

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2013-037

R-3814-2012

12 mars 2013

PRÉSENTS :

Louise Rozon
Suzanne G. M. Kirouac
Pierre Méthé
Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
de l'année tarifaire 2013-2014*

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Coalition canadienne de l'énergie géothermique (CCÉG);
- Corporation des propriétaires immobiliers du Québec Inc. (CORPIQ);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES TABLEAUX.....	7
LEXIQUE	9
INTRODUCTION.....	11
1. CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2013-2014 DU DISTRIBUTEUR	12
2. BUDGET 2013-2014 DU GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, DÉCRET 1135-2012 ET PROJET DE LOI N^o 25	14
3. ÉCARTS DE RENDEMENT	20
4. PRÉVISION DES VENTES.....	25
5. PARAMÈTRES FINANCIERS.....	28
5.1 Structure de capital présumée et taux de rendement sur les capitaux propres	28
5.2 Le coût de la dette	31
5.3 Taux de rendement sur la base de tarification.....	32
5.4 Coût du capital prospectif	33
6. COÛTS ÉVITÉS	35
6.1 Coûts évités en réseau intégré	35
6.2 Coûts évités en réseaux autonomes	37
7. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES....	39
7.1 Normes internationales d'information financière	39
7.2 Norme IAS 19R « Avantages du personnel »	40
7.3 Modalités de disposition du compte d'écarts pour pannes majeures	41
7.4 Résultats de l'exercice de révision des durées d'utilité	42
7.5 Traitement proposé pour la charge de désactualisation	47

8.	PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$ INTÉGRÉS DANS LES REVENUS REQUIS MAIS NON AUTORISÉS	49
8.1	Projet LAD	49
8.2	Poste Port Daniel	53
9.	APPROVISIONNEMENTS	54
9.1	Approvisionnement en électricité	54
9.2	Achats d'électricité.....	54
10.	SERVICE DE TRANSPORT	56
11.	COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE.....	59
11.1	Charges d'exploitation	59
11.2	Autres charges	87
11.3	Frais corporatifs.....	92
11.4	Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	93
12.	EFFICIENCE ET PERFORMANCE	95
12.1	Balisage interne du Distributeur.....	95
12.2	Balisage externe du Distributeur	97
12.3	Plan intégré d'amélioration de l'efficacité	99
12.4	Efficacité des fournisseurs internes du Distributeur	101
12.5	Efficacité du Centre des services partagés	102
12.6	Efficacité du groupe Technologie	103
12.7	Conclusion sur l'efficacité et la performance	105
13.	BASE DE TARIFICATION.....	105
14.	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2013.....	113
14.1	Réseau de Schefferville.....	115
15.	PGEÉ 2013	118
15.1	Suivi des résultats 2011 et 2012.....	118
15.2	Rétrospective et objectifs du PGEÉ pour la période 2003-2015	119
15.3	Demande budgétaire du PGEÉ 2013.....	123
15.4	Modifications aux programmes.....	127
15.5	Rentabilité des programmes et impact tarifaire	138
15.6	Évaluation des programmes par voie administrative	139

16. REVENUS REQUIS	142
17. REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ	144
18. RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE.....	146
19. CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ.....	147
19.1 Précisions dans le contexte de l'implantation de l'infrastructure de mesurage avancée	147
19.2 Modifications relatives au mode de versements égaux.....	148
19.3 Nouvel article permettant la mise en oeuvre d'activités promotionnelles ...	151
19.4 Nouveaux prix forfaitaires pour certaines interventions liées à l'alimentation électrique	153
19.5 Introduction d'une mesure structurante permettant une meilleure gestion du risque de crédit des clients résidentiels.....	156
19.6 Ajustements de texte et abrogation d'un article.....	158
19.7 Politique de dépôt pour les abonnements commerciaux et d'affaire	161
19.8 Responsabilité du propriétaire entre deux locations d'un logement	163
20. TARIFS DE DISTRIBUTION	169
20.1 Réseaux autonomes	169
20.2 Tarifs à forfait pour usage général	171
20.3 Service d'éclairage Sentinelle	173
20.4 Tarifs domestiques	174
20.5 Tarifs généraux.....	176
20.6 Modifications apportées au texte des <i>Tarifs et conditions du Distributeur</i> .	178
21. STRATÉGIE TARIFAIRE.....	180
22. HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE.....	182
DISPOSITIF	183

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 Taux de rendement sur la base de tarification	33
Tableau 2 Coût du capital prospectif	34
Tableau 3 Coût de retraite de l'année témoin 2013 en vertu de la norme IAS 19R.....	41
Tableau 4 Révision des durées d'utilité aux fins réglementaires	43
Tableau 5 Charges inhérentes au projet LAD.....	50
Tableau 6 Achats d'électricité	55
Tableau 7 Service de transport.....	56
Tableau 8 Coûts de distribution et SALC	59
Tableau 9 Charges d'exploitation	60
Tableau 10 Évolution des salaires de base sur la période 2007-2013	63
Tableau 11 Évolution des coûts des services professionnels et des autres services externes sur la période 2007-2013	66
Tableau 12 Récupération de coûts sur la période 2007-2013.....	67
Tableau 13 Charges d'exploitation selon l'approche globale.....	69
Tableau 14 Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	74
Tableau 15 Charges reliées au BEIÉ - Quotes-parts selon les décrets et selon la comptabilité d'exercice	76
Tableau 16 Coût de retraite.....	77
Tableau 17 Dépense de mauvaises créances et taux de la DMC sur les ventes 2007-2013	82
Tableau 18 Éléments spécifiques.....	85
Tableau 19 Autres charges.....	87

Tableau 20 Évolution de la charge totale d’amortissement sur la période 2010-2013.....	90
Tableau 21 Frais corporatifs	92
Tableau 22 Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	94
Tableau 23 Indicateurs d’efficience du CSP.....	102
Tableau 24 Indicateurs d’efficience du groupe Technologie	104
Tableau 25 Base de tarification	106
Tableau 26 Investissements et mises en service du projet LAD	109
Tableau 27 Sommaire des investissements 2013 (M\$)	114
Tableau 28 Budgets annuels d’investissement du PGEEÉ 2013 et rétrospective.....	124
Tableau 29 Revenus requis 2013	143
Tableau 30 Estimé des revenus requis 2013.....	144
Tableau 31 Revenus autres que les ventes d’électricité.....	145
Tableau 32 Ajustement des tarifs à forfait pour usage général	172
Tableau 33 Estimé de la hausse tarifaire autorisée 2013	182

LEXIQUE

Distributeur :	Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;
Régie :	Régie de l'énergie;
Transporteur :	Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité;
ARP :	agences de renseignements personnels;
ATPC :	Actif au titre des prestations constituées;
BEIÉ :	Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques;
CATVAR :	contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive;
CDSÉ :	<i>Conditions de service d'électricité;</i>
CEN :	charges d'exploitation nettes;
CNC :	Conseil des normes comptables;
CNG :	compteurs de nouvelle génération;
CSP :	Centre des services partagés;
DEL :	diode électro-luminescente;
DMC :	dépense de mauvaises créances;
ETC :	équivalents à temps complet;
IASB :	International Accounting Standard Board;
IDÉE :	Initiatives de démonstrations technologiques et d'expérimentation;
IFRS :	Normes internationales d'information financière;
IREQ :	Institut de recherche d'Hydro-Québec;
JED :	jumelage éolien-diesel;
LAD :	lecture à distance;
LTÉ :	Laboratoire des technologies de l'énergie;
MRN :	ministère des Ressources naturelles;
MVÉ :	mode de versements égaux;
ODEMA :	outil d'aide à la décision en maintenance;
OIEÉB :	Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments;
OIEÉSI :	Offres intégrées en efficacité énergétique pour les systèmes industriels;
OSC :	optimisation des systèmes clientèles;
PCGR :	principes comptables généralement reconnus;
PERC :	<i>Political & Research Council;</i>
PFM :	puissance à facturer minimale;
PGEÉ :	Plan global en efficacité énergétique;

PIB :	produit intérieur brut;
PISTE :	Projets d'initiatives structurantes en technologies efficaces;
PME :	petites et moyennes entreprises;
PTÉ :	potentiel technico-économique;
PTPC :	passif au titre des prestations constituées;
PUEÉ :	Programme d'utilisation efficace de l'énergie;
RA :	réseaux autonomes;
SALC :	services à la clientèle;
SRCED :	Système de récupération de chaleur des eaux de drainage;
TARIFS :	<i>Tarifs et conditions du Distributeur;</i>
TCTR :	test du coût total en ressources;
TI :	technologies de l'information;
TNT :	test de neutralité tarifaire;
TP :	test du participant;
UCAP:	<i>Unforced Capacity;</i>
WTI :	<i>West Texas Intermediate.</i>

Abréviations et signes conventionnels

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

INTRODUCTION

[1] Le 27 juillet 2012, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 30, 31 (1°), 32, 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 2013-2014.

[2] Le 3 août 2012, la Régie rend sa décision D-2012-097. Elle demande au Distributeur de publier dans certains quotidiens et d'afficher sur son site internet un avis public donnant aux personnes intéressées les instructions préliminaires relatives à l'audience qu'elle tiendra pour l'examen de cette demande.

[3] Le 13 septembre 2012, la Régie rend sa décision D-2012-119 par laquelle elle reconnaît 14 intervenants, précise les enjeux et encadre les interventions du présent dossier.

[4] Le 11 décembre 2012, le Distributeur dépose une demande amendée à la suite de la mise à jour des revenus requis découlant des orientations économiques et budgétaires 2013-2014 du gouvernement du Québec.

[5] L'audience se tient du 7 au 21 décembre 2012. La Régie entame son délibéré le 21 décembre 2012.

[6] Le 8 février 2013, la Régie rend une décision partielle sur la demande relative aux approvisionnements du Distributeur pour l'année témoin 2013².

[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 2013-2014.

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² Décision D-2013-021.

1. CONTEXTE DE LA DEMANDE TARIFAIRE 2013-2014 DU DISTRIBUTEUR

[8] Lors du dépôt de sa demande initiale, le Distributeur propose une hausse uniforme des tarifs d'électricité de 2,9 %, applicable à compter du 1^{er} avril 2013, afin de lui permettre de percevoir les revenus additionnels requis pour l'année 2013, qu'il évalue à 284 M\$.

[9] Le 11 décembre 2012, le Distributeur ajuste les coûts de distribution et des services à la clientèle, à la suite de l'adoption du budget 2013-2014 (le Budget) par l'Assemblée nationale et de l'émission du décret 1135-2012 du gouvernement du Québec³ (le Décret). Il augmente ses revenus additionnels requis à 315 M\$. En conséquence, il amende sa demande tarifaire et propose une hausse uniforme des tarifs d'électricité de 3,3 %.

[10] Le 23 janvier 2013, le Distributeur dépose la mise à jour des taux de rendement des capitaux propres et de la base de tarification, à partir des données du *Consensus Forecasts* de janvier 2013⁴. La prévision du coût moyen de la dette de 2013 est également révisée sur la base des données de janvier 2013. Ces révisions ont pour effet d'augmenter les revenus requis de 17 M\$. Ainsi, la hausse tarifaire demandée pour l'année 2013-2014 passe à 3,4 %.

[11] Finalement, le 21 février 2013, le gouvernement du Québec présente le projet de loi n^o 25⁵ (le Projet de loi) à l'Assemblée nationale dans le but de mettre en oeuvre la mesure transitoire annoncée dans le Budget. La Régie note qu'à ce jour, ce projet de loi n'est pas adopté.

[12] La hausse tarifaire révisée s'inscrit dans un contexte de croissance modeste de la demande d'électricité et de surplus d'électricité.

³ Le budget 2013-2014 du gouvernement du Québec a été adopté le 20 novembre 2012 et le décret 1135-2012 du gouvernement du Québec concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie afin de favoriser l'atteinte de l'équilibre budgétaire du gouvernement du Québec a été émis le 5 décembre 2012.

⁴ Conformément au paragraphe 22 b) du *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution*.

⁵ Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012.

[13] Le Distributeur indique que le dossier tarifaire 2013-2014 comporte peu de changements et de nouveautés par rapport à celui de l'an dernier. L'ajustement demandé pour l'année tarifaire 2013-2014 est essentiellement attribuable aux nouveaux achats d'électricité postpatrimoniaux et à la réduction de l'énergie patrimoniale utilisée. Ces éléments expliquent une proportion importante de la hausse tarifaire demandée, soit 2,8 % des 2,9 % demandé initialement.

[14] Les ventes d'électricité prévues en 2013 sont supérieures d'environ 1 TWh aux ventes reconnues pour 2012. L'augmentation des ventes anticipées provient des ventes au tarif D.

[15] Au cours de 2012 et 2013, des approvisionnements additionnels de 3 TWh s'ajouteront au portefeuille du Distributeur. Ces approvisionnements sont issus de 27 projets de production tant éolienne que liée à la biomasse et aux petites centrales hydroélectriques. Le coût des achats d'électricité est en hausse de 267 M\$ en 2013 par rapport au montant reconnu pour 2012.

[16] Au-delà de l'augmentation tarifaire de 2,8 % due aux approvisionnements, l'ajustement tarifaire résiduel en date du dépôt initial n'est que de 0,1 %. En misant sur ses gains d'efficacité, le Distributeur prévoit assurer en 2013 un service de qualité aux mêmes coûts qu'en 2012, malgré l'inflation et la croissance naturelle de ses activités. Le Distributeur mentionne que le coût total de distribution et des services à la clientèle par abonnement est en baisse de 1,1 % en 2013 par rapport à l'indice de 2012.

[17] Pour 2013, le Distributeur prévoit des investissements de 974 M\$, dont 656 M\$ associés aux projets dont les coûts sont inférieurs à 10 M\$. Le budget demandé de 181 M\$ pour les programmes d'efficacité énergétique, en baisse de 38 M\$ par rapport à celui approuvé en 2012, reflète la révision des programmes dans un contexte de maturité de certains marchés. Le Distributeur prévoit obtenir un gain énergétique additionnel de 553 GWh.

[18] Enfin, le Distributeur propose certains ajustements aux *Tarifs et conditions du Distributeur* (les Tarifs) ainsi qu'aux *Conditions de service d'électricité* (les CDSÉ).

[19] Au chapitre des Tarifs, le Distributeur propose, notamment, l'introduction de deux options d'électricité interruptible pour les clients des tarifs généraux des réseaux autonomes (RA) et l'harmonisation des tarifs à forfait aux autres tarifs de petite puissance.

[20] Le Distributeur propose des modifications visant à moderniser les CDSÉ, notamment, la révision de l'article relatif au mode de versements égaux (MVÉ), l'introduction d'un nouvel article permettant la mise en œuvre d'activités promotionnelles à durée déterminée et l'introduction de nouveaux prix forfaitaires pour certaines interventions liées à l'alimentation électrique, dans un souci de simplification et d'efficience. Il propose également la mise en place d'une mesure structurante visant à réduire la dépense de mauvaises créances (DMC).

2. BUDGET 2013-2014 DU GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, DÉCRET 1135-2012 ET PROJET DE LOI N^o 25

[21] Le Décret est émis par le gouvernement qui demande à la Régie d'en tenir compte dans le cadre de la fixation des tarifs du Distributeur en vertu de l'article 49 (10^o) de la Loi. Cet article est applicable au Distributeur par l'effet de l'article 52.3 de la Loi :

« 49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie doit notamment : [...]

