût évité de long terme pour le chauffage des locaux⁵²¹.

[982] Le Distributeur explique que « au nord du 53^e [...] toutes les maisons sont chauffées au mazout. Ce qu'il faut éviter c'est d'avoir de plus en plus de chauffage... chauffage d'appoint qui se fasse »⁵²². Il indique, par ailleurs, que si on augmentait le seuil de la 1^{re} tranche à 40 kWh/jour dans les réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle, il y aurait nécessairement un besoin de devancer les investissements pour des besoins de puissance⁵²³.

[983] La Régie considère que la hausse du seuil de la 1^{re} tranche est une mesure de tarification qui s'applique uniquement dans le contexte du chauffage électrique en réseau intégré.

[984] La Régie est également d'avis que toute hausse du seuil de la 1^{re} tranche au-delà de 30 kWh/jour dans les réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle annulerait les efforts de réduction de l'usage de chauffage électrique d'appoint, tel qu'il en a été traité aux sections 14.4.4 et 19.9.2 de la présente décision.

⁵²⁰ Pièce B-0099, p. 102 et 103.

⁵²¹ *Ibid.*

⁵²² Pièce A-0049, p. 130.

⁵²³ Pièce A-0049, p. 131.

[985] **La Régie demande que le Distributeur maintienne à 30 kWh/jour le seuil de la 1^{re} tranche applicable au nord du 53^e parallèle dans sa proposition de nouvelle stratégie relative aux tarifs domestiques qu'il présentera.**

20.3 CRÉATION D'UN TARIF DISTINCT POUR LES GRANDS CONSOMMATEURS (TARIF D2)

[986] Selon le Distributeur, la stratégie des dernières années a produit des impacts tarifaires importants pour les plus grands consommateurs, en particulier pour les clients de plus de 50 kW. Ces derniers, qui regroupent, entre autres, les usages en commun d'immeubles à logements et les plus grandes exploitations agricoles, connaissent depuis 2006 des hausses tarifaires bien supérieures à la moyenne et paient une part relative plus grande des coûts de la catégorie domestique⁵²⁴.

[987] Le Distributeur propose la création d'un tarif D2 mieux adapté aux grands consommateurs (plus de 50 kW), incluant les exploitations agricoles, tout en assurant un meilleur reflet des coûts. Une stratégie proposant une hausse plus élevée du prix de la 2^e tranche aux tarifs D et DM qu'à celui de la 1^{re} tranche pourrait alors continuer d'être appliquée sans produire d'impacts indus. Le Distributeur précise toutefois que le maintien de cette stratégie d'ajustement différencié des prix de l'énergie au tarif D devrait être conditionnel à la création d'un tarif D2⁵²⁵.

[988] La création d'un tarif distinct pour les grands consommateurs permettrait d'appliquer la même stratégie aux mêmes composantes que celles du tarif D, mais recalibrée afin d'en atténuer les impacts, de manière à générer la même hausse tarifaire moyenne. La structure du tarif D2 pourrait, par la suite, évoluer graduellement vers un tarif à l'image du tarif M⁵²⁶.

[989] Le Distributeur ajoute que « *la création d'un tarif D2 n'aurait aucun impact sur l'indice d'interfinancement, mais elle permettrait néanmoins d'abaisser la contribution pour couvrir les coûts de ces clients* »⁵²⁷.

⁵²⁴ Pièce B-0051, p. 15.

⁵²⁵ Pièce B-0071, p. 15.

⁵²⁶ Pièce B-0071, p. 28 et 29.

⁵²⁷ Pièce B-0071, p. 29.

[990] L'ACEFQ, le GRAME, OC et le RNCREQ sont favorables à la création d'un tarif D2. Par contre, l'UPA juge que le tarif D2 est inapproprié pour sa clientèle, ne couvrant que 4,9 % des abonnements agricoles. Un tel tarif pourrait, selon l'UPA, créer des distorsions entre agriculteurs desservant les mêmes marchés⁵²⁸.

[991] La Régie a questionné le Distributeur au sujet de la détermination de la contribution des revenus aux coûts, par tranche de consommation, particulièrement pour les clients consommant 100 000 kWh/an et plus. Le Distributeur démontre au tableau suivant que c'est principalement en raison de la réduction des coûts unitaires au fur et à mesure qu'augmente la consommation, que la contribution des plus grands consommateurs par rapport aux coûts de desserte augmente.