10^o tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret; »

[22] Le Décret se lit comme suit :

« ATTENDU QUE le paragraphe 10^o du premier alinéa de l'article 49 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) prévoit que lorsque la Régie de l'énergie fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité elle doit notamment tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret;

ATTENDU QU'en vertu de l'article 52.3 de cette loi, dans tout tarif que la Régie de l'énergie fixe ou modifie, applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur ou une catégorie de consommateurs, la Régie tient notamment compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret;

ATTENDU QUE le retour à l'équilibre budgétaire, et son maintien par la suite, requièrent un effort de tous ceux qui peuvent contribuer à résorber l'impasse budgétaire actuelle;

ATTENDU QUE le bénéfice net d'Hydro-Québec constitue un revenu non négligeable pour l'État québécois;

ATTENDU QUE le gouvernement a demandé, dans son budget 2013-2014, un effort additionnel à Hydro-Québec pour établir la prévision du bénéfice net d'Hydro-Québec à 2 725 M\$ pour l'année 2013-2014;

ATTENDU QUE cet effort doit se concrétiser dans le bénéfice net d'Hydro-Québec;

ATTENDU QU'il y a lieu d'indiquer à la Régie de l'énergie des préoccupations économiques, sociales et environnementales afin de favoriser l'atteinte de l'équilibre budgétaire du gouvernement du Québec;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre des Finances et de l'Économie et de la ministre des Ressources naturelles;

QUE soit indiquée à la Régie de l'énergie les préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes afin de favoriser l'atteinte de l'équilibre budgétaire du gouvernement du Québec : lors de la fixation des tarifs d'électricité, les orientations gouvernementales mentionnées dans le budget 2013-2014 soient prises en considération. »⁶

⁶ Décret 1135-2012 du gouvernement du Québec émis le 5 décembre 2012.

[23] Dès l'ouverture de l'audience, le 7 décembre 2012, des intervenants ont soulevé des questionnements en ce qui a trait à la façon dont la Régie pouvait tenir compte des préoccupations gouvernementales. La Régie doit donc examiner le Décret et déterminer dans quelle mesure il peut produire des effets concrets dans l'établissement des tarifs 2013-2014 du Distributeur.

[24] Il se dégage des attendus du Décret que le gouvernement vise le retour à l'équilibre budgétaire et son maintien par la suite. Pour réaliser cet objectif, le gouvernement compte sur les efforts qui devront être fournis par Hydro-Québec afin que la prévision du bénéfice net de l'entreprise atteigne 2 725 M\$ pour l'année 2013-2014.

[25] Les préoccupations du gouvernement envers la Régie sont exprimées dans le Décret en ces termes :

« Que soit indiquée à la Régie de l'énergie les préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes afin de favoriser l'atteinte de l'équilibre budgétaire du gouvernement du Québec : lors de la fixation des tarifs d'électricité, les orientations gouvernementales mentionnées dans le budget 2013-2014 soient prises en considération. » [nous soulignons]

[26] Pour connaître les orientations spécifiques du gouvernement que la Régie doit prendre en considération, il faut se référer au Budget.

[27] Puisque le Décret ne réfère pas à des sections spécifiques du Budget, la Régie considère que les orientations pertinentes auxquelles réfère le gouvernement se retrouvent aux pages A.101 et A.102 du Budget.

[28] En effet, à la section intitulée « *Efforts additionnels aux sociétés d'État* », le gouvernement spécifie ses attentes envers Hydro-Québec. Considérant que, selon les prévisions, le bénéfice net sera inférieur de l'ordre de 225 M\$ par rapport au montant prévu pour l'année financière 2013-2014, soit 2 725 M\$, le gouvernement demande à Hydro-Québec de réaliser un effort additionnel pour atteindre le bénéfice prévu.

[29] Le Budget fait également état des attentes du gouvernement envers Hydro-Québec, notamment en ce qui a trait aux gains d'efficacité attendus :

« Pour les raisons expliquées précédemment, Hydro-Québec réalisera d'importantes réductions de charges d'exploitation associées aux gains d'efficacité possibles dans toutes ses divisions, notamment Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec TransÉnergie.

Les gains d'efficacité escomptés et réalisés se traduiront par une réduction d'effectifs de 2000 personnes chez Hydro-Québec à la fin de 2013, par rapport au niveau de 22 500 employés en place au début de 2012. »⁷

[30] Le Budget précise que le bénéfice net de 2 725 M\$ pourra être atteint dans la mesure où les gains d'efficacité demandés à Hydro-Québec seront conservés par l'entreprise. Dans les circonstances, le gouvernement annonce qu'il mettra en oeuvre une mesure transitoire pour atteindre ses objectifs. La mesure transitoire est très claire quant au rôle qui sera confié à la Régie d'ici à ce qu'une réglementation incitative soit mise en place. Il est pertinent de reprendre intégralement le texte de la mesure transitoire :

« Mesure transitoire

La mesure, qui sera temporaire, accordera le temps nécessaire à la Régie de l'énergie pour adopter une réglementation incitative qui profitera tant aux consommateurs d'électricité qu'à la société d'État, donc à l'ensemble de la population québécoise.

Dans l'intervalle, la mesure transitoire fixera le montant des charges d'exploitation basé sur la dernière décision de la Régie de l'énergie en tenant compte de la dernière requête tarifaire d'Hydro-Québec.

Ainsi, les gains d'efficacité demandés aux divisions réglementées d'Hydro-Québec au cours de la période transitoire bénéficieront en totalité à la société d'État. En d'autres termes, la Régie fixera les tarifs d'Hydro-Québec comme si aucun gain d'efficacité additionnel n'était demandé à la société d'État par le gouvernement.

⁷ Budget du gouvernement du Québec adopté le 20 novembre 2012, page A.101.

En conséquence, pour l'année 2013-2014, les charges d'exploitation des divisions réglementées que devra considérer la Régie de l'énergie pour fixer les tarifs seront de 1 469,5 millions de dollars pour Hydro-Québec Distribution et de 679,8 millions de dollars pour Hydro-Québec TransÉnergie et seront par la suite déterminées par le gouvernement, et ce, jusqu'à l'adoption par la Régie de l'énergie d'une réglementation incitative.

L'augmentation des bénéfices que réalisera Hydro-Québec se fera à coût nul pour les consommateurs d'électricité.

Dans le but de mettre en œuvre la mesure transitoire, le gouvernement mettra de l'avant les modifications législatives appropriées qui assureront que l'ensemble de la population profitera des gains d'efficacité futurs de leur plus grande société d'État. »⁸ [nous soulignons]

[31] La Régie constate que le gouvernement a l'intention de prendre les mesures nécessaires afin que les gains d'efficacité qui seront réalisés par Hydro-Québec, incluant les divisions réglementées par la Régie, soient conservés par l'entreprise afin de contribuer à la réalisation du bénéfice net attendu d'Hydro-Québec.

[32] Pour ce faire, le gouvernement estime qu'il est nécessaire de mettre en place la mesure transitoire par la voie de modifications à la Loi afin de s'assurer que les charges d'exploitation pour le Distributeur soient fixées à 1 469,5 M\$ pour 2013-2014. Pour les années futures, le mécanisme de fixation des tarifs prévu actuellement à la Loi sera modifié afin de permettre au gouvernement de fixer lui-même ces charges à chaque année, jusqu'à la mise en place d'une réglementation incitative.

[33] L'annonce d'une modification législative est également indiquée à la page A.128 du Budget :

« La Loi sur la Régie de l'énergie sera modifiée pour mettre en place une mesure transitoire pour que les gains de productivité réalisés par Hydro-Québec bénéficient à la société d'État et à l'effort de retour à l'équilibre budgétaire. L'augmentation des bénéfices d'Hydro-Québec se fera à coût nul pour les consommateurs d'électricité. » [nous soulignons]

⁸ Budget du gouvernement du Québec adopté le 20 novembre 2012, page A.102.

[34] Tel que mentionné précédemment, en février 2013, le gouvernement a présenté le Projet de loi à l'Assemblée nationale dans le but de mettre en oeuvre la mesure transitoire annoncée dans le Budget, mais il n'a pas encore fait l'objet d'une adoption à ce jour. La Régie doit fixer les tarifs du Distributeur en fonction de la Loi actuellement en vigueur et non en fonction de modifications législatives à venir, d'autant plus qu'elle ne peut présumer de la teneur exacte et spécifique qu'auront les modifications législatives annoncées. À cet égard, la Régie se réfère à la décision du juge Barbeau de la Cour supérieure dans l'affaire *RNCREQ c. Régie de l'énergie et al.*⁹ :

« En l'espèce, à la date de l'audition le Gouvernement n'avait pas encore donné suite au rapport (avis) de la Régie à ce dernier : à quel moment le fera-t-il, personne n'en sait rien. La loi n'ayant pas été modifiée à la date de la décision prononcée, la Régie se devait de l'appliquer; sa juridiction ou compétence n'étant nullement restreinte ni abrogée à ce moment. » [nous soulignons]

[35] La Loi, dans sa forme actuelle, exige que la Régie tienne compte des gains d'efficience du Distributeur et aucun mécanisme ne permet de les retourner à l'actionnaire. En effet, l'article 49 (2°) de la Loi prévoit que lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, la Régie doit déterminer les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service.

[36] Ainsi, dans chaque dossier tarifaire, la Régie examine les gains d'efficience prévus par le Distributeur pour l'année témoin projetée. Elle détermine alors les gains d'efficience qui doivent être pris en considération pour l'année tarifaire et, en conséquence, les revenus requis du Distributeur qui servent à fixer les tarifs. Selon la Régie, une décision qui permettrait au Distributeur de conserver les gains d'efficience prévus irait notamment à l'encontre de l'article 49 de la Loi.

⁹ 1999 IIJCAN 11714 (QC CS). Ce jugement a été confirmé par la Cour d'appel le 10 mai 2001 : 2001 CANLII 8985 (QC CA).

[37] La Régie tient à souligner que le gouvernement soulève lui-même dans le Budget une problématique d'ordre légal liée à la conservation des gains d'efficacité par les divisions réglementées dans le régime de réglementation actuel :

« Le bénéfice net de 2 725 millions de dollars pourra être atteint dans la mesure où les gains d'efficacité demandés à la société d'État seront conservés par l'entreprise. Or, le mécanisme actuel de fixation des tarifs ne permet pas au gouvernement d'assurer avec suffisamment de certitude l'augmentation du bénéfice net qui résultera des gains d'efficacité exigés de la société d'État. »¹⁰

[nous soulignons]

[38] Dans ces circonstances, après avoir pris en considération le Décret, le contenu du Budget et le Projet de loi, la Régie en arrive à la conclusion qu'étant donné que les modifications législatives annoncées ne sont pas adoptées à ce jour, elle a l'obligation de déterminer les charges d'exploitation du Distributeur conformément à la Loi actuellement en vigueur.

[39] La Régie examine donc les charges d'exploitation du Distributeur en tenant compte de la demande initiale déposée le 27 juillet 2012.

3. ÉCARTS DE RENDEMENT

[40] Dans sa décision D-2012-024¹¹, la Régie prenait acte du fait que le Distributeur déposerait une preuve, dans le cadre du dossier tarifaire 2013-2014, sur la méthode d'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur et sur une proposition de mécanisme de partage.

[41] L'engagement du Distributeur à cet égard visait à répondre aux préoccupations exprimées par la Régie et par certains intervenants sur les écarts observés entre le rendement réel et celui déterminé aux fins de la fixation des tarifs au cours des dernières années.

¹⁰ Budget du gouvernement du Québec adopté le 20 novembre 2012, page A-101.

¹¹ Dossier R-3776-2011, page 17, paragraphe 29.

[42] Considérant la complexité de l'enjeu et l'orientation corporative d'Hydro-Québec visant à privilégier la cohérence des paramètres financiers de ses divisions réglementées, le Distributeur avise la Régie qu'un document conjoint du Distributeur et d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) sera déposé en septembre 2012. Ce document doit permettre d'amorcer une démarche de révision de la politique financière et à une proposition de traitement des écarts de rendement pour les deux divisions. Ce document présentera, notamment, un calendrier des travaux, le processus d'information et de consultation de la Régie et des intervenants ainsi qu'un balisage des pratiques observées dans le domaine.

[43] Dans sa décision D-2012-097¹², la Régie accepte cette proposition du Distributeur. Elle précise que la proposition d'un mécanisme de partage des écarts de rendement et la révision de la méthode d'établissement d'un taux de rendement des capitaux propres du Distributeur seront examinées dans un dossier distinct et, par conséquent, ne font pas partie des enjeux examinés au présent dossier.

[44] Dans sa décision D-2012-119¹³, la Régie mentionne cependant que les mécanismes de gestion des écarts de l'année tarifaire 2013-2014, excluant les écarts de rendement, font partie des enjeux du présent dossier.

[45] Le 28 septembre 2012, le Distributeur et le Transporteur déposent, en suivi administratif, un document conjoint qui constitue l'amorce du processus d'information et de consultation. Cinq rencontres de consultation sont prévues, dont la première en novembre 2012.

[46] Le 28 novembre 2012, le Distributeur et le Transporteur concluent qu'il est prématuré de tenir la première rencontre, compte tenu de l'incertitude introduite par les dossiers réglementaires présentement en cours à la Régie, soit les dossiers R-3823-2012 et R-3826-2012 ayant trait à la fixation des tarifs de transport d'électricité pour 2013. Ces dossiers pourraient avoir des impacts sur la séquence de traitement des sujets à être abordés dans le cadre du processus de consultation annoncé.

¹² Page 8, paragraphe 20.

¹³ Page 6, paragraphe 14.

[47] Le 7 décembre 2012, le Distributeur informe la Régie de l'évolution de sa situation financière pour 2012, sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés¹⁴, afin de permettre une meilleure appréciation des prévisions intégrées au dossier pour l'année témoin 2013. Le Distributeur prévoit réaliser, en 2012, un taux de rendement des capitaux propres de 8,85 %, comparativement au taux de 6,37 % autorisé par la Régie, soit un écart de 248 points de base représentant 82,5 M\$. En 2011, le Distributeur a réalisé un taux de rendement des capitaux propres de 10,18 % comparativement au taux de 7,32 % autorisé par la Régie, soit un écart de 286 points de base ou 101,2 M\$. Les années précédentes, il a réalisé des excédents de rendement de 171,4 M\$ en 2010 et de 105,7 M\$ en 2009.

[48] Considérant que l'on ne peut prévoir quand le Distributeur et le Transporteur déposeront le dossier sur cet enjeu ni quand une décision relative à un mécanisme de partage et une nouvelle politique financière pourra être rendue par la Régie et être applicable, l'AQCIE/CIFQ et l'UC recommandent d'ajuster certains montants proposés par le Distributeur pour l'année témoin 2013 et de créer des comptes d'écarts afin d'éliminer le problème des écarts prévisionnels.

[49] L'AQCIE/CIFQ recommande d'instaurer, sur une base permanente, les comptes d'écarts portant sur les éléments suivants :

- ventes réalisées au tarif L;
- frais corporatifs;
- amortissement;
- coût de la dette;
- impact de la base de tarification sur le coût du capital;
- charges reliées au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ);
- charges reliées au Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ);
- charges d'exploitation reliées au projet de lecture à distance (projet LAD)¹⁵.

¹⁴ Pièce B-0135.

¹⁵ Dossier R-3770-2011, demande d'autorisation pour réaliser le projet de lecture à distance.

[50] L'AQCIE/CIFQ considère préférable de connaître la nature et l'étendue des comptes d'écarts à mettre en place avant que ne soit étudiée la formule de rendement, puisque cette formule dépendra du niveau de risque auquel l'entité réglementée fait face, pour déterminer les paramètres applicables à la prime de risque.

[51] L'UC opte plutôt pour l'établissement de comptes d'écarts sur une base transitoire, lesquels seraient maintenus jusqu'à ce que la proposition conjointe du Distributeur et du Transporteur soit examinée, approuvée et mise en œuvre. Il serait disposé des sommes cumulées dans ces comptes lors de la mise en œuvre de la politique relative au traitement des écarts de rendement. L'UC recommande les comptes d'écarts portant sur les éléments suivants :

- ventes nettes des achats d'électricité;
- revenus autres que les ventes d'électricité;
- charges d'exploitation;
- amortissement et taxes;
- coût du capital.

[52] L'UC indique que cette solution présente l'avantage de comptabiliser, dès l'année tarifaire 2013-2014, les écarts qui contribuent à un rendement réel excédant le rendement autorisé. Elle permet également aux clients d'en bénéficier lorsque la Régie décidera des modalités de disposition et motive le Distributeur à agir dans les meilleurs délais.

[53] Le Distributeur mentionne qu'il existe actuellement neuf comptes d'écarts qui répondent adéquatement aux impératifs d'une saine gestion et d'une saine reddition de comptes¹⁶. La proposition des intervenants d'ajouter plusieurs autres comptes d'écarts s'apparente à une fermeture réglementaire, laquelle ne peut être imposée au Distributeur¹⁷. De plus, le Distributeur croit qu'il est inopportun d'instaurer des comptes d'écarts avant la mise en place d'un nouveau mécanisme réglementaire¹⁸.

¹⁶ Pièce A-0046, page 95.

¹⁷ Pièce A-0064, page 32.

¹⁸ Pièce A-0046, page 99.

[54] En audience, le Distributeur mentionne que les travaux progressent à l'interne et que son objectif est de procéder promptement une fois levée l'incertitude des deux dossiers actuellement en cours à la Régie¹⁹. De plus, il fait mention de la demande du gouvernement du Québec dans son budget 2013-2014 faisant référence à la mise en place d'un mécanisme de réglementation incitative²⁰.

[55] La Régie reconnaît que le report du processus de consultation occasionne de l'incertitude quant au dossier sur le mécanisme de partage des écarts de rendement et sur la révision de la méthode d'établissement d'un rendement raisonnable pour le Distributeur. Toutefois, elle note qu'une décision a été rendue en février 2013 dans chacun des dossiers R-3823-2012 et R-3826-2012²¹.

[56] La Régie prend en considération les préoccupations des intervenants et du Distributeur. Elle tient à s'assurer que les tarifs de l'année témoin 2013 soient justes et raisonnables mais elle estime qu'une prolifération de comptes d'écarts n'est pas souhaitable dans le cadre réglementaire actuel.

[57] Dans ce contexte, la Régie, après l'examen du présent dossier tarifaire, apporte certains ajustements aux revenus requis proposés par le Distributeur. Elle approuve également la création d'un nouveau compte d'écarts associé aux charges reliées au BEIÉ (voir la section 11.1.4.2).

[58] La Régie demande au Distributeur d'agir promptement afin que les conclusions sur la proposition d'un mécanisme de partage des écarts de rendement et la révision de la méthode d'établissement du taux de rendement des capitaux propres soient prises en compte dans le dossier tarifaire 2014-2015. En conséquence, elle lui demande de déposer un nouvel échancier pour la suite de la démarche relative au processus de consultation dans les meilleurs délais.

[59] Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de présenter, à compter du prochain dossier tarifaire, la prévision du bénéfice réglementé de l'année de base établie en fonction du rendement des capitaux propres anticipé de l'année de base (4 mois réels et 8 mois projetés)²².

¹⁹ Dossiers R-3823-2012 et R-3826-2012.

²⁰ Pièce A-0046, pages 120, 121 et 124.

²¹ Décision D-2013-030, dossier R-3826-2012 et décision D-2013-034, dossier R-3823-2012.

²² Pièce B-0082, page 4.

4. PRÉVISION DES VENTES

[60] Pour l'année témoin projetée 2013, le Distributeur prévoit des ventes de 172,5 TWh, en hausse de 1,5 % par rapport aux ventes normalisées de 2012²³. Les variations anticipées des ventes pour les principales catégories tarifaires sont expliquées comme suit²⁴ :

- Tarifs D et DM : le Distributeur prévoit une croissance des ventes de 704 GWh générée essentiellement par une hausse des mises en chantier à 45 100 unités (+800 GWh) et une croissance du revenu réel du travail de 3,2 % (+320 GWh). Cette croissance est atténuée par le déploiement d'économies d'énergie additionnelles (-460 GWh).
- Tarifs G, G-9 et M : le Distributeur prévoit une décroissance de 387 GWh causée par un ralentissement prévu de l'activité économique du secteur industriel des petites et moyennes entreprises (PME) (-100 GWh), par la réalisation d'économies d'énergie additionnelles (-400 GWh) et par le transfert de clients vers le tarif L conformément à la réforme des tarifs généraux (-260 GWh)²⁵. Cette décroissance est cependant compensée en partie par une hausse des ventes au secteur commercial et institutionnel (+350 GWh).
- Tarif L : le Distributeur prévoit une croissance de 438 GWh, provenant principalement d'une augmentation générale anticipée de l'activité économique du secteur industriel (+160 GWh) et du transfert de clients provenant du tarif M découlant de la réforme des tarifs généraux (+260 GWh).
- Contrats spéciaux : le Distributeur prévoit une croissance de 1 916 GWh générée par la reprise complète anticipée des activités de l'usine d'Alma de Rio Tinto Alcan, dès le début de l'année 2013. Cette reprise, plus lente que prévu, s'est amorcée progressivement à la suite de la fin du conflit de travail en juillet 2012²⁶.

²³ Prévision des ventes de mai 2012.

²⁴ Pièce B-0082, pages 8 et 9.

²⁵ Pièce B-0082, page 9 (question 3.2).

²⁶ Pièce B-0082, page 9 (question 3.3).

[61] La comparaison entre la prévision des ventes normalisées 2012 réalisée par le Distributeur et celle acceptée par la Régie dans sa décision D-2012-024²⁷ montre un écart prévisionnel négatif de 1,5 TWh. Le Distributeur justifie cet écart de la façon suivante :

- Tarifs D et DM : l'écart positif de 130 GWh provient notamment de la mise en chantier de 7 200 unités de plus que prévu.
- Tarifs G et M : l'écart négatif de 479 GWh découle d'un ralentissement non anticipé des activités du secteur industriel PME. En effet, en mai 2011, le Distributeur prévoyait une croissance de 1,8 % du produit intérieur brut (PIB) du Québec pour 2012, alors que cette valeur a été revue à la baisse en octobre 2012, s'établissant désormais à 1,0 %²⁸.
- Tarif L : l'écart négatif de 474 GWh s'explique essentiellement par la cessation imprévue des activités de l'usine Stadacona de l'entreprise Papiers White Birch de décembre 2011 à août 2012.
- Contrats spéciaux : l'écart négatif de 842 GWh découle principalement d'une reprise plus lente que prévu des activités de l'usine d'Alma de Rio Tinto Alcan après la fin du conflit de travail en juillet 2012²⁹.

[62] La FCEI est d'avis que le Distributeur ne fait pas suffisamment preuve de transparence quant à sa méthodologie d'établissement de la prévision des ventes et quant aux outils mathématiques qu'il emploie. Elle estime donc que le choix des variables explicatives utilisées par le Distributeur pour élaborer la prévision des ventes (par exemple, le PIB total) devrait être expliqué et justifié avec plus de rigueur³⁰.

[63] S.É./AQLPA considère que la prévision des ventes au secteur résidentiel souffre d'un biais de sous-estimation des mises en chantier, mais que certaines améliorations apportées par le Distributeur, dont le recours aux résultats de la Société canadienne d'hypothèques et de logement (SCHL), pourraient corriger cette tendance. De plus, après étude des variables économiques et énergétiques utilisées par le Distributeur et d'autres organismes de prévision économique, l'intervenant estime que la prévision des ventes totales n'est pas centrée.

²⁷ Dossier R-3776-2011, pages 20 et 21.

²⁸ Dossier R-3776-2011, pièce B-0013, page 15; pièce B-0082, pages 13, 14 et 15.

²⁹ Pièce B-0082, page 9 (question 3.3).

³⁰ Pièce C-FCEI-0014, page 2.

[64] Par ailleurs, S.É./AQLPA souhaite obtenir davantage d'explications sur les modifications apportées par le Distributeur à la méthode de normalisation de la température, et quelle a été l'implication d'Ouranos³¹.

[65] La Régie soulignait l'année dernière que le Distributeur avait tendance à surestimer, de façon générale, les ventes au secteur industriel³². Elle constate que les ventes prévues dans ce secteur pour l'année de base 2012 sont, à ce jour, surestimées de 1,3 TWh³³.

[66] Le Distributeur indique néanmoins avoir amélioré sa méthodologie de prévision des ventes en utilisant un plus grand nombre d'indicateurs économiques et en se dotant d'outils additionnels d'analyse économétrique, sous forme de modèles de régression multiple³⁴.

[67] En ce qui a trait spécifiquement au secteur industriel, le Distributeur mentionne que *« l'évolution des ventes est expliquée par des variables économiques propres à chacun des principaux secteurs d'activité économique. Ces variables sont choisies parmi un ensemble de variables disponibles dont la pertinence et l'importance sont revues continuellement. La performance de ces modèles pourra être évaluée lorsque suffisamment d'observations de prévision et de ventes réelles seront disponibles »*³⁵.

[68] La Régie demeure préoccupée par les écarts négatifs entre les ventes réelles et les ventes prévues par le Distributeur d'une année à l'autre. Après examen de l'historique des ventes, des indicateurs économiques et des analyses de sensibilité, elle considère que la prévision de l'ensemble des ventes pour l'année témoin projetée 2013 est possiblement trop élevée³⁶.

[69] Une telle surestimation peut avoir un impact tarifaire annuel important³⁷. La Régie note d'ailleurs que les résultats des ventes nettes des achats d'électricité sont une des causes des écarts de rendement observés ces dernières années³⁸.

³¹ Pièce C-SÉ-AQLPA-0030, page 5.

³² Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, pages 20 et 21.

³³ Ventes consolidées des clients au tarif L et aux contrats spéciaux.

³⁴ Pièce B-0088, pages 4 à 7 (question 1.1).

³⁵ Pièce B-0076, page 3.

³⁶ Pièce B-0129, page 8 (question 5).

³⁷ Pièce B-0118, pages 3 à 7 (question 1).

³⁸ Pièce B-0082, pages 62 et 63 (question 24.1).

[70] Néanmoins, la Régie accepte la prévision des ventes déposée par le Distributeur aux fins d'établissement des tarifs de l'année tarifaire 2013-2014, considérant les faits mis en preuve et notant que le Distributeur s'est doté d'outils additionnels de prévision des ventes de court terme afin de mieux répondre aux précédentes demandes de la Régie.

[71] Par ailleurs, en ce qui a trait aux modifications apportées à la méthode de calcul de la normale climatique, la Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur³⁹.

5. PARAMÈTRES FINANCIERS

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

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

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

5.1 STRUCTURE DE CAPITAL PRÉSUMÉE ET TAUX DE RENDEMENT SUR LES CAPITAUX PROPRES

[74] La structure de capital présumée proposée par le Distributeur est celle approuvée précédemment par la Régie dans sa décision D-2003-93⁴⁰, soit 35 % de capitaux propres et 65 % de dette.

³⁹ Pièce B-0129, pages 8 et 9 (question 6).

⁴⁰ Dossier R-3492-2002 Phase 1, page 51.

[75] En ce qui a trait à la détermination du taux de rendement sur les capitaux propres, le Distributeur propose :

- le maintien de la méthode utilisée pour évaluer le taux de rendement sur l'avoir propre, soit la résultante de la somme du taux sans risque et de la prime de risque spécifique au Distributeur;
- le taux sans risque de 2,35 % tel que calculé par le Distributeur en utilisant les données du marché;
- le maintien de la prime de risque spécifique au Distributeur à 3,405 %.

[76] Selon ces paramètres, le taux de rendement sur l'avoir propre proposé par le Distributeur pour 2013 dans sa demande déposée le 27 juillet 2012 s'élève à 5,755 %.

[77] Le 23 janvier 2013, le Distributeur dépose la mise à jour du taux de rendement et du coût du capital prospectif. Après la mise à jour du taux sans risque basée sur la prévision de la publication du *Consensus Forecasts* de janvier 2013, le taux de rendement sur l'avoir propre s'établit à 6,189 %.

[78] La méthode de calcul du taux de rendement sans risque utilisée par le Distributeur dans le présent dossier se distingue des dossiers précédents par l'utilisation des données du marché plutôt que celles du *Consensus Forecasts* de mai 2012. Le Distributeur indique que « *exceptionnellement, compte tenu de la variation importante des taux d'intérêt à long terme du gouvernement du Canada observée entre le début de mai et celui de juin, la prévision du taux sans risque et des taux entrant dans le calcul du coût de la dette repose sur les taux de marché observés fin mai et début juin plutôt que sur les données du Consensus Forecasts de mai 2012* ». Selon lui, cette utilisation « *devrait permettre de mieux anticiper le niveau des taux qui prévaudra lors de la mise à jour qui sera faite selon le Consensus Forecasts de janvier 2013.* ».

[79] Le Distributeur ajoute que « *puisque les taux d'intérêt utilisés pour établir le taux de rendement des capitaux propres et le coût de la dette feront l'objet d'une mise à jour, l'objectif visé dans l'établissement de la prévision sous-tendant la demande tarifaire devrait être d'anticiper le mieux possible les taux qui résulteront de la mise à jour selon le Consensus Forecasts de janvier 2013.* ». Il indique que si les données du *Consensus Forecasts* de mai 2012 avaient été utilisées, la hausse tarifaire requise se serait établie à 3,2 %⁴¹ plutôt qu'à 2,9 % tel que demandé.

[80] Le Distributeur étant déjà impliqué dans une démarche conjointe avec le Transporteur en vue de soumettre à la Régie une proposition de révision de sa politique financière, il ne demande pas de modification des paramètres au présent dossier : « *Conséquemment, tant que la Régie n'aura pas statué sur la révision de la politique financière, le Distributeur maintient les paramètres financiers reposant sur les méthodologies approuvées par la Régie dans ses décisions antérieures.* ».

[81] La Régie constate que le Distributeur ne présente aucune preuve convaincante du bien-fondé de ce calcul ou de la supériorité du caractère prédictif des données du marché sur la prévision issue du *Consensus Forecasts* de mai 2012.

[82] Dans ce contexte et compte tenu de la pratique autorisée et utilisée dans les dossiers tarifaires précédents, la Régie est d'avis que l'utilisation des données du marché pour calculer le taux de rendement sans risque lors du dépôt de la demande n'est pas justifié, même si les taux finaux sont ajustés lors de la mise à jour de janvier.

[83] La Régie accepte la proposition du Distributeur de maintenir inchangée la structure de capital présumée établie dans la décision D-2003-93⁴².

[84] La Régie demande au Distributeur de suivre la méthodologie approuvée pour la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre en utilisant les données du *Consensus Forecasts* de mai lors du dépôt initial et de janvier lors de la mise à jour finale.

[85] La Régie autorise un taux de rendement sur l'avoir propre de 6,189 % pour l'année témoin 2013.

⁴¹ Pièce B-0082, page 20.

⁴² Dossier R-3492-2002 Phase 1.

5.2 LE COÛT DE LA DETTE

[86] Le Distributeur projette, pour l'année témoin 2013, un coût moyen de la dette de 6,483 %, soit une diminution de 0,547 % par rapport au taux de 7,030 % approuvé pour 2012.

[87] Dans le dossier tarifaire précédent, la Régie constatait que, contrairement au taux de rendement sur les capitaux propres, le coût de la dette et le taux prospectif de la dette sont établis en utilisant des données disponibles au mois de mai de l'année de base et ne font l'objet d'aucune mise à jour par la suite :

« [58] La Régie croit que les prévisions des composantes du taux de rendement sur la base de tarification et du coût du capital prospectif doivent s'appuyer sur les données les plus récentes, et ce, de façon à établir des taux de rendement qui soient raisonnables. En conséquence, elle est d'avis que les taux relatifs à la dette devraient être mis à jour au même moment que le taux sur l'avoir propre.