TABLEAU 57
DONNÉES PAR TRANCHES DE CONSOMMATION

Tranches de consommation (kWh-an)	Consommation unitaire moyenne (kWh)	Coûts	Revenus	
			Stratégie actuelle (¢/kWh)	Hausse uniforme (¢/kWh)
5000 et moins	2 488	22,51	13,17	15,17
5 000 - 10 000	7 719	11,81	8,81	9,69
10 000 - 15 000	12 459	10,35	8,22	8,64
15 000 - 20 000	17 578	9,75	8,16	8,26
20 000 - 25 000	22 592	9,49	8,21	8,12
25 000 - 30 000	27 455	9,19	8,30	8,08
30 000 - 60 000	37 013	8,70	8,39	8,00
60 000 - 100 000	72 102	7,77	8,41	7,79
100 000 et plus	168 041	6,78	8,50	7,56

Source : Pièce B-0071, p. 26.

[992] Le Distributeur explique que les coûts moyens par strate de consommation ont été établis en appliquant la méthode de répartition des coûts approuvée par la Régie, en fonction notamment des caractéristiques de consommation des clients pour chacune de ces strates⁵²⁹.

⁵²⁸ Pièce C-UPA-0008, p. 11 et 12.

⁵²⁹ Pièce B-0099, p. 94.

[993] En audience, le Distributeur précise :

« On a établi les caractéristiques de consommation pour chacune de ces catégories-là et on a refait la méthode de répartition pour chacune de ces catégories-là, donc c'est comme si j'avais fait un D1, D2, D3, D4, D5, D6, D7, D8 »⁵³⁰.

[994] Ainsi, le Distributeur confirme que la méthode utilisée pour chacune de ces strates *« c'est comme si c'étaient des tarifs un par un, comme si j'avais eu d'autres tarifs »⁵³¹.*

[995] La Régie a certaines réserves à cet égard. Sans remettre en cause la méthode de répartition des coûts, elle constate que si l'on devait suivre cette logique, soit calculer le coût pour chaque strate de consommation comme s'il s'agissait de tarifs distincts, et si on devait se servir de ces coûts pour fixer le niveau de chacun de ces tarifs, cela mènerait à une structure de tarifs dégressifs pour la catégorie de clients domestiques.

[996] Or, au nom de l'efficacité économique et énergétique, cette pratique de tarifs dégressifs a été abandonnée en 1978. La Régie, ainsi que le Distributeur, ont depuis clairement énoncé l'importance de mettre l'emphase sur le signal de prix et les coûts à la marge :

« Un principe fondamental en tarification de l'électricité est de faire payer au consommateur ce qu'il en coûte pour offrir le service d'un kWh additionnel. C'est ensuite celui-ci qui décidera s'il maintient, réduit, annule ou déplace dans le temps sa consommation. Le signal de prix présente donc à la fois un caractère indicatif et incitatif »⁵³².

« Un bon signal de prix incite les clients à adopter un comportement favorisant l'efficacité énergétique. La Régie est d'avis que les modalités des structures tarifaires doivent évoluer de façon à refléter de façon adéquate la structure des coûts marginaux de long terme »⁵³³.

⁵³⁰ Pièce A-0055, p. 15.

⁵³¹ Pièce A-0055, p. 44.

⁵³² Dossier R-3644-2007, pièce B-1, HQD-12, document 2, p. 5.

⁵³³ Décision D-2005-34, p. 149.

[997] Sur la base de la preuve déposée au présent dossier, la Régie est d'avis qu'il n'est pas justifié d'abaisser la contribution des revenus aux coûts des grands consommateurs facturés en puissance, tel que le suggère le Distributeur.

[998] Malgré ces réserves, la Régie reconnaît que les clients de plus de 50 kW ont des profils de consommation différents de la moyenne des autres clients aux tarifs domestiques, puisqu'ils ont un facteur d'utilisation (FU) plus élevé, un ratio hiver-été moins prononcé et qu'ils sont déjà facturés différemment avec l'ajout d'une prime pour la puissance à facturer. La création d'un tarif distinct pourrait permettre de mieux calibrer les hausses futures par composante pour ces clients et ainsi limiter les effets indus de la hausse plus rapide du prix de la 2^e tranche d'énergie.

[999] Par conséquent, la Régie accepte la proposition du Distributeur de créer un tarif D2 pour les grands consommateurs facturés en puissance. Elle réaffirme toutefois l'importance de la progressivité des tarifs domestiques et du signal de prix, particulièrement chez les grands consommateurs aux tarifs domestiques.