[59] Toutefois, considérant que la Régie procédera à l'examen de la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur dans le prochain dossier tarifaire, la Régie lui demande d'incorporer une preuve sur la mise à jour du coût moyen de la dette, en tenant compte des commentaires ci-dessus. »⁴³

[88] Dans le présent dossier, le Distributeur propose une procédure de mise à jour de sa prévision du coût moyen de la dette de 2013 au même moment que le taux de rendement des capitaux propres, soit en utilisant les taux d'intérêt du *Consensus Forecasts* de janvier 2013. Selon cette procédure, la mise à jour du coût moyen de la dette s'effectue par un ajustement au numérateur des frais financiers de l'année projetée pour les nouveaux emprunts à taux fixe prévus devant être réalisés durant l'année de base et l'année témoin, ainsi que pour l'ensemble de la dette à taux variable. Le Distributeur précise qu'il n'entend pas tenir compte de l'effet « volume » au dénominateur du coût de sa dette qui découle de nouvelles émissions qui n'étaient pas prévues lors du dépôt du dossier tarifaire.

⁴³ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 25.

[89] En réponse à une question de la Régie, le Distributeur indique qu' « *une mise à jour du dénominateur ajouterait de la complexité au processus de mise à jour du coût de la dette proposée en janvier. La mise à jour des taux d'intérêt est simple à exécuter et dépend de données provenant de tiers. Il sera cependant possible d'étudier plus en profondeur cette question lors du dossier générique. Dans ce contexte, le Distributeur est d'avis qu'il n'est pas opportun présentement d'effectuer une mise à jour du dénominateur.* »⁴⁴.

[90] L'AQCIE/CIFQ est d'avis « *que la procédure de mise à jour du coût de la dette du Distributeur devrait viser non seulement le numérateur mais aussi le dénominateur, et ce, tant pour la dette à taux variable que pour celle à taux fixe.* ».

[91] La Régie partage l'avis de cet intervenant et estime que la procédure de mise à jour proposée par le Distributeur est incomplète, puisqu'elle ne porte que sur le numérateur et non sur le dénominateur. Elle s'attend à ce que le Distributeur incorpore une preuve sur le coût de la dette et la mise à jour éventuelle de chacune de ses composantes avec la révision projetée de l'ensemble de sa politique financière.

[92] **Par conséquent, la Régie retient le coût moyen de la dette proposé par le Distributeur pour l'année témoin 2013 lors de son dépôt initial, soit 6,483 %.**

5.3 TAUX DE RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION

[93] Le Distributeur demande initialement à la Régie d'autoriser un taux de rendement sur la base de tarification de 6,228 %. Ce taux correspond à la somme pondérée, selon la structure du capital, du taux de rendement sur l'avoir propre de 5,755 % et du coût moyen de la dette de 6,483 %.

⁴⁴ Pièce B-0129, page 20.

[94] Avec la mise à jour déposée en janvier 2013, le Distributeur demande un taux de rendement de 6,389 %⁴⁵ correspondant à la somme pondérée du taux de rendement sur l'avoir propre de 6,189 % et du coût moyen de la dette de 6,497 %.

[95] Conformément aux sections précédentes fixant le taux de rendement sur l'avoir propre en tenant compte de la mise à jour de janvier 2013 et le coût de la dette de la demande initiale, la Régie établit le taux de rendement sur la base de tarification à 6,380 %.

TABLEAU 1
TAUX DE RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION

	<i>Structure de capital</i>	<i>2013 année témoin</i>	
Taux de rendement sur l'avoir propre	35 %	6,189 %	2,166 %
Coût moyen de la dette	65 %	6,483 %	4,214 %
Taux de rendement sur la base de tarification			6,380 %

[96] **La Régie détermine pour l'année témoin 2013 un taux de rendement de 6,380 % sur la base de tarification du Distributeur.**

5.4 COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

[97] Le Distributeur demande à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût du capital prospectif de 4,392 % applicable à l'évaluation de ses projets d'investissement pour 2013.

⁴⁵ Pièce B-0168, page 5.

[98] Le 23 janvier 2013, le Distributeur dépose le coût du capital prospectif révisé à 4,683 % à la suite de la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre et de celle du coût moyen de la dette.

[99] Comme la Régie rejette la procédure de la mise à jour du coût moyen de la dette, elle retient les données du dépôt initial pour le coût du capital prospectif.

[100] Le tableau suivant présente le calcul du coût du capital prospectif sur la base du taux de rendement sur les capitaux propres mis à jour et du taux prospectif de la dette pondéré tel qu'estimé par le Distributeur dans sa demande initiale, soit 3,658 %.

TABLEAU 2
COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

	<i>Structure de capital</i>	<i>2013 année témoin</i>	
Taux de rendement sur l'avoir propre	35 %	6,189 %	2,166 %
Taux prospectif de la dette pondéré	65 %	3,658 %	2,378 %
Coût du capital prospectif		4,544 %	

[101] La Régie réitère⁴⁶ sa demande au Distributeur de déposer une preuve sur la mise à jour du coût du capital prospectif lors de l'examen de la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur.

[102] **La Régie détermine pour l'année témoin 2013 le coût du capital prospectif de 4,544 %.**

⁴⁶ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 27.

6. COÛTS ÉVITÉS

6.1 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAU INTÉGRÉ

Coût évité en énergie

[103] Le Distributeur indique que la situation énergétique demeure sensiblement la même que celle présentée au dossier R-3776-2011 et, qu'en conséquence, une simple mise à jour du coût évité en énergie est nécessaire.

[104] Le Distributeur propose d'utiliser comme coût évité de court terme en énergie, pour la période 2012-2022, la même combinaison que celle du dossier tarifaire précédent, soit une combinaison formée d'un coût moyen anticipé des achats effectués en hiver de 4,9 ¢/kWh (\$ 2012) et d'un revenu net moyen anticipé de reventes réalisées lors des autres saisons de 2,9 ¢/kWh (\$ 2012).

[105] Pour 2023 et les années subséquentes, le Distributeur recommande également d'utiliser, comme coût évité de long terme en énergie, le coût unitaire du second appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh (\$ 2007).

[106] L'UMQ est d'avis que les coûts évités doivent être basés, à chaque année, sur la source d'approvisionnement à la marge. Elle recommande ainsi que le coût évité de court terme en énergie soit en partie modifié. En effet, puisque le contexte de marché et la situation des surplus énergétiques amènent le Distributeur, d'une part, à ne réaliser aucune revente en 2012 et 2013 et, d'autre part, à laisser une importante quantité d'électricité patrimoniale inutilisée, l'intervenante suggère d'utiliser, pour les saisons autres que l'hiver, le coût de l'électricité patrimoniale, soit 2,77 ¢/kWh, plutôt que le revenu net moyen anticipé de reventes de 2,9 ¢/kWh.

[107] La Régie considère que les propositions du Distributeur relatives aux coûts évités en énergie demeurent raisonnables dans le contexte actuel de surplus d'énergie récurrents et de bas prix de l'énergie sur les marchés limitrophes. Elle rejette donc la suggestion de l'UMQ.

[108] **La Régie approuve les indicateurs de coûts évités en énergie proposés par le Distributeur.**

Coût évité en puissance

[109] Évoquant les mêmes raisons que celles ayant servi à établir le coût évité en énergie, le Distributeur propose une mise à jour du coût évité en puissance présenté au dossier R-3776-2011, qui consiste en une modification de l'année de référence et une diminution de la période de transition entre le court terme et le long terme.

[110] Le Distributeur maintient ainsi le coût évité en puissance à 10 \$/kW en hiver jusqu'à l'hiver 2013-2014 et à 40 \$/kW en hiver à compter de l'hiver 2015-2016⁴⁷.

[111] L'UMQ considère que le coût évité de court terme en puissance devrait être fixé à 1,50 \$US/kW en hiver compte tenu, d'une part, de l'historique à la baisse des prix des achats de puissance *Unforced Capacity* (UCAP) du Distributeur depuis l'hiver 2005-2006 et, d'autre part, du fait que le prix UCAP était de 1,40 \$US/kW à l'hiver 2011-2012.

[112] L'UMQ est également d'avis que le coût évité de long terme en puissance devrait s'appliquer non pas à compter de l'hiver 2015-2016, mais plutôt à compter de l'hiver 2016-2017. L'intervenante s'appuie sur l'État d'avancement 2011 du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur, où ce dernier indique que « [a]u-delà du déploiement des moyens dont dispose le Distributeur et de la contribution des marchés de court terme, des besoins additionnels de puissance significatifs apparaissent à compter de l'hiver 2016-2017 »⁴⁸.

[113] La Régie approuve les indicateurs de coût évité en puissance proposés par le Distributeur. Toutefois, elle lui demande de présenter, à compter du prochain dossier tarifaire, un coût évité en puissance qui reflète davantage le prix moyen payé pour de la puissance UCAP, tout en mettant à jour la période dite de long terme en fonction des dernières prévisions de la demande en puissance⁴⁹.

⁴⁷ En dollars de 2012, annuité croissante à l'inflation.

⁴⁸ Suivi de la décision D-2011-162, dossier R-3748-2010, État d'avancement 2011, page 23.

⁴⁹ Suivi de la décision D-2011-162, dossier R-3748-2010, État d'avancement 2012, page 24.

6.2 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES

[114] En réponse aux demandes de la Régie⁵⁰, le Distributeur propose pour 2013 d'utiliser pour les coûts évités de puissance une méthode basée sur un équipement générique de production. Pour convertir les coûts évités de puissance en coûts par unité d'énergie, il se sert du facteur d'utilisation basé sur la pointe annuelle du réseau et non du facteur d'utilisation basé sur la capacité réelle installée des équipements. Enfin, le Distributeur indique qu'il prend en compte l'impact des mesures existantes du PGEÉ sur le programme d'équipement des RA mais pas l'impact des mesures qui pourraient découler du potentiel technico-économique (PTÉ), puisque ces mesures ne sont pas encore commercialisées ni mises de l'avant par le Distributeur.

[115] Face au constat que chaque kW de demande additionnelle en RA se traduit globalement par l'installation, à terme, d'environ deux kW de capacité additionnelle en équipements, la Régie expliquait, dans sa décision D-2011-028, qu'il y a lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production. Elle voulait également s'assurer que la méthode utilisée pour répartir les coûts évités de puissance par unité d'énergie consommée à la marge permette effectivement d'intégrer les coûts de la capacité additionnelle que le Distributeur doit prévoir dans son plan d'équipement pour chaque kW de demande à la marge sur le réseau. Elle demandait donc au Distributeur de clarifier ce point⁵¹.

[116] La Régie considérait que le Distributeur devait calculer l'impact financier des différents scénarios de mesures d'efficacité énergétique ou de gestion de la demande qui pouvaient être déployées dans chacun des RA en fonction de l'impact de ces mesures sur le plan d'équipement de chacun de ces réseaux.

⁵⁰ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, pages 31-34.

⁵¹ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 27, paragraphe 76.

[117] Dans sa décision D-2012-119⁵², la Régie excluait cet enjeu du présent dossier mais réitérait que les coûts évités, tels que présentés actuellement, ne peuvent pas servir de critère de décision pour choisir des scénarios de plans de mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande dans l'analyse du PTÉ en RA. Elle précisait qu'après le dépôt du rapport d'analyse du PTÉ, le choix de ces scénarios et leur viabilité financière devront être étudiés selon leur impact sur le plan d'équipement de chacun des réseaux⁵³.

[118] Dans cette même décision, la Régie ordonnait au Distributeur d'effectuer la mise à jour du PTÉ en RA avant le 31 mars 2013, puis de déposer une preuve complète sur ce sujet dans le dossier tarifaire 2014-2015⁵⁴. Elle considérait que l'exclusion de l'enjeu des coûts évités en RA au présent dossier n'empêchait pas l'examen du PGEÉ ni des options d'électricité interruptible proposées par le Distributeur pour les clients des tarifs généraux des RA, ni des suivis spécifiques à certains programmes comme le « Programme d'utilisation efficace de l'énergie » (PUEÉ).

[119] La Régie observe un important écart entre le prix de vente de l'électricité et ses coûts de production en RA, moyens et marginaux. Elle constate également que les investissements du PGEÉ prévus pour les RA en 2013 sont minimes, soit inférieurs à 1 M\$⁵⁵.

[120] La Régie en conclut qu'il n'y a pas lieu d'élaborer plus en détail sur les coûts évités des RA pour 2013. Ces coûts évités devront tenir compte des scénarios retenus de déploiement des mesures d'efficacité énergétique. En revanche, lorsque viendra le temps d'une mise à jour des tarifs dissuasifs en RA⁵⁶, il sera utile de disposer de coûts évités appropriés.

⁵² Pages 8 à 10.

⁵³ Décision D-2012-119, page 10, paragraphe 30.

⁵⁴ Décision D-2012-119, page 8, paragraphe 23.

⁵⁵ Pièce B-0042, page 35.

⁵⁶ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 34, paragraphe 101.

7. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

7.1 NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE

[121] Le 1^{er} janvier 2011, les Normes internationales d'information financière (IFRS) sont entrées en vigueur au Canada en remplacement des principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada pour les entreprises ayant une obligation d'information du public.

[122] En septembre 2010, le Conseil des normes comptables (CNC) a autorisé les entreprises à tarifs réglementés à reporter la date de mise en œuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2012. En mai 2012, le CNC a statué que ces entités pouvaient bénéficier d'un an de plus pour faire la transition aux IFRS, reportant le tout au 1^{er} janvier 2013. En septembre 2012, le CNC a prolongé la période de transition d'un an de plus, reportant la mise en œuvre des IFRS au 1^{er} janvier 2014. Par ailleurs, la Régie constate qu'en février 2013, cette échéance a été prolongée au 1^{er} janvier 2015.

[123] Hydro-Québec, en tant qu'entité admissible à ces reports, a choisi de continuer d'appliquer en 2011 et en 2012 les normes comptables en vigueur avant le basculement, soit les PCGR du Canada, dans ses états financiers à vocation générale. Pour 2013, Hydro-Québec indique être en réflexion⁵⁷.

[124] Dans sa décision D-2012-021, la Régie a approuvé en partie les modifications au 1^{er} janvier 2012 des méthodes comptables découlant du passage aux IFRS proposées par le Transporteur et le Distributeur dans le dossier R-3768-2011. Conséquemment, les conventions comptables qu'utilise le Distributeur dans l'établissement du présent dossier sont les PCGR pour l'année historique 2011 et les conventions comptables reposant sur les IFRS, telles que reconnues dans la décision D-2012-021 pour l'année de base 2012 et l'année témoin 2013.

⁵⁷ Pièce A-0054, page 43.

[125] **Pour l'année 2012 et, le cas échéant, les années suivantes, la Régie demande au Distributeur de soumettre, lors du dépôt de son rapport annuel, un rapport spécifique des auditeurs indépendants portant sur la conciliation à la suite de l'utilisation de référentiels comptables différents entre les états financiers à vocation générale et les états financiers réglementaires.** Le Distributeur indique être favorable à cette demande⁵⁸.

[126] De plus, pour la première année d'implantation des IFRS pour les états financiers à vocation générale, la Régie réitère sa demande⁵⁹ de soumettre, au moment du dépôt des rapports annuels du Distributeur et du Transporteur, un rapport des auditeurs indépendants portant spécifiquement sur la conciliation entre les états financiers à vocation générale et les états financiers réglementaires.

7.2 NORME IAS 19R « AVANTAGES DU PERSONNEL »

[127] Le 16 juin 2011, l'International Accounting Standard Board (IASB) a publié des modifications visant la norme IAS 19 dans le but d'améliorer principalement la comptabilisation des régimes à prestations définies et d'accroître les obligations d'information.

[128] Le Distributeur explique qu'en vertu de la norme IAS 19 actuellement en vigueur, l'évaluation du coût des prestations de retraite comptabilisé en résultat net comprend le coût financier de l'obligation au titre des prestations définies et le rendement attendu des actifs du régime.

[129] La norme IAS 19R élimine le concept de « rendement attendu des actifs du régime » et le remplace par celui de « produit d'intérêts généré par les actifs du régime ». Ce nouveau concept est calculé à partir du même taux d'actualisation que celui utilisé pour calculer le coût financier relatif à l'obligation au titre des prestations définies. Ainsi, les intérêts nets calculés selon la norme IAS 19R entraîneront un coût de financement plus élevé pour le régime de retraite, puisque le taux de rendement attendu sur les actifs du régime est supérieur au taux d'actualisation du passif.

⁵⁸ Pièce B-0152, page 3.

⁵⁹ Décision D-2012-021, dossier R-3768-2011, page 9, paragraphe 29.

[130] Le Distributeur indique que cet impact sur ses revenus requis 2013 se traduit par une augmentation de 53,5 M\$ du coût de retraite.

TABLEAU 3
COÛT DE RETRAITE DE L'ANNÉE TÉMOIN 2013
EN VERTU DE LA NORME IAS 19R

<i>(en M\$)</i>	<i>IAS 19R</i>	<i>IAS 19</i>	<i>Différence</i>
Coût des services rendus	316	309	7
Intérêts sur les obligations ⁽¹⁾	890	890	0
Rendement prévu des actifs ⁽²⁾	(893)	(1 075)	182
Coût de retraite d'Hydro-Québec	313	124	189
Quote-part du Distributeur	88,6	35,1	53,5

Source : Pièce B-0082, pages 26 et 27

Note 1: Le taux d'actualisation relatif à l'obligation au titre des prestations définies est de 5,40% (IAS 19R et IAS 19).

Note 2: Le rendement est calculé sur un actif à la juste valeur estimée à 16,4 G\$ au 1^{er} janvier 2013 à partir d'un taux de rendement prévu des actifs de 5,40 % (IAS 19R) et de 6,50 % (IAS 19).

[131] **La Régie reconnaît l'augmentation de 53,5 M\$ du coût de retraite de l'année témoin 2013, puisqu'elle découle de l'application de la norme IAS 19R.**

7.3 MODALITÉS DE DISPOSITION DU COMPTE D'ÉCARTS POUR PANNES MAJEURES

[132] Dans sa décision D-2009-016⁶⁰, la Régie acceptait que le Distributeur se dote d'un mécanisme de récupération des charges d'exploitation associées aux pannes majeures et comptabilise le coût des pannes majeures excédant un seuil de 16 M\$ dans un compte d'écarts portant intérêts. Les modalités de disposition de ce compte devaient être déterminées en fonction de l'ampleur des coûts comptabilisés au compte.

⁶⁰ Dossier R-3677-2008, pages 14 à 16.

[133] Tel que présenté au rapport annuel 2011⁶¹, le Distributeur a comptabilisé un montant de 5,4 M\$ (débitéur) dans ce compte d'écart.

[134] Compte tenu du montant en cause, le Distributeur propose, comme modalité de disposition, de verser aux revenus requis de l'année témoin 2013 l'ensemble des montants comptabilisés au compte au 31 décembre 2012, soit l'écart de 5,4 M\$ de 2011 et les intérêts y afférents de 0,5 M\$ pour 2011 et 2012⁶².

[135] Le Distributeur mentionne qu'advenant une situation où les coûts seraient plus importants, il proposera à la Régie d'autres modalités de disposition.

[136] Considérant le montant en cause, la Régie accepte les modalités de disposition du compte d'écart pour pannes majeures, telles que proposées par le Distributeur. Elle approuve donc la récupération de la charge d'exploitation de 5,9 M\$ relative aux pannes majeures pour l'année témoin 2013.

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

[137] Le Distributeur procède annuellement à la révision des durées d'utilité de certains de ses actifs corporels et incorporels. Pour ce faire, il s'appuie sur une expertise interne et sur des analyses effectuées par l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ).

[138] Le Distributeur fait également partie d'un groupe de partage (« Distribution Asset Life Cycle Management Interest Group » du « Center for Energy Advancement through Technological Innovation ») qui met à la disposition de ses membres des informations pouvant être utiles à la gestion de leurs actifs. Il tient à souligner que les données du balisage ne devraient pas avoir préséance sur les conclusions des analyses de ses experts quant à la détermination de la durée d'utilité de ses actifs propres⁶³.

⁶¹ Pièce HQD-2, document 3.1, page 3.

⁶² Pièce B-0041, page 17.

⁶³ Pièce B-0082, pages 28 et 29.

Immobilisations corporelles

[139] En 2012, le Distributeur a complété les travaux relatifs à la révision de la durée d'utilité des conducteurs moyenne tension, des câbles aériens basse tension, des canalisations souterraines en béton et des poteaux.

[140] Le Distributeur indique qu'en respect de la *Loi sur Hydro-Québec*⁶⁴, les durées d'utilité attribuées à ces catégories d'immobilisations sont limitées à 50 ans aux fins d'établissement des tarifs, bien que pour les états financiers à vocation générale, la durée d'utilité a été établie à 60 ans pour ces catégories d'immobilisations, à l'exception des poteaux dont la durée d'utilité est de 50 ans.

[141] Le Distributeur présente au tableau suivant le détail des impacts financiers des révisions de durée d'utilité qui seront effectuées au 1^{er} janvier 2013, soit une diminution de la charge d'amortissement totalisant 116,0 M\$ pour l'année témoin 2013.

TABLEAU 4
RÉVISION DES DURÉES D'UTILITÉ AUX FINS RÉGLEMENTAIRES

<i>(en M\$)</i>	<i>Durée d'utilité initiale</i>	<i>Durée d'utilité révisée</i>	<i>Diminution des revenus requis 2013</i>
Catégories d'immobilisations corporelles			
Conducteurs moyenne tension	30 ans	50 ans	49,9
Câbles aériens basse tension	30 ans	50 ans	48,1
Canalisations souterraines en béton	40 ans	50 ans	5,8
Poteaux	40 ans	50 ans	12,2
Total			116,0

Source : Pièce B-0018, page 11

⁶⁴ *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., c. H-5, alinéa 3 de l'article 24.

[142] À la demande de la Régie, le Distributeur complète sa preuve en présentant les données du balisage, les durées de vie physique, le détail du calcul de la charge d'amortissement et les explications des résultats de l'exercice de révision des durées d'utilité pour chacun des actifs visés⁶⁵.

[143] Pour les conducteurs moyenne tension, le Distributeur explique que des analyses techniques ont été effectuées en laboratoire sur des conducteurs moyenne tension retirés du réseau. Ces analyses montrent que ces conducteurs, dont l'âge moyen approche les 40 ans, sont toujours en bon état. Pour en arriver à ce constat, les experts en ont testé le niveau de rupture mécanique et l'ont comparé au niveau de rupture garanti par un conducteur neuf. L'augmentation de la durée d'utilité des conducteurs moyenne tension de 30 à 50 ans est aussi attribuable à l'évolution des politiques et procédures de maintenance. En effet, la décision de remplacer les conducteurs est prise en se basant sur leurs propriétés intrinsèques. Ils sont donc maintenus en place à moins que la proportion de poteaux vétustes atteigne un seuil où la reconstruction complète du réseau s'avère le choix le plus économique. La durée de vie physique des conducteurs moyenne tension a été révisée à 79 ans.

[144] Pour les câbles aériens basse tension, le Distributeur indique que des prélèvements de ces câbles âgés de 35 à 45 ans ont permis de constater que ces derniers se dégradent très faiblement en fonction du temps. Ils ne sont remplacés que pour des raisons de bris ou de projets de reconstruction. Ainsi, étant donné le faible taux de retraits, le Distributeur a élevé leur durée d'utilité de 30 à 50 ans, de façon à se rapprocher de leur durée de vie physique de 60 ans.

[145] Pour les canalisations souterraines en béton, le Distributeur explique que la combinaison d'une durée de vie physique de 75 ans grâce, entre autres, à l'amélioration de la qualité des composants en béton et d'un taux de renouvellement minime, justifie une augmentation de la durée d'utilité de 40 à 50 ans. De plus, lors du remplacement des câbles, la fonctionnalité des composants de la canalisation est vérifiée pour au moins la durée d'utilité du nouveau câble et, généralement, les câbles sont remplacés sans que les composants ne soient réparés.

⁶⁵ Pièce B-0063; pièce B-0082, pages 28 à 30; pièce B-0129, pages 21 à 23.

[146] Pour les poteaux, le Distributeur indique que la disponibilité de nouvelles données a permis une nouvelle révision de la durée d'utilité des poteaux de 40 à 50 ans. En effet, dans le cadre du programme d'inspection des poteaux (voir la section 11.1.4.2), le volume des actifs inspectés a augmenté de façon importante, soit quatre fois plus que lors de la première révision des durées d'utilité. Cette inspection a permis au Distributeur d'établir la durée de vie physique de ses poteaux à 60 ans⁶⁶. Compte tenu de l'évolution de ses politiques et procédures de maintenance qui favorisent un remplacement ciblé des poteaux vétustes et compte tenu des résultats d'analyse reliés à l'inspection des poteaux, le Distributeur a obtenu l'assurance nécessaire pour augmenter la durée d'utilité des poteaux à 50 ans.

[147] La Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur et approuve les modifications effectuées aux durées d'utilité des immobilisations corporelles à compter du 1^{er} janvier 2013. Par conséquent, elle reconnaît la diminution de la charge d'amortissement totalisant 116,0 M\$ pour l'année témoin 2013.

[148] **La Régie souligne que, si elle le juge nécessaire, le Distributeur devra déposer son dossier de révision interne afin d'appuyer une demande de révision de la durée d'utilité d'un actif⁶⁷.**

[149] **Pour les prochains dossiers tarifaires, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dépôt de sa preuve, les impacts financiers des révisions de durée d'utilité pour chacun des actifs visés et, pour les impacts financiers significatifs :**

- **expliquer les résultats de l'exercice de révision de la durée d'utilité pour chacun des actifs visés;**
- **fournir la durée de vie physiques des actifs visés;**
- **présenter les résultats de l'exercice de balisage relatifs aux durées d'utilité et aux durées physiques des actifs visés;**
- **fournir le détail du calcul de l'impact de la charge d'amortissement annuelle⁶⁸.**

⁶⁶ Pièce B-0024, page 36, graphique 1.

⁶⁷ Pièce A-0054, pages 72 et 73.

⁶⁸ Pièce B-0063; pièce B-0082, pages 28 à 30; pièce B-0129, pages 21 à 23.

Équipement informatique

[150] En 2012, Hydro-Québec a procédé à la révision de la durée d'utilité de la catégorie « Équipement informatique » pour toutes ses divisions, incluant le Distributeur. Ainsi, la durée d'utilité de cette catégorie a été augmentée de 3 à 5 ans en date du 1^{er} avril 2012.

[151] Le Distributeur explique que la révision de la durée d'utilité des équipements informatiques a été entreprise par le groupe Technologie d'Hydro-Québec pour l'ensemble des divisions. Le travail a porté sur l'analyse des équipements détenus, l'âge moyen de remplacement, les politiques d'entretien et les périodes de garantie. La recommandation de hausser la durée d'utilité des équipements informatiques de 3 à 5 ans découle de l'analyse de ces facteurs⁶⁹. De plus, le Distributeur présente un balisage auprès de trois entreprises qui appliquent également une durée d'utilité de 5 ans.

[152] Le Distributeur indique que cette révision a entraîné une diminution de la charge d'amortissement de 0,9 M\$ en 2012 et n'a aucun effet sur les revenus requis pour l'année témoin 2013⁷⁰.

[153] La Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur et approuve la modification effectuée à la durée d'utilité de la catégorie « Équipement informatique » à compter du 1^{er} janvier 2013.

Compteurs

[154] Dans le cadre du projet LAD, le Distributeur indique qu'une révision de durée d'utilité devra être effectuée pour les compteurs visés par le déploiement.

[155] Le Distributeur précise qu'il devra réduire à un maximum de 6 ans la durée d'utilité de toutes les catégories de compteurs qui seront retirés dans le cadre du projet, dans le but de faire concorder la fin de la période d'amortissement de ces compteurs avec la fin du déploiement prévu en 2018.

⁶⁹ Pièce B-0082, page 30.

⁷⁰ Pièce B-0082, page 32.

[156] Le Distributeur estime que la diminution de la durée d'utilité des catégories de compteurs concernés entraîne une augmentation de la charge d'amortissement de 8,8 M\$ pour l'année témoin 2013.

[157] La Régie note que l'amortissement accéléré des compteurs en 2012 et 2013 inclus dans le présent dossier et celui du projet LAD totalisent respectivement 11,5 M\$ et 11,0 M\$⁷¹.

[158] Considérant qu'elle a autorisé le projet LAD dans sa décision D-2012-127⁷², la Régie approuve les modifications effectuées aux durées d'utilité des compteurs visés par le déploiement du projet LAD et approuve l'augmentation de la charge d'amortissement de 8,8 M\$ pour l'année témoin 2013.

7.5 TRAITEMENT PROPOSÉ POUR LA CHARGE DE DÉSACTUALISATION

[159] Dans sa décision finale D-2012-035⁷³ portant sur le dossier tarifaire 2012-2013, la Régie demandait au Distributeur, à compter du prochain dossier tarifaire, d'appliquer la charge de désactualisation avec les coûts d'emprunt en la comptabilisant au numérateur « Frais financiers du calcul du coût moyen de la dette intégrée ».

[160] Le Distributeur tient à préciser que la charge de désactualisation ne représente pas des intérêts versés sur des capitaux empruntés. La prise en compte de la charge de désactualisation dans les frais financiers au numérateur du calcul du coût moyen de la dette ne permettrait pas de récupérer cette charge.

⁷¹ Pièce B-0082, page 43.

⁷² Dossier R-3770-2011.

⁷³ Dossier R-3776-2011, page 6, paragraphes 8 et 9.

[161] Pour illustrer son propos, le Distributeur a recalculé le coût moyen de la dette intégrée pour l'année témoin 2013 en y comptabilisant la charge de désactualisation et le passif y afférent. Ainsi, le coût moyen de la dette s'élèverait à 6,477 % plutôt qu'à 6,483 %. En tenant compte de la structure de capital du Distributeur, l'impact sur le coût de la dette serait de -0,4 M\$. Une présentation de la charge de désactualisation telle que prescrite par la Régie aurait pour effet une baisse globale des revenus requis de 2,2 M\$, composée de la diminution de 0,4 M\$ du coût de la dette et de la perte de la charge de désactualisation qui s'élève à 1,8 M\$ en 2013.

[162] En conséquence, le Distributeur propose de présenter la charge de désactualisation dans la rubrique « Rendement de la base de tarification » sur une ligne distincte. Selon le Distributeur, tout en respectant la décision D-2012-021 du dossier R-3768-2011, cette présentation lui permet de recouvrer intégralement la charge de désactualisation, ce qui a été autorisé à chaque année par la Régie dans les années antérieures.