20.4 PROGRAMMES DE GESTION DE LA CONSOMMATION

[1000] Le Distributeur propose le recours à des programmes de gestion de la consommation plutôt que l'introduction d'une tarification différenciée dans le temps.

[1001] Selon le Distributeur, les tarifs de base offerts à l'ensemble de la clientèle ne constituent pas l'outil tarifaire adéquat pour transmettre un signal de prix en temps réel dans le but de gérer la demande à la pointe.

[1002] Le Distributeur privilégie les programmes commerciaux qui sont mieux adaptés pour cibler et inciter, sur une base volontaire, les clients les plus aptes à contribuer au succès des mesures de gestion de la demande en période de pointe⁵³⁴.

⁵³⁴ Pièce B-0051, p. 16.

[1003] OC souligne que la croissance des besoins en période de pointe en hiver a grandement contribué aux augmentations de tarifs de ces dernières années :

« Étant donné que la structure des tarifs résidentiels est un des facteurs qui peut influencer la demande en période de pointe, il est important de s'assurer que le signal de prix actuel soit adéquat et d'explorer d'autres alternatives que pourrait offrir la stratégie tarifaire pour réduire les besoins en période de pointe »⁵³⁵.

[1004] Pour sa part, l'UC appuie la position du Distributeur.

[1005] La Régie accepte, dans le cadre de la présente demande, la proposition du Distributeur de privilégier le recours à des programmes de gestion de la consommation plutôt qu'à l'introduction d'une tarification différenciée dans le temps.

20.5 STRATÉGIE RELATIVE AU TARIF DT

[1006] À la suite de plaintes de certains clients qui se sont considérés désavantagés par le tarif DT au cours des deux hivers 2013-2014 et 2014-2015, particulièrement longs et rigoureux, le Distributeur a formé des représentants des SALC afin de leur permettre de mieux aider le client à déterminer si le tarif DT demeure avantageux, compte tenu de sa situation. Par ailleurs, le Distributeur effectue actuellement des inspections auprès de clients ayant une consommation en pointe particulièrement élevée, de manière à vérifier si les conditions d'admissibilité au tarif DT sont toujours respectées⁵³⁶.

[1007] Le Distributeur constate, par ailleurs, la tendance à l'érosion du parc biénergie et le faible potentiel de nouveaux abonnements au tarif DT. Plus de 6 000 clients ont abandonné cette option en 2014⁵³⁷.

⁵³⁵ Pièce C-OC-0007, p. 16.

⁵³⁶ Pièce B-0075, p. 107 et 108.

⁵³⁷ Pièce B-0071, diapositives 51 à 54.

[1008] Le Distributeur indique, par ailleurs, qu'il lui serait possible d'utiliser la marge de manoeuvre dont il dispose pour accroître les économies réalisées par les clients au tarif DT et qu'il a quelques pistes de solution à cet effet⁵³⁸.

[1009] Le Distributeur explique que, compte tenu du fait que ce tarif est étroitement lié au tarif D, il estime préférable d'établir une stratégie pour le tarif D, avant de proposer des modifications à la structure et au calibrage du tarif DT⁵³⁹.

[1010] L'ACEFQ considère que « *le tarif DT représente un avantage pour tout le reste de la clientèle du Distributeur* » et :

« [qu']il faut agir pour maintenir la clientèle du tarif DT dans l'intérêt de tout le monde, de tous les autres clients du Distributeur.

*[...] Hydro-Québec a présenté une estimation et puis demandé à la Régie de considérer la stratégie seulement l'an prochain, j'imagine. Alors, d'après moi, c'est trop tard, il faut agir dès maintenant »*⁵⁴⁰.

[1011] La FCEI pense qu'il faut améliorer l'attrait du tarif DT au niveau économique⁵⁴¹. Elle ajoute que le mode de contrôle actuel de la biénergie n'est plus adapté⁵⁴².

[1012] Selon la FCEI, un des problèmes dans le mode de contrôle de la biénergie est le contrôle par sonde de température, installé typiquement il y a une trentaine d'années, provoquant le déclenchement, non pas pendant les périodes de pointe réelles du réseau, mais dès -12 ou -15°C, à n'importe quel moment de la journée, souvent au milieu de la nuit, alors que le réseau n'est pas en pointe.

⁵³⁸ Pièce B-0071, diapositives 68 à 73.