[163] Dans sa décision D-2012-021, la Régie indique que :

« [47] Pour ces motifs et conformément à la norme IAS 37, la Régie ordonne au Transporteur et au Distributeur de présenter la charge de désactualisation avec les coûts d'emprunt à partir du 1^{er} janvier 2012. »⁷⁴

[164] Le paragraphe 60 de la norme IAS 37 se lit comme suit :

« Lorsque les provisions sont actualisées, la valeur comptable d'une provision augmente à chaque période pour refléter l'écoulement du temps. Cette augmentation est comptabilisée en coûts d'emprunt. »⁷⁵

[165] Considérant l'importance relative de la charge de désactualisation de 2013 et celles des années suivantes, de l'ordre de 2 M\$ pour le Distributeur, la Régie permet, dans ce contexte, la présentation de la charge de désactualisation avec les capitaux empruntés, tel que proposé par le Distributeur⁷⁶.

⁷⁴ Dossier R-3768-2011, page 12, paragraphe 47.

⁷⁵ Dossier R-3768-2011, pièce B-0016, page 14.

⁷⁶ Dossier R-3768-2011, pièce B-0017, page 4.

8. PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$ INTÉGRÉS DANS LES REVENUS REQUIS MAIS NON AUTORISÉS

[166] Dans sa décision D-2012-024⁷⁷, la Régie demandait au Distributeur, pour un projet en attente de décision lors du dépôt du dossier tarifaire, de fournir les charges inhérentes au projet incluses dans les revenus requis de l'année témoin ainsi que les montants inclus dans la base de tarification. Dans l'éventualité où le projet ne serait pas autorisé avant la décision de la Régie sur la demande tarifaire, la Régie demandait le retrait des revenus requis de l'impact du projet et le versement dans un compte d'écarts hors base (avec un seuil minimal de 5 M\$).

[167] Au moment du dépôt du présent dossier tarifaire, le Distributeur a intégré les coûts relatifs aux projets supérieurs à 10 M\$ suivants, pour lesquels il s'attend à une décision de la Régie avant celle relative au dossier tarifaire :

- projet LAD;
- travaux de raccordement du réseau de distribution pour le poste Port Daniel.

8.1 PROJET LAD

[168] Le 30 juin 2011, le Distributeur a déposé à la Régie une demande relative à l'autorisation du projet LAD.

[169] Dans son dossier tarifaire 2012-2013, le Distributeur a intégré à ses revenus requis de 2012 un montant de 40,9 M\$ relié aux charges inhérentes au projet LAD. Considérant que la décision sur le projet LAD n'a pas été rendue avant la décision D-2012-024⁷⁸, la Régie a demandé au Distributeur de retirer de ses revenus requis de l'année témoin 2012 l'impact du projet LAD et de verser dans un compte d'écarts hors base les coûts afférents à ce projet.

⁷⁷ Dossier R-3776-2011, pages 40 à 43.

⁷⁸ Dossier R-3776-2011, page 44.

[170] Dans le présent dossier tarifaire 2013-2014, le Distributeur a intégré à ses revenus requis de 2013 un montant totalisant 73,2 M\$⁷⁹ relié aux charges inhérentes au projet LAD, incluant le versement du solde du compte d'écarts au montant révisé à 17,8 M\$⁸⁰ provenant des années 2010 à 2012, puisque le Distributeur s'attendait à une décision de la Régie sur le projet avant celle relative au dossier tarifaire.

[171] Le 5 octobre 2012, la Régie a rendu sa décision D-2012-127⁸¹ autorisant le Distributeur à réaliser la phase I du projet LAD.

[172] À la demande de la Régie, le Distributeur présente au tableau suivant la comparaison des données incluses dans le présent dossier tarifaire et celui du projet LAD.

TABLEAU 5
CHARGES INHÉRENTES AU PROJET LAD

<i>(en M\$)</i>	<i>Dossier R-3814-2012</i>	<i>Dossier R-3770-2011</i>		
	<i>Cumulatif 2013</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>Cumulatif 2013</i>
Charges d'exploitation	32,7	18,7	25,8	44,5
Gains associés au projet	(5,0)	(0,3)	(9,9)	(10,2)
Amortissement	21,5	12,4	24,1	36,5
Sorties d'actifs	18,5	9,9	38,7	48,6
Rendement de la base de tarification	6,4	2,5	13,8	16,3
Revenus de mise en conformité	(0,9)	(0,4)	(1,8)	(2,2)
Total	73,2	42,8	90,7	133,5

Source : Extrait de la pièce B-0082, page 43

⁷⁹ Pièce B-0082, page 43.

⁸⁰ Pièce B-0041, page 18.

⁸¹ Dossier R-3770-2011, page 121.

[173] La Régie note que les charges inhérentes au projet LAD totalisant 73,2 M\$ en 2013 représentent 55 % du montant cumulé de 133,5 M\$ présenté au dossier R-3770-2011. Le Distributeur explique qu'il prévoyait le début du déploiement massif dès le deuxième trimestre de 2012 dans le cadre du dossier R-3770-2011 alors que dans le dossier R-3814-2012, il est prévu à compter du premier trimestre de 2013⁸².

[174] L'AQCIE/CIFQ considère que ce type de délais dans l'implantation de projets, de même que la surestimation des coûts, ne sont pas étrangers au Distributeur. L'intervenant estime donc plus prudent de créer un compte d'écarts relatif aux charges d'exploitation du projet LAD ou d'utiliser celui qui existe déjà (voir la section 3).

[175] La Régie est d'avis que maintenant que le projet LAD a été autorisé, le Distributeur aura un meilleur contrôle sur le déploiement du projet.

[176] Le RNCREQ recommande que 50 % des coûts liés aux radiations et à l'amortissement accéléré des appareils de service soient assumés par le Distributeur afin de rendre le projet LAD neutre pour les clients sur le plan économique.

[177] Dans sa décision D-2012-127⁸³, la Régie indique qu'à partir du moment où elle accepte le projet LAD tel que présenté, l'impact des charges d'amortissement accéléré et des radiations devient inévitable et fait partie des coûts découlant du projet. Par conséquent, la Régie ne retient pas la proposition du RNCREQ dans le présent dossier.

[178] Considérant que les charges inhérentes au projet LAD totalisant 73,2 M\$ sont inférieures au montant autorisé dans le cadre du dossier R-3770-2011, la Régie reconnaît ce montant dans les revenus requis 2013.

⁸² Pièce B-0082, page 43.

⁸³ Dossier R-3770-2011, page 91, paragraphe 379.

[179] **La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, une mise à jour de la ventilation annuelle du budget total du projet LAD, selon le niveau de détail demandé à la question 10.1 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie⁸⁴, pour permettre un meilleur suivi lors des demandes tarifaires subséquentes.** La Régie est d'avis que le report du projet est dû à son envergure et à sa nature. Ce délai inhabituel mérite une mise à jour des prévisions budgétaires annuelles du projet.

[180] **Considérant les impacts financiers importants associés au projet LAD dans les prochains dossiers tarifaires, la Régie demande au Distributeur, à compter du prochain dossier tarifaire, de présenter la comparaison (sur une base annuelle et cumulative) des charges inhérentes au projet LAD ainsi que les montants inclus dans la base de tarification de l'année témoin avec les données prévisionnelles et les mises à jour, selon le niveau de détail présenté en réponse aux questions 16.1 et 17.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie⁸⁵ et d'expliquer les écarts importants.**

Suivi de la décision D-2012-035 dans le dossier tarifaire 2012-2013

[181] Dans sa décision D-2012-035⁸⁶, la Régie notait que, dans le tableau révisé des revenus requis 2012 à la suite de la décision D-2012-024, le Distributeur présentait sous les rubriques « Compte d'écarts - Projet LAD » faisant partie des « Autres charges directes » et des « Autres charges », le retrait des charges inhérentes au projet LAD de -18,0 M\$ et de -22,9 M\$ respectivement (totalisant -40,9 M\$), plutôt que de les présenter dans les rubriques spécifiques.

[182] Questionné à ce sujet dans le présent dossier, le Distributeur explique que cette présentation permet de faire ressortir les charges inhérentes au projet LAD dans les années où elles ont été réellement engagées et facilite les analyses comparatives. La récupération des charges inhérentes au projet LAD dans l'année témoin par le biais du compte d'écarts permet d'identifier spécifiquement, dans les revenus requis, les charges

⁸⁴ Pièce B-0129, page 25.

⁸⁵ Pièce B-0082, pages 43 et 46.

⁸⁶ Dossier R-3776-2011, page 5, paragraphe 6.

provenant des années antérieures. Le Distributeur considère que le retrait des charges inhérentes au projet LAD dans les rubriques spécifiques peut fausser les coûts des années où les charges sont retirées. L'effet inverse se produit en situation de sur-imputation, soit lorsque ces coûts reportés sont imputés à l'année témoin visée à la suite de l'autorisation du projet. Les mises en service incluses à la base de tarification permettent de refléter les actifs qui sont réellement utilisés par le Distributeur afin de mesurer la consommation d'électricité des clients. Le rendement relatif à ces mises en service est porté au compte d'écarts⁸⁷.

[183] Le Distributeur indique également que le compte d'écarts relatif au rendement de la base de tarification du projet LAD a été regroupé avec celui des autres charges, afin de réduire le nombre de compte d'écarts à suivre, puisque ce compte est non significatif (1,1 M\$) par rapport aux autres éléments⁸⁸.

[184] La Régie considère que la présentation proposée par le Distributeur rend difficile la reconnaissance des montants autorisés par la décision D-2012-024 pour chacune des rubriques spécifiques. **Par conséquent, elle demande au Distributeur d'ajuster les montants autorisés par la décision D-2012-024 en retirant dans les rubriques spécifiques des charges et de la base de tarification les montants non autorisés associés au projet LAD, plutôt que de les inscrire dans un compte d'écarts.**

[185] **La Régie accepte cependant la présentation des comptes d'écarts relatifs au projet LAD de l'année de base 2012 et de l'année témoin 2013, tel que proposé par le Distributeur.** Elle souligne que le Distributeur devra fournir l'explication des écarts observés par rapport aux montants autorisés, le cas échéant.

8.2 POSTE PORT DANIEL

[186] Le Distributeur indique que la mise en service du projet de raccordement du poste Port Daniel étant prévue en décembre 2013, son impact sur les revenus requis est négligeable. Il est de l'ordre de 20 k\$ en rendement de la base de tarification (à partir d'une moyenne des 13 soldes de la base de tarification de 300 k\$). De plus, aucune charge d'exploitation n'est prévue pour ce projet en 2013.

⁸⁷ Pièce B-0082, page 48.

⁸⁸ Pièce B-0082, page 47.

[187] Le 9 novembre 2012, par sa décision D-2012-150⁸⁹, la Régie autorisait le Distributeur à réaliser le projet du poste Port Daniel.

[188] **La Régie approuve ainsi les charges inhérentes à ce projet ainsi que les montants inclus dans la base de tarification pour l'année témoin 2013.**

9. APPROVISIONNEMENTS

9.1 APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

[189] Dans sa décision D-2013-021⁹⁰ rendue dans le présent dossier, la Régie réduit le coût global des approvisionnements proposés par le Distributeur d'un montant de 30,0 M\$, soit l'équivalent d'environ 1 TWh d'énergie provenant du contrat de base qui pourrait être différée.

[190] De plus, elle approuve les coûts du service d'intégration éolienne au montant de 31,9 M\$ et demande au Distributeur de tenir compte des préoccupations émises dans cette décision lors de l'élaboration du prochain produit d'intégration éolienne.

9.2 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[191] Les achats d'électricité du Distributeur passent de 5 109,2 M\$, montant autorisé pour l'année 2012, à 5 376,6 M\$ en 2013, soit une hausse de 267,4 M\$ (5,2 %). Cette hausse s'explique par une augmentation des achats d'électricité postpatrimoniale de 394,2 M\$ (61,4 %).

⁸⁹ Dossier R-3822-2012.

⁹⁰ Page 20.

TABLEAU 6
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

(en M\$)	2011 (réel)	2012 (D-2012-024)	2012 (réel 4/12 - budget 8/12) ⁽¹⁾	2013 (projeté)	Différence 2013-2012 (D-2012-024)	
Électricité patrimoniale	4 555,7	4 590,3	4 467,5	4 494,4	(95,9)	(2,1 %)
Électricité postpatrimoniale	535,6	641,8	665,0	1 036,0	394,2	61,4 %
Tarifs de gestion et énergie de secours	5,4	0,0	3,0	0,0	0,0	
Ajustement des contrats spéciaux	(158,0)	(142,3)	(245,5)	(168,2)	(25,9)	18,2 %
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité 2008-2012	28,3	19,4	11,1	14,4	(5,0)	(25,8 %)
<i>Compte de pass-on 2008</i>	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	
<i>Compte de pass-on 2009</i>	(7,6)	0,0	0,0	0,0	0,0	
<i>Compte de pass-on 2010</i>	30,7	27,6	27,6	0,0	(27,6)	
<i>Compte de pass-on 2011</i>	2,5	(8,2)	(8,2)	6,1	14,3	
<i>Compte de pass-on 2012</i>	0,0	0,0	(8,3)	8,3	8,3	
Total	4 967,0	5 109,2	4 901,1	5 376,6	267,4	5,2 %

Sources : Pièce B-0022, page 3 et pièce B-0019, page 5

Note 1 : Le Distributeur établit les achats d'électricité de la prévision 10/2 2012 à 4 900,7 M\$ (pièce B-0135, page 4).

[192] Par ailleurs, le Distributeur demande à la Régie de refléter les soldes débiteurs de 6,1 M\$⁹¹ et 8,3 M\$⁹² respectivement pour les comptes de *pass-on* 2011 et 2012, dans les revenus requis de 2013.

[193] La Régie note que la méthodologie relative au compte de *pass-on* appliquée par le Distributeur est conforme à ses décisions antérieures.

[194] La Régie reconnaît le solde de 14,4 M\$ relié aux comptes de *pass-on* 2011 et 2012 inscrits à l'année témoin 2013.

⁹¹ Le Distributeur inscrit la différence entre les données réelles du compte de *pass-on* au 31 décembre 2011 de 2,5 M\$ (créditeur) et le montant prévu de 8,2 M\$ (créditeur) présenté au dossier R-3776-2011, pour un montant de 6,1 M\$ (débitteur), incluant les intérêts de 0,4 M\$. Pièce B-0041, page 12.

⁹² Le Distributeur établit le compte de *pass-on* pour l'année 2012 sur une base de 4 mois réels et 8 mois projetés, pour un montant de 8,3 M\$ (débitteur). Pièce B-0041, pages 12 et 13.

[195] La Régie approuve, à titre de charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur, les achats d'électricité de 5 346,6 M\$ pour l'année témoin 2013, considérant la réduction de 30,0 M\$ découlant de la décision D-2013-021⁹³.

10. SERVICE DE TRANSPORT

[196] Les coûts du service de transport présentés par le Distributeur sont évalués à 2 606,9 M\$ pour 2013, tel qu'indiqué au tableau suivant :

TABLEAU 7
SERVICE DE TRANSPORT

<i>(en M\$)</i>	<i>2011 (réel)</i>	<i>2012 (D-2012-024)</i>	<i>2012 (réel 4/12 - budget 8/12)⁽¹⁾</i>	<i>2013 (projeté)</i>	<i>Différence 2013-2012 (D-2012-024)</i>	
Charge locale	2 644,6	2 641,3	2 624,4	2 624,4	(16,9)	(0,6 %)
Compte d'écarts 2010	16,8	0,0	0,0	0,0	0,0	
Compte d'écarts 2011	46,0	(47,8)	(47,8)	0,0	47,8	100,0 %
Compte d'écarts 2012	0,0	0,0	16,9	(17,5)	(17,5)	
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2009	(21,5)	0,0	0,0	0,0	0,0	
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2010	(26,0)	(1,2)	(1,2)	0,0	1,2	100,0 %
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2011	0,0	(8,4)	(8,4)	0,0	8,4	100,0 %
Total	2 659,9	2 583,9	2 583,9	2 606,9	23,0	0,9 %

Source : Pièce B-0019, page 5

Note 1: Le Distributeur maintient les coûts du service de transport de la prévision 10/2 2012 à 2 583,9 M\$ (pièce B-0135, page 4).