⁵³⁹ Pièce B-0075, p. 108.

⁵⁴⁰ Pièce A-0055, p. 187 à 189.

⁵⁴¹ Pièce A-0055, p. 138.

⁵⁴² Pièce A-0055, p. 138 à 142.

[1013] Depuis de nombreuses années, le Distributeur indique qu'il ne peut changer cette stratégie de contrôle, notamment au motif que cela nuirait aux intérêts de l'industrie du chauffage au mazout :

« Une réduction du nombre d'heures d'effacement réduirait inévitablement l'intérêt des mazoutiers à assurer l'approvisionnement en mazout des clients biénergie et accélérerait l'érosion du parc »⁵⁴³.

[1014] La Régie constate qu'Hydro-Sherbrooke⁵⁴⁴ opère depuis plusieurs décennies la biénergie par télécontrôle. Elle constate également que le Distributeur implantera une nouvelle infrastructure de télécontrôle des chauffe-eau en période de pointe, afin de réaliser des gains de 0,6 à 0,9 kW par client. Considérant que la biénergie permet d'effacer à la pointe des puissances 10 fois plus élevées que les chauffe-eau, la Régie est d'avis que l'infrastructure déjà prévue pour les chauffe-eau générerait, à moindre coût, un impact beaucoup plus considérable que celui des chauffe-eau. Cette infrastructure devrait permettre d'offrir aux clients déjà à la biénergie une option tarifaire plus avantageuse et qui pourrait les convaincre de ne pas abandonner leur système.

[1015] La Régie demande au Distributeur de présenter dans sa proposition de nouvelle stratégie relative aux tarifs domestiques, lors de la demande tarifaire 2017-2018, une nouvelle option tarifaire de biénergie pouvant tirer profit de l'infrastructure de télécontrôle prévue pour les chauffe-eau interruptibles.

[1016] Par ailleurs, considérant que tous les clients au tarif D qui consommeront plus de 50 kW pourront potentiellement bénéficier d'un nouveau tarif D2 (voir la section 20.3), la Régie demande au Distributeur de présenter, s'il y a lieu, lors de la demande tarifaire 2017-2018, un nouveau tarif biénergie pour les clients au tarif DT qui consomment plus de 50 kW.

⁵⁴³ Pièce B-0075, p. 109.

⁵⁴⁴ Pièce B-0075, p. 108 à 111.

20.6 TARIF DISTINCT POUR LA CLIENTÈLE AGRICOLE

[1017] Le Distributeur ne retient pas l'idée d'un tarif agricole distinct. Selon lui, la clientèle agricole ne forme pas un groupe spécifique et homogène, mais s'apparente plutôt à la catégorie résidentielle.

[1018] Le Distributeur note qu'une grande part des abonnements de la clientèle agricole couvre à la fois des usages résidentiels et agricoles, et que les clients agricoles se retrouvent dans toutes les strates de consommation.

[1019] Selon le Distributeur, la clientèle agricole, dans son ensemble, ne présente pas des caractéristiques différentes, en ce qui a trait à la consommation et aux coûts, de celles de la clientèle résidentielle qui pourraient justifier l'introduction d'une tarification spécifique ou un prix plus faible de l'électricité⁵⁴⁵.

[1020] Par contre, les grandes exploitations agricoles qui ont des appels de puissance de plus de 50 kW subissent des impacts importants avec la stratégie tarifaire actuelle. Ces dernières pourraient bénéficier d'une approche mieux adaptée à leurs caractéristiques de consommation avec la création d'un tarif D2.

[1021] Selon l'UPA, le fait que certaines entreprises agricoles possèdent plus d'un compteur explique, en partie, la distribution hétérogène de la clientèle agricole. L'intervenante précise que bien qu'il y ait 40 525 abonnements agricoles aux tarifs D, G et M, il n'y a que 28 880 entreprises agricoles⁵⁴⁶.

[1022] Selon l'UPA :

« [l]a consommation moyenne de la clientèle agricole au tarif D pour l'année 2014 (38 518 kWh) est 2,2 fois plus élevée que celle du reste de la clientèle résidentielle (17 726 kWh). Ainsi la proportion de kWh de la clientèle agricole au tarif D facturés en première tranche se situe à 22 % et à 78 % en deuxième tranche, contre des proportions de 49 % en première tranche et 51 % en

⁵⁴⁵ Pièce B-0051, p. 18.