⁹³ Page 15, paragraphe 46.

Charge locale

[197] Conformément à la décision D-2007-12⁹⁴, le Distributeur projette son coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin selon sa meilleure estimation.

[198] Dans le contexte où le Transporteur n'a pas déposé de demande tarifaire à la Régie pour l'année témoin 2013, la prévision retenue par le Distributeur s'appuie sur le coût de la charge locale 2012 reconnu dans la décision D-2012-066⁹⁵ du dossier tarifaire du Transporteur, soit 2 624,4 M\$.

[199] Le 27 février 2013, dans le dossier R-3823-2012, la Régie a indiqué dans sa décision procédurale D-2013-034⁹⁶ qu'elle tiendra une audience publique pour étudier la demande de modification des Tarifs et conditions des services du Transporteur pour l'année 2013. Cette décision fait suite aux conclusions de la décision D-2013-030, rendue dans le dossier R-3826-2012, qui met fin à la suspension de l'étude du dossier R-3823-2012.

[200] La Régie demande au Distributeur de porter au compte d'écarts tout ajustement du coût de la charge locale de transport, conformément à la décision D-2007-12. Ce principe s'applique également aux ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur.

[201] La Régie approuve le montant de 2 624,4 M\$, à titre de coût pour l'alimentation de la charge locale de transport, pour l'année témoin 2013.

⁹⁴ Dossier R-3610-2006, page 21.

⁹⁵ Dossier R-3777-2011, page 6.

⁹⁶ Dossier R-3823-2012.

Compte d'écarts 2012

[202] Le montant autorisé pour la charge locale du transport applicable pour l'année 2012 s'établit à 2 624,4 M\$. Cependant, en conformité avec la décision D-2012-024, le Distributeur a tenu compte d'un montant de 2 641,3 M\$ pour la charge locale dans ses revenus requis de l'année témoin 2012. Conséquemment, un montant créditeur de 16,9 M\$ est versé au compte d'écarts hors base pour l'année 2012, auquel s'ajoutent des intérêts créditeurs de 0,6 M\$.

[203] Le Distributeur verse donc le solde créditeur de 17,5 M\$ du compte d'écarts au 31 décembre 2012 dans les revenus requis de l'année témoin 2013.

[204] La Régie note que cette méthodologie est conforme à la décision D-2007-12⁹⁷.

[205] La Régie approuve le versement du solde créditeur de 17,5 M\$, du compte d'écarts pour la charge locale de transport de 2012, dans les revenus requis de l'année témoin 2013.

Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur

[206] Le Distributeur indique que, dans le contexte où le Transporteur ne dépose aucune demande tarifaire pour l'année témoin 2013, aucun écart de revenus de point à point de transport n'a été estimé pour les années 2012 et 2013.

⁹⁷ Dossier R-3610-2006, page 21.

11. COÛTS DE DISTRIBUTION ET DES SERVICES À LA CLIENTÈLE

[207] Les coûts de distribution et des services à la clientèle (SALC) totalisent 3 115,4 M\$ pour l'année témoin 2013 et sont en hausse de 80,1 M\$ (2,6 %) par rapport aux montants autorisés pour l'année 2012.

TABLEAU 8
COÛTS DE DISTRIBUTION ET SALC

<i>(en M\$)</i>	<i>2011 (réel)</i>	<i>2012 (D-2012-024)</i>	<i>2012 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2012 (réel 10/12 - budget 2/12)</i>	<i>2013 (projeté)</i>	<i>Différence 2013-2012 (D-2012-024)</i>	
Charges d'exploitation	1 232,2	1 267,7	1 295,8	1 250,8	1 469,5	201,8	15,9 %
Autres charges	946,3	1 045,7	1 029,3	1 014,9	949,5	(96,2)	(9,2 %)
Frais corporatifs	30,7	33,4	33,6	32,6	36,7	3,3	9,9 %
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	843,2	688,5	690,6	748,1	659,7	(28,8)	(4,2 %)
Total	3 052,4	3 035,3	3 049,3	3 046,4	3 115,4	80,1	2,6 %

Sources : Pièce B-0024, page 5; pièce B-0135, page 4; pièce B-0144, page 5; pièce B-0168, page 3

11.1 CHARGES D'EXPLOITATION

[208] Lors du dépôt de la demande, le Distributeur présentait les charges d'exploitation au montant totalisant 1 438,7 M\$ pour l'année témoin 2013.

[209] Dans sa preuve amendée du 11 décembre 2012, le Distributeur a ajusté ses charges d'exploitation à 1 469,5 M\$ pour tenir compte d'un montant additionnel de 30,8 M\$ découlant du Budget⁹⁸.

⁹⁸ Pièce B-0144, pages 4 à 7.

TABLEAU 9
CHARGES D'EXPLOITATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2011 (réel)</i>	<i>2012 (D-2012-024) ajustée ⁽¹⁾</i>	<i>2012 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2012 (réel 10/12 - budget 2/12) ⁽²⁾</i>	<i>2013 (projeté)</i>	<i>Différence 2013-2012 (D-2012-024)</i>	
Charges brutes directes	1 078,5	1 101,1	1 118,8	1 073,8	1 247,9	146,8	13,3 %
Masse salariale	730,1	695,3	672,4	653,4	764,9	69,6	10,0 %
Autres charges directes	401,2	444,1	490,4	464,4	527,6	83,5	18,8 %
Récupération de coûts	(52,8)	(38,3)	(44,0)	(44,0)	(44,6)	(6,3)	16,4 %
Charges de services partagés	511,3	533,8	532,4	532,4	562,8	29,0	5,4 %
Coûts capitalisés	(357,6)	(367,2)	(355,4)	(355,4)	(372,0)	(4,8)	1,3 %
	1 232,2	1 267,7	1 295,8	1 250,8	1 438,7	171,0	13,5 %
Montant additionnel découlant du budget du gouvernement du Québec					30,8	30,8	
Total	1 232,2	1 267,7	1 295,8	1 250,8	1 469,5	201,8	15,9 %

Sources : Pièce B-0024, page 5; pièce B-0144, pages 4 à 7

Note 1: Décision D-2012-024 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation de 14,5 M\$ et les transferts organisationnels suivants :

Masse salariale de -10,3 M\$ (pièce B-0026, page 5);

Autres charges directes de -2,8 M\$ (pièce B-0027, page 3);

Charges de services partagés de 11,9 M\$ (pièce B-0028, page 6);

Coûts capitalisés de 1,3 M\$ (pièce B-0032, page 3);

Amortissement et reclassement de -0,1 M\$ (pièce B-0010, page 5).

Note 2: La Régie estime la ventilation de la rubrique « Charges d'exploitation » de la prévision 10/2 2012 selon la composition des principaux écarts constatés entre la prévision 10/2 2012 et l'année de base 4/8 2012, soit une baisse totale de 45 M\$ (pièce B-0135, pages 4 et 7).

[210] La Régie procède à l'examen des charges d'exploitation à partir de la demande initiale au montant de 1 438,7 M\$ sans tenir compte d'un montant additionnel découlant de la demande amendée du Distributeur (voir la section 2).

Modifications de présentation

[211] Hydro-Québec a procédé, au cours de l'année 2011 ainsi qu'au début de l'année 2012, à plusieurs ajustements à sa structure organisationnelle qui ont touché le Distributeur. Ces changements doivent permettre à l'entreprise d'avoir une vision globale et intégrée de ses activités de nature stratégique.

[212] Le Distributeur indique que les données de l'année historique 2011 reflètent les changements effectués en 2011 tandis que celles de l'année de base 2012 et de l'année témoin 2013 de la présente demande tarifaire reflètent l'ensemble des changements effectués en 2011 et en 2012.

[213] Le Distributeur présente, à titre d'information, les reclassements requis aux données autorisées pour l'année 2012 afin de les rendre comparables aux autres données⁹⁹. Tous ces transferts n'ont globalement aucun impact sur les revenus requis 2013 du Distributeur et pour les années antérieures considérées dans le dossier tarifaire, puisqu'une diminution de la masse salariale et des autres coûts y afférents est compensée par une augmentation équivalente des charges de services partagés facturées.

[214] De plus, le Distributeur propose de ne plus présenter les frais corporatifs à titre de charges d'exploitation, mais de les présenter sous une rubrique distincte et de présenter la rubrique « Récupération de coûts », auparavant incluse dans les « Revenus autres que les ventes d'électricité », en réduction des charges d'exploitation. L'année témoin 2013 et les données de l'année historique 2011, de l'année de base 2012 et les montants autorisés pour l'année 2012 ont été reclassés selon cette présentation.

[215] La Régie prend acte des reclassements de charges d'exploitation présentés par le Distributeur.

11.1.1 CHARGES BRUTES DIRECTES

[216] Les charges brutes directes se composent de la masse salariale et des autres charges directes et sont réduites de la récupération des coûts.

⁹⁹ Pièce B-0010, page 5.

Masse salariale

[217] La masse salariale s'établit à 764,9 M\$ en 2013, en hausse de 69,6 M\$ (10,0 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2012.

[218] Cette hausse provient d'une augmentation des avantages sociaux pour un montant de 77,4 M\$ et s'explique principalement par une hausse du coût de retraite de 42,8 M\$ et des comptes d'écarts du coût de retraite de 37,2 M\$ pour la masse salariale (voir la section 11.1.4.2, tableau 16).

[219] N'eut été de l'augmentation des avantages sociaux, la masse salariale serait en baisse de 7,8 M\$ (-1,3 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2012. Cette baisse s'explique par la diminution des salaires de base de 9,7 M\$ (-2,0 %) provenant de la réduction prévue du nombre d'équivalents à temps complet (ETC), atténuée par des augmentations accordées en vertu des conventions collectives de travail et par la progression salariale des employés¹⁰⁰.

[220] Le nombre d'ETC du Distributeur s'élève à 7 181 en 2013, soit une baisse de 250 ETC (-21,1 M\$) par rapport au nombre autorisé pour l'année 2012 de 7 431 ETC, incluant un ajustement de -107 ETC dû aux transferts organisationnels. Cette baisse s'explique par l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance de 272 ETC (-22,6 M\$), atténuée par l'augmentation des effectifs découlant des « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » et des « Éléments spécifiques » de 22 ETC (1,5 M\$)¹⁰¹.

[221] Tel qu'illustré au tableau suivant, la Régie note une surestimation des salaires de base entre le montant autorisé et le réel, de l'ordre de 20 M\$ pour les années 2010 et 2011 et de 37 M\$ pour 2012, sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés.

¹⁰⁰ Pièce B-0082, page 91.

¹⁰¹ Pièce B-0082, page 95.

TABLEAU 10
ÉVOLUTION DES SALAIRES DE BASE SUR LA PÉRIODE 2007-2013

(en M\$)	<i>Année témoin (autorisé)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Prévision (réel 10/12 - budget 2/12)⁽¹⁾</i>	<i>Année historique (réel)</i>	<i>Différence (réel-autorisé)</i>	
2007	501,9			489,4	(12,5)	(2,5 %)
2008	510,1			505,2	(4,9)	(1,0 %)
2009	498,0			485,9	(12,1)	(2,4 %)
2010	499,7			479,3	(20,4)	(4,1 %)
2011	489,6			466,7	(22,9)	(4,7 %)
2012	496,9	478,9	459,9		(37,0)	(7,4 %)
2013	487,2					

Source : Pièce B-0082, pages 91 et 92

Note 1 : La Régie estime les salaires de base de la prévision 10/2 2012 en tenant compte d'une baisse de 19 M\$ reliée à la gestion des ETC (pièce B-0135, pages 7 et 8).

[222] Le Distributeur explique que les écarts favorables de l'ordre de 20 M\$ par rapport aux montants autorisés pour les années historiques 2010 et 2011 et pour l'année de base 2012 sont attribuables aux éléments suivants :

- Une baisse découlant d'une réduction additionnelle du nombre d'ETC en lien avec l'amélioration de la performance opérationnelle nette de la croissance. Le Distributeur a pu déployer les pistes identifiées plus rapidement que prévu.
- Un écart résiduel de l'ordre de 5 M\$ provenant des variations dans les salaires de base moyens. Ces dernières sont dues à plusieurs facteurs dont, entre autres, le renouvellement de la main-d'oeuvre, les mouvements de personnel, les progressions salariales, les changements aux conditions de travail et les réévaluations d'emploi, le tout dans le respect des conventions collectives¹⁰².

¹⁰² Pièce B-0082, pages 91 à 98.

[223] Le Distributeur anticipe un écart favorable additionnel de 19 M\$ au niveau de sa masse salariale entre le montant de l'année de base 2012 et celui de la prévision 2012, sur une base de 10 mois réels et de 2 mois projetés. Des départs à la retraite plus importants qu'anticipés lors de la préparation du dossier tarifaire permettent au Distributeur d'optimiser l'organisation de ses activités, tout en maintenant la prestation de service rendue aux clients. De plus, la réorganisation de certaines activités a permis de déplacer des employés permanents devenus excédentaires vers des postes permanents occupés par des employés temporaires¹⁰³.

[224] Le Distributeur fait valoir qu'il a proposé d'intégrer en 2013, de façon exceptionnelle, une efficacité de 20,3 M\$, ce qui se traduit en gains récurrents au bénéfice de la clientèle.

[225] OC suggère de réduire les charges d'exploitation de la rubrique « Masse salariale » de 20 M\$, en fonction de la moyenne des écarts des cinq dernières années historiques et de l'année 2012, incluant l'efficacité supplémentaire de 19 M\$. L'intervenante souligne que le dépôt de la prévision 2012, sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés, vient confirmer l'ampleur des écarts d'estimation.

[226] L'UC recommande de fixer les salaires de base à 483,7 M\$ pour l'année témoin 2013, soit une baisse de 3,5 M\$, correspondant à une hausse de 1 % par rapport au montant de l'année de base 2012 de 478,9 M\$.

[227] L'UMQ indique que la surestimation constatée pourrait s'expliquer, notamment, par le fait que le Distributeur établit ses prévisions sans considérer un taux de postes vacants, donc en supposant qu'aucun mouvement de personnel entraînant des délais de comblement ne se produira. Pour l'année témoin 2013, la prévision des salaires de base, plus le temps supplémentaire, est de 532,7 M\$. L'UMQ recommande de réduire ce montant de 3,0 % pour l'année témoin, soit une réduction de 16,0 M\$.

¹⁰³ Pièce B-0135, page 8.

[228] **La Régie demande au Distributeur de déposer, à compter du prochain dossier tarifaire, les composantes des variations du nombre d’ETC, telles que présentées au tableau R-37.1¹⁰⁴. Elle demande aussi de fournir le nombre d’ETC permanents et temporaires par groupes d’emplois et de déposer le tableau sur l’évolution du nombre d’employés du Distributeur admissibles à la retraite et du nombre de départs à la retraite, en conformité avec la décision D-2012-119¹⁰⁵.**

Autres charges directes

[229] Les autres charges directes totalisent 527,6 M\$ en 2013, soit une hausse de 83,5 M\$ (18,8 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l’année 2012.

[230] Une hausse de 63,4 M\$ provient des coûts relatifs aux activités de base avec facteurs d’indexation particuliers et aux éléments spécifiques¹⁰⁶, qui s’élèvent à 201,2 M\$ en 2013 et à 137,8 M\$ selon le montant autorisé et ajusté pour l’année 2012. Cette hausse est principalement attribuable aux charges reliées au BEIÉ de 56,0 M\$ pour l’année témoin 2013 (voir la section 11.1.4.2).

[231] Autrement, les autres charges directes auraient affiché une hausse de 20,1 M\$ (6,5 %). Cette hausse s’explique essentiellement par la croissance normale des coûts découlant de l’inflation, par le compte d’écarts pour pannes majeures et par les coûts associés aux projets de développement en technologies de l’information (TI).