⁵⁴⁶ Pièce C-UPA-0008, p. 4 et 5.

deuxième tranche pour l'ensemble de la clientèle au tarif D » [notes de bas de page omises]⁵⁴⁷.

[1023] De plus, la consommation de la clientèle agricole est moins corrélée à la température que celle de la clientèle résidentielle. Les producteurs agricoles ont, dans l'ensemble, une moins grande variabilité de la consommation sur l'année. Cette caractéristique se traduit par un ratio hiver/été de 1,3, alors qu'il se situe entre 1,6 et 2,3 pour la clientèle résidentielle.

[1024] L'UPA souligne que parmi les 38 499 abonnements agricoles au tarif D, 1 894 se voient facturer de la puissance, soit 4,9 % des abonnements agricoles. Ces 1 894 clients agricoles représentent 37 % des clients domestiques facturés en puissance en 2014⁵⁴⁸.

[1025] L'UPA juge que le tarif D2 est inapproprié pour sa clientèle, malgré les aménagements qui pourraient y être apportés. Elle souligne qu'au sein d'une même production, les agriculteurs desservent les mêmes marchés. Ainsi, le tarif D2 créerait une distorsion entre eux, selon qu'ils consomment de la puissance au-delà de 50 kW ou non⁵⁴⁹.

[1026] L'UPA demande donc à la Régie d'ordonner au Distributeur de réaliser une véritable analyse, de concert avec l'UPA, sur la possibilité et l'opportunité de créer un tarif adapté à l'ensemble de cette clientèle.

[1027] La Régie considère qu'une quantité très importante de données en ce qui a trait aux profils et aux caractéristiques de consommation des clientèles agricoles et résidentielles a été fournie à la suite des DDR soumises au Distributeur. Les réponses de ce dernier permettent de porter un jugement éclairé quant à l'opportunité de créer ou non un tarif agricole distinct.

⁵⁴⁷ Pièce C-UPA-0008, p. 5.

⁵⁴⁸ Pièce C-UPA-0008, p. 7.

⁵⁴⁹ Pièce C-UPA-0008, p. 12.

[1028] La Régie constate que les statistiques et les caractéristiques de consommation de la clientèle agricole sont fortement influencées par la présence d'un nombre restreint de très grandes exploitations agricoles, particulièrement les 1 948 clients agricoles avec puissance facturée aux tarifs D et DM. Il convient donc d'examiner distinctement les profils de la clientèle agricole avec puissance facturée et ceux de la clientèle agricole qui demeurerait aux tarifs D et DM sans puissance facturée.

[1029] La Régie note que les 1 948 abonnements agricoles avec puissance facturée aux tarifs D et DM représentent 5,0 % des 38 781 abonnements agricoles aux tarifs domestiques. Ces derniers représentent cependant une portion plus élevée par rapport aux 28 880 entreprises agricoles. Mais surtout, les abonnements éligibles au tarif D2 représentent plus de 23 % de la consommation totale de la clientèle agricole aux tarifs domestiques⁵⁵⁰.

[1030] Pour ce qui est de la clientèle agricole dont la puissance n'est pas facturée, elle est présente dans toutes les strates de consommation d'énergie, tout comme la clientèle résidentielle. La principale différence se situe au niveau du ratio hiver/été⁵⁵¹. La Régie remarque toutefois que le ratio hiver/été pour 81 % des abonnements agricoles dont la puissance n'est pas facturée, se situe entre 1,6 et 1,8, un niveau plus faible que pour l'ensemble de la clientèle résidentielle, mais égal ou supérieur à celui des propriétaires résidentiels - autres que TAÉ⁵⁵².

[1031] La Régie partage l'avis du Distributeur à l'effet que les différences au niveau des caractéristiques et des profils de consommation de la clientèle agricole, dont la puissance n'est pas facturée et ceux de la clientèle résidentielle dont la puissance n'est pas facturée, ne sont pas suffisantes pour justifier la création d'un tarif agricole distinct.

[1032] Bien que sensible à la problématique vécue par la clientèle agricole, la Régie considère que la création d'un tarif D2 pour les clients facturés pour la puissance et la hausse du seuil de la 1^{re} tranche sur une base annuelle constituent une réponse adéquate bénéficiant à une large partie de cette clientèle agricole.

⁵⁵⁰ Pièce B-0051, p. 38.

⁵⁵¹ Pièce B-0126, p. 36.

⁵⁵² Pièce B-0071, séance de travail, phase 1 : tarifs domestiques – 1^{re} rencontre du 30 avril 2015, p. 7.

[1033] **Pour ces motifs, la Régie ne retient pas la proposition de l'UPA de créer un tarif distinct pour la clientèle agricole.**

20.7 VÉHICULES ÉLECTRIQUES

[1034] Le Distributeur prévoit des charges de 0,8 M\$ consacrées à l'électrification du transport collectif pour l'année témoin 2016⁵⁵³ :

« Les études et projets déjà entamés depuis 2012 se poursuivront en 2016. Tout comme pour les études présentement en cours, le Distributeur continuera de participer activement à titre de partenaire aux études des projets ».

[1035] Le Distributeur n'indique aucun autre élément dans sa preuve, notamment en ce qui a trait au déploiement des bornes de recharge des véhicules électriques.

[1036] SÉ-AQLPA recommande à la Régie d'examiner de façon intégrée les aspects techniques, réglementaires et tarifaires à mettre en place en vue de préparer l'arrivée des véhicules électriques⁵⁵⁴. Selon l'intervenant :

« le marché des véhicules électriques peut évoluer rapidement. Le potentiel de croissance existe et est important. Et il y a toutes les chances pour que les bornes de recharge rapides, cinquante kilowatts (50 kW) chacune, se multiplient rapidement ».

[1037] Selon SÉ-AQLPA, les enjeux dans ce dossier seront nombreux et complexes. L'impact sur le bilan en énergie serait faible mais financièrement bénéfique, compte tenu des surplus du Distributeur. L'impact sur le bilan de puissance pourrait être important et problématique.

[1038] L'intervenant considère qu'avec la multiplication des bornes, il faudra que la Régie se penche sur un tarif de bornes de recharge, avec un tarif de rachat éventuel en période de fine pointe. Il faudrait également considérer que, de facto, les bornes de

⁵⁵³ Pièce B-0026, p. 20.

⁵⁵⁴ Pièce A-0058, p. 151 à 154.

recharge privées sont une forme de revente déjà existante de l'électricité à des tiers. L'intervenant précise que :

« [p]résentement, les voitures électriques ont une pénétration d'environ un demi de un pour cent du marché. Et les experts en marketing disent qu'il faut s'en occuper dès qu'une nouvelle forme, une nouvelle innovation touche le un pour cent (1 %). Autrement dit, on est très près, c'est à peu près le bon moment pour battre le fer »⁵⁵⁵.

[1039] Bien que la tarification selon les usages doive généralement être évitée en réglementation, la Régie constate que la recharge des véhicules électriques soulève plusieurs enjeux nouveaux. Le niveau de développement du marché des véhicules électriques et des services de recharge en arrive à un stade où le traitement réglementaire des services de recharge d'électricité mérite d'être considéré, par exemple en fonction de l'existence de l'article 8.2 des CDSÉ portant sur la revente d'électricité, notamment lorsque ce service n'est pas inclus dans le coût du stationnement.

[1040] Considérant qu'une nouvelle politique énergétique est attendue de la part du gouvernement du Québec, la Régie juge qu'il est prématuré de se prononcer plus en détail sur la tarification des services de recharge dans la présente décision.

[1041] Toutefois, au niveau des approvisionnements, la Régie considère que s'il n'y a pas d'inquiétude quant à la capacité de fournir les quantités d'énergie requises pour le transport électrique, il y a cependant lieu de se préoccuper du niveau de puissance coïncidente à la pointe que pourraient représenter les véhicules électriques quand ils sont branchés au réseau. Par exemple, si les particuliers préchauffent l'habitacle de leur véhicule électrique en hiver, juste avant le départ pour le travail, s'ils le branchent à une borne publique au moment de l'arrivée au travail, puis le rebranchent le soir, dès l'arrivée à la maison, cela constitue une charge significative qui coïncide exactement avec les pointes traditionnelles de pointe du réseau par temps froid, le matin et en début de soirée.

[1042] La Régie demande au Distributeur, lors de sa demande tarifaire 2017-2018, dans le cadre de sa réflexion sur la stratégie relative aux tarifs domestiques, d'élaborer une proposition permettant de répondre aux préoccupations énoncées précédemment.

⁵⁵⁵ Pièce A-0058, p. 174 et 175.

21. HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE

[1043] Compte tenu de la présente décision, la Régie approuve, pour le Distributeur, les revenus requis de 11 758,7 M\$ et les revenus additionnels requis de 65,1 M\$ pour l'année témoin 2016. Il en résulte une hausse tarifaire estimée à 0,7 % pour l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif L qui ne devrait connaître ni hausse ni baisse, la variation étant estimée à 0,0 %.

[1044] Le tableau suivant illustre l'estimé de la hausse tarifaire pour l'année témoin 2016.

TABLEAU 58
ESTIMÉ DE LA HAUSSE TARIFAIRE APPROUVÉE EN 2016

(en M\$)	Demande initiale	Ajustements	Mise à jour D-2015-189 (1)	Ajustements	Demande révisée (2)	Ajustements de la Régie	Reconnu
Revenus des ventes 2016 (sans hausse de tarif)	11 711,0		11 711,0	(98,2)	11 612,8	16,0	11 628,8
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	(15,3)		(15,3)		(15,3)		(15,3)
Revenus autres que ventes d'électricité	174,1		174,1		174,1		174,1
Ajustement-Provision réglementaire 2015	(94,0)		(94,0)		(94,0)		(94,0)
Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis	11 775,8	0,0	11 775,8	(98,2)	11 677,6	16,0	11 693,6
Revenus requis							
Achats							
Achats d'électricité	6 356,3	(4,3)	6 352,0	(119,2)	6 232,8	2,3	6 235,1
Service de transport	2 783,6	45,5	2 829,1	(15,9)	2 813,2	(62,3)	2 750,9
Coûts de distribution et SALC							
Charges d'exploitation	1 260,5	11,0	1 271,5	(20,3)	1 251,2	(30,0)	1 221,2
Autres charges	788,1	8,5	796,6	(16,4)	780,2	6,5	786,7
Frais corporatifs	30,1	0,5	30,6	0,0	30,6	0,0	30,6
Rendement de la base de tarification	751,7	1,3	753,0	(11,9)	741,1	(6,9)	734,2
	11 970,3	62,5	12 032,8	(183,7)	11 849,1	(90,4)	11 758,7
Revenus additionnels requis 2016	194,5	62,5	257,0	(85,5)	171,5	(106,4)	65,1
Revenus des ventes avant hausse							
Excluant les contrats spéciaux	10 811,9	0,0	10 811,9	(34,7)	10 777,2	16,0	10 793,2
Excluant les contrats spéciaux et le tarif L	9 428,1	0,0	9 428,1	(16,8)	9 411,3	16,0	9 427,3
Hausse demandée							
Clientèle au tarif L	1,2 %		1,8 %		1,0 %		
Autres clientèles	1,9 %		2,5 %		1,7 %		
Hausse requise estimée							
Clientèle au tarif L							0,0 %
Autres clientèles							0,7 %
Provision réglementaire estimée (à considérer dans l'année suivante)							22

Sources : Pièce B-0011, p. 5; pièce B-0128, p. 7 et pièce B-0145, p. 3.

Note 1 : Mise à jour en suivi de la décision D-2015-189 relative aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux US GAAP.

Note 2 : Mise à jour de certains paramètres en audience, incluant la mise à jour en suivi de la décision D-2015-189.

[1045] 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 19 463 kWh/an⁵⁵⁶, verra sa facture annuelle augmenter d'environ 11 \$.

[1046] **La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 16 mars 2016, à 11 h, les documents suivants :**

- **les revenus additionnels requis et la hausse tarifaire au 1^{er} avril 2016, selon le format des pièces B-0011⁵⁵⁷ et B-0145⁵⁵⁸;**
- **le calcul de la provision réglementaire 2016;**
- **une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues à la présente décision, selon le format de la pièce B-0052;**
- **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-0046;**
- **les ratios d'interfinancement tenant compte de la présente décision, tels que présentés au tableau 1 de la pièce B-0051, page 6;**
- **les modifications apportées au texte des *Tarifs d'électricité* pour tenir compte de la présente décision, selon le format des pièces B-0225⁵⁵⁹, B-0226 et B-0227 du dossier R-3905-2014 Phase 1;**
- **un nouveau texte, dans ses versions française et anglaise, des *Tarifs d'électricité*, conforme aux exigences contenues aux diverses sections de la présente décision.**

22. FINANCEMENT DES INTERVENANTS HORS AUDIENCE

[1047] La FCEI propose l'adoption par la Régie d'un mécanisme souple permettant aux intervenants qui discutent de divers enjeux avec le Distributeur, hors du cadre des audiences, d'obtenir un financement adéquat et raisonnable pour permettre l'embauche de consultants. Elle demande qu'un financement annuel, normé et limité à 10 000 \$, soit prévu aux fins de ces représentations hors audience.