[232] Le Distributeur indique que les coûts associés aux projets de développement en TI présentés à titre de « Services externes-autres » sont de l’ordre de 9 M\$ et couvrent les coûts de certaines avenues qu’il a explorées en vue d’améliorer l’expérience client et d’assurer l’évolution du réseau de distribution. Certaines dépenses prévues pour des projets de développement en TI n’ont pu être incluses dans les « Charges de services partagés » puisque les ententes avec le groupe Technologie n’étaient pas finalisées. Les montants qui auront été convenus avec le groupe Technologie seront comptabilisés à titre de charges de services partagés¹⁰⁷.

¹⁰⁴ Pièce B-0082, page 95.

¹⁰⁵ Page 26.

¹⁰⁶ Pièce B-0024, annexe B, pages 25 et 26.

¹⁰⁷ Pièce B-0082, pages 99 et 100.

[233] La Régie constate, tel qu'indiqué au tableau suivant, une surestimation des coûts des services professionnels et des autres services externes, en moyenne de 7,4 M\$, entre le montant autorisé et le réel sur la période 2007-2011 et de 7,9 M\$ pour l'année 2012, sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés.

TABLEAU 11
ÉVOLUTION DES COÛTS DES SERVICES PROFESSIONNELS
ET DES AUTRES SERVICES EXTERNES SUR LA PÉRIODE 2007-2013

(en M\$)	<i>Année témoin (autorisé)</i>	<i>Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>Prévision (réel 10/12 - budget 2/12)⁽¹⁾</i>	<i>Année historique (réel)</i>	<i>Différence (réel-autorisé)</i>	
2007	69,5	61,5		56,8	(12,7)	(18,3 %)
2008	63,2	67,2		69,2	6,0	9,5 %
2009	79,0	72,0		60,3	(18,7)	(23,7 %)
2010	73,3	75,6		68,3	(5,0)	(6,8 %)
2011	84,2	89,0		77,8	(6,4)	(7,6 %)
2012	113,0 ⁽²⁾	116,1	105,1		(7,9)	(7,0 %)
2013	122,9					

Sources : *Décision D-2012-024, page 75; pièce B-0027, page 3*

Note 1: *La Régie estime le coût total des services professionnels et des autres services externes de la prévision 10/2 2012 à 105,1 M\$, en tenant compte d'une baisse totale de 11 M\$ reliée au PGEÉ (5 M\$) et aux autres services externes (6 M\$) (pièce B-0135, page 7).*

Note 2: *Le montant de l'année témoin 2012 de 125,5 M\$ est réduit d'un montant non autorisé de 12,5 M\$ associé au projet LAD, en conformité avec la décision D-2012-024.*

[234] L'UC recommande de réduire les coûts associés aux services professionnels de 3,8 M\$ et aux autres services externes de 10,4 M\$.

[235] L'UMQ recommande de réduire de 17 M\$ les coûts associés aux autres services externes.

Récupération de coûts

[236] Le Distributeur présente la rubrique « Récupération de coûts », auparavant incluse dans les « Revenus autres que les ventes d'électricité », en réduction des charges d'exploitation.

[237] La rubrique « Récupération de coûts » se compose de deux catégories de revenus :

- réclamations aux tiers et autres;
- pose d'attaches, espace poteaux et conduits.

[238] Les revenus associés à la récupération de coûts totalisent 44,6 M\$ en 2013, soit une hausse de 6,3 M\$ (16,4 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2012 de 38,3 M\$. Cette hausse s'explique principalement par des réclamations supérieures aux tiers.

[239] En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE/CIFQ, le Distributeur présente l'évolution des revenus associés à la récupération de coûts sur la période 2007-2013.

TABLEAU 12
RÉCUPÉRATION DE COÛTS SUR LA PÉRIODE 2007-2013

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	Année historique	Année historique	Année historique	Année historique	Année historique	Année de base	Année témoin
Récupération de coûts	-42,3	-45,4	-40,4	-45,9	-52,8	-44,0	-44,6
Réclamations aux tiers et autres	-23,0	-23,5	-21,8	-24,2	-29,9	-20,2	-20,3
Missions effectuées à l'extérieur du Québec	-1,1	-2,8	-2,0	-1,9	-8,0	-	-
Autres	-21,9	-20,7	-19,8	-22,3	-21,9	-20,2	-20,3
Pose d'attaches, espace poteaux, conduits	-19,3	-21,9	-18,6	-21,7	-22,9	-23,8	-24,3

Source : Pièce B-0085, page 24

[240] L'AQCIE/CIFQ note que le montant des réclamations aux tiers et autres de 20,3 M\$ pour l'année témoin 2013 est plus bas que tous les montants réels des années 2007 à 2011. Même si l'on accepte la théorie que les réclamations aux tiers et autres sont des éléments dont les revenus additionnels sont équivalents à des coûts additionnels et dont les effets sont nuls pour le Distributeur, l'intervenant trouve plus prudent de rapprocher le montant des réclamations aux tiers du montant réel des dernières années. Il recommande donc d'augmenter le montant de l'année témoin 2013 d'au moins 4,5 M\$ et de réduire les charges d'exploitation du même montant.

[241] L'UC note une sous-estimation de la prévision entre le montant de récupération des coûts de l'année de base 2012 (-44,0 M\$) et le montant autorisé pour l'année 2012 (-38,3 M\$). L'intervenante propose de hausser de 3,4 M\$ le montant de la récupération de coûts à 48 M\$ pour l'année témoin 2013.

[242] La Régie demande au Distributeur d'expliquer à l'avenir l'évolution des composantes de la rubrique « Récupération de coûts » ainsi que d'identifier et quantifier les principales rubriques de coûts qui sont affectées.

11.1.2 CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

[243] Les charges de services partagés sont de 562,8 M\$ en 2013, en hausse de 29,0 M\$ (5,4 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2012.

[244] N'eut été la hausse du coût de retraite de 17,4 M\$ et la variation des comptes d'écarts du coût de retraite de 14,7 M\$ pour les charges de services partagés (voir la section 11.1.4.2, tableau 16), ces charges seraient en baisse de 3,1 M\$ (-0,6 %).

[245] Cette baisse s'explique par une réduction des charges de services partagés de 9 M\$ prévue pour des projets de développement en TI présentés à titre de « Services externes-autres » dans la rubrique « Autres charges directes » plutôt qu'en charges de services partagés (voir la section 11.1.1).

[246] La FCEI recommande de réduire le coût total en immobilier de 6 M\$ et le coût associé à l'innovation technologique de 4 M\$. Ces réductions proposées aux charges de services partagés sont établies à partir des données réelles de l'année 2011.

11.1.3 COÛTS CAPITALISÉS

[247] Les coûts capitalisés sont déduits des charges d'exploitation du Distributeur. Ces coûts correspondent aux coûts capitalisés des activités de construction ou de développement et sont ajoutés à la base de tarification lorsque les projets auxquels ils se rapportent sont mis en exploitation.

[248] Les coûts capitalisés sont de 372,0 M\$ en 2013, en hausse de 4,8 M\$ (1,3 %) par rapport au montant autorisé et ajusté pour l'année 2012.

11.1.4 APPROCHE GLOBALE

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

[250] La croissance des charges d'exploitation de 171,0 M\$ (13,5 %) en 2013 par rapport au montant autorisé pour l'année 2012 est attribuable principalement aux éléments de la nouvelle catégorie « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers », pour un montant de 150,7 M\$ (95,6 %).

TABLEAU 13
CHARGES D'EXPLOITATION SELON L'APPROCHE GLOBALE

(en M\$)	2011 (réel)	2012 (D-2012-024) incluant reclassements	2012 (réel 4/12 - budget 8/12)	2012 (réel 10/12 - budget 2/12)	2013 (projeté)	Différence 2013-2012 (D-2012-024)		Différence 2013-2012 (réel 10/12-budget 2/12)	
Activités de base du Distributeur	1 042,4	1 076,3	1 056,5	1 031,8	1 076,4	0,1	0,0 %	44,6	4,3 %
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	180,7	157,6	207,4	187,1	308,3	150,7	95,6 %	121,2	64,8 %
Éléments spécifiques	9,1	33,8	31,9	31,9	48,1	14,3	42,3 %	16,2	50,8 %
Disposition du compte d'écarts-Pannes majeures	0,0	0,0	0,0	0,0	5,9	5,9		5,9	
Total	1 232,2	1 267,7	1 295,8	1 250,8	1 438,7	171,0	13,5 %	187,9	15,0 %

Sources : Pièce B-0024, pages 5, 6, 9 et 14; pièce B-0135, pages 4 et 7

[251] Tel qu'indiqué dans sa décision D-2010-022¹⁰⁸, 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.

¹⁰⁸ Dossier R-3708-2009, page 59.

Modifications de présentation

[252] Le Distributeur propose les reclassements suivants aux montants autorisés pour l'année 2012 :

- ne plus présenter les frais corporatifs à titre de charges d'exploitation, mais les présenter sous une rubrique distincte (-33,4 M\$);
- présenter la rubrique « Récupération de coûts », auparavant incluse dans les « Revenus autres que les ventes d'électricité », en réduction des charges d'exploitation (-38,3 M\$);
- transférer des éléments spécifiques à une nouvelle catégorie « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » (115,5 M\$);
- inclure la portion de la « Dépense de mauvaises créances », auparavant dans les « Activités de base du Distributeur », dans les « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » (46,6 M\$);
- transférer le « Programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie » aux « Activités de base du Distributeur » (4,5 M\$).

11.1.4.1 Activités de base du Distributeur

[253] En vertu du modèle paramétrique, les charges d'exploitation des activités de base du Distributeur sont établies à 1 076,4 M\$ pour l'année témoin 2013¹⁰⁹, soit le maintien du montant autorisé pour l'année 2012.

[254] Le Distributeur indique que cette enveloppe lui permet de couvrir l'ensemble de ses besoins de base, desquels ressortent les éléments suivants :

- un facteur de progression combiné des charges de 2,5 %, soit une progression de 3,2 % pour les coûts découlant des augmentations et des progressions salariales et de 2,0 % pour les autres charges (26,6 M\$);
- un facteur de croissance de 1,1 % des activités liées aux nouveaux abonnements (11,2 M\$);

¹⁰⁹ Pièce B-0024, annexe A, page 21.

- des gains d'efficience de 1 % (-10,5 M\$) et des gains découlant d'actions structurantes relatives au projet LAD (-5,0 M\$);
- l'intégration exceptionnelle d'une efficience additionnelle qu'il prévoit être en mesure de réaliser en 2012 (-20,3 M\$);
- la variation du rendement des fournisseurs (-1,9 M\$).

Enveloppe globale des activités de base du Distributeur

[255] Le Distributeur a établi l'enveloppe globale de ses charges d'exploitation à 1 076,4 M\$ pour l'année témoin 2013 à partir du montant autorisé pour l'année 2012 (soit le point de départ à la formule paramétrique) et ajusté d'une efficience additionnelle prévue de 20,3 M\$ en 2012.

[256] Selon la Régie, le montant de l'enveloppe globale pour l'année témoin 2013 aurait été maintenu à 1 076 M\$ en utilisant comme point de départ le montant de l'année de base 2012.

[257] La Régie soumet que le montant de l'enveloppe globale pour l'année témoin 2013 aurait été de 1 050,7 M\$¹¹⁰ en utilisant comme point de départ le montant de la prévision 2012, sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés, soit une réduction potentielle de 25,7 M\$ par rapport à l'enveloppe globale demandée par le Distributeur pour 2013.

[258] De plus, la Régie soumet que le montant de l'enveloppe globale pour l'année témoin 2013 aurait été de 1 070,2 M\$¹¹¹ en utilisant comme point de départ l'année historique 2011 (considérant l'élément non récurrent relié à l'impact de l'implantation des IFRS au montant de 9,8 M\$), soit une réduction potentielle de 6,2 M\$ par rapport à l'enveloppe globale demandée par le Distributeur pour 2013.

¹¹⁰ L'enveloppe globale des charges d'exploitation tient compte d'un facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements ajusté à 75 % pour la portion variable et n'est pas ajustée d'une efficience additionnelle de 20,3 M\$ en 2012.

¹¹¹ *Ibid.*

[259] En conséquence, la Régie conclut que l'utilisation du montant autorisé pour l'année 2012 comme montant initial pour l'estimation des charges d'exploitation de l'année témoin 2013 résulte en des charges surévaluées.

[260] L'AQCIE/CIFQ souligne que pour 2012, le Distributeur prévoit un trop-perçu de 20,3 M\$ qu'il qualifie de gains d'efficacité additionnelle. Bien que l'AQCIE/CIFQ soit favorable à de tels gains d'efficacité, il verrait d'un œil encore meilleur le fait que le Distributeur prévoit ces gains en temps opportun afin qu'ils soient intégrés aux tarifs de l'année pendant laquelle ils sont réalisés, ne serait-ce qu'en partie. Dans cette optique, l'intervenant est favorable à un rehaussement de la cible minimale des gains d'efficacité de 1 % à 2 % par année, comme la Régie l'a fait pour le Transporteur dans la décision D-2012-059¹¹². Cette hausse de la cible de 1 % se traduirait par une baisse des charges d'exploitation de 10 M\$ pour l'année témoin 2013.

Facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements

[261] Dans le dossier tarifaire 2012-2013, la Régie a examiné le facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements et, dans sa décision D-2012-024, elle précise :

« [305] La Régie demande, par conséquent, au Distributeur d'ajuster le facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements en tenant compte d'une proportion de 25 % de coûts fixes. »¹¹³

[262] Dans le présent dossier, le Distributeur a recours, pour l'année témoin 2013, au facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements dans son intégralité.

[263] Dans ses décisions D-2012-119¹¹⁴ et D-2012-119R, la Régie demande au Distributeur de se conformer à la décision D-2012-024 et d'ajuster le facteur de croissance des activités liées au nouveaux abonnements en tenant compte d'une proportion de 25 % de coûts fixes. Ainsi, l'ajustement passe de 11,2 M\$ à 8,4 M\$ pour l'année témoin 2013, soit une réduction de 2,8 M\$.

¹¹² Dossier R-3777-2011, page 19.

¹¹³ Dossier R-3776-2011, page 85, paragraphe 305.

¹¹⁴ Pages 24 et 25.

11.1.4.2 Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers

[264] Le Distributeur propose une nouvelle catégorie « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers », dans le but de raffiner la présentation de ses activités et d'en améliorer le suivi. Cette nouvelle catégorie regroupe des activités qui étaient auparavant présentées en tant qu'éléments spécifiques et qui sont en lien avec les activités de base du Distributeur, mais qui ne peuvent entrer dans l'enveloppe de base, leur évolution étant fonction de facteurs d'indexation spécifiques.

[265] Le Distributeur indique également que la portion de la « Dépense de mauvaises créances », incluse auparavant dans les « Activités de base du Distributeur », devrait être reclassée à titre d'« Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers ».

[266] Selon le Distributeur, cette nouvelle catégorie permet de circonscrire les éléments spécifiques qui regroupent dorénavant les coûts relatifs aux activités ne faisant pas partie de ses activités de base et les coûts relatifs aux projets supérieurs à 10 M\$.

[267] Le Distributeur propose que les critères qui ont été reconnus par la Régie dans ses décisions D-2011-028¹¹⁵ et D-2012-024¹¹⁶ pour déterminer si un nouveau coût doit être retenu comme un élément spécifique demeurent les mêmes pour la nouvelle catégorie « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »¹¹⁷.

[268] Le Distributeur propose également que les critères qui ont été reconnus par la Régie dans sa décision D-2011-028¹¹⁸ pour