⁵⁵⁶ Pièce B-0051, p. 10, tableau 4.

⁵⁵⁷ Page 5.

⁵⁵⁸ Page 3.

⁵⁵⁹ Pages 23 et 24.

[1048] L'intervenante est d'avis qu'un tel mécanisme respecterait l'esprit de l'article 36 de la Loi qui prévoit que la Régie « *peut ordonner au transporteur d'électricité ou à tout distributeur d'électricité ou de gaz naturel de verser, tout ou partie des frais, y compris des frais d'experts, aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations* ».

[1049] La FCEI soumet que les interventions hors audience doivent être considérées comme partie intégrante des interventions qui satisfont aux critères d'examen d'une demande de paiement de frais en vertu des articles 15 et 16 du *Guide de paiement des frais 2012*. Elle affirme que ces interventions sont d'autant plus utiles qu'elles permettent de régler des problèmes plus rapidement et d'éviter de prolonger la durée des audiences.

[1050] Le Distributeur juge qu'il est souhaitable de dialoguer avec les représentants des intervenants de façon informelle, sur des enjeux qui les préoccupent. Il convient que ces consultations soient bénéfiques à la compréhension réciproque des enjeux et qu'elles constituent une bonne approche d'allégement réglementaire. Il est cependant d'avis que ces consultations ne devraient pas faire l'objet d'un financement.

[1051] Bien que la Régie demeure favorable aux rencontres en amont du déroulement du processus réglementaire et qu'elle considère que ces rencontres peuvent favoriser le bon déroulement des dossiers, elle est cependant d'avis qu'en vertu de l'article 36 de la Loi, elle n'a pas le pouvoir d'ordonner au Distributeur de rembourser les frais encourus pour ces consultations en dehors des dossiers réglementaires.

[1052] **Pour ces motifs, la Régie rejette la demande de financement hors audience de la FCEI.**

[1053] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur;

APPROUVE la demande du Distributeur de disposer intégralement les soldes des comptes de *pass-on* 2013 et 2014, totalisant 247,7 M\$, dans les revenus requis 2016;

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur de disposer intégralement le solde du compte de nivellement pour les aléas climatiques 2015 dans les revenus requis 2016 et **DEMANDE** au Distributeur d'inclure, exceptionnellement, un montant créditeur de 167,9 M\$ dans les revenus requis 2016;

APPROUVE le traitement comptable des coûts associés à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd en période de pointe;

AUTORISE, jusqu'à concurrence d'un montant de 529,2 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*⁵⁶⁰;

APPROUVE un budget total en 2016 de 130,0 M\$ pour les interventions en efficacité énergétique;

DÉTERMINE un taux de rendement de 6,949 % de la base de tarification 2016 du Distributeur, incluant un taux de rendement des capitaux propres de 8,2 % et un coût moyen de la dette de 6,276 %;

AUTORISE l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 5,248 %;

RÉSERVE sa décision finale quant à la base de tarification, la détermination des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assurer la prestation de service, les revenus requis et les revenus additionnels requis pour l'année témoin 2016 ainsi que la modification des tarifs applicables au 1^{er} avril 2016, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **16 mars 2016, à 11 h**, les informations requises par la présente décision;

MODIFIE les *Tarifs d'électricité*, tel qu'indiqué dans la présente décision;

⁵⁶⁰ RLRQ, c. R-6.01, r. 2.

ORDONNE au Distributeur de déposer, au plus tard le **16 mars 2016, à 11 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, dans le même format que celui de la pièce B-0052;

ORDONNE au Distributeur de mettre à jour le texte des *Tarifs d'électricité* et de déposer ce document, dans ses versions française et anglaise, pour approbation, au plus tard le **16 mars 2016, à 11 h**;

ACCEPTE les orientations à l'égard de la stratégie tarifaire relative aux tarifs domestiques proposées par le Distributeur, sous réserve des ajustements présentés à la section 20 de la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, dans les délais fixés.

Louise Pelletier
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Bernard Houle
Régisseur

Représentants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par M^e Denis Falardeau;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (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 national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

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 Marc-André LeChasseur et M^e Martine Burelle;

Union des producteurs agricoles (UPA) représentée par M^e Marie-Andrée Hotte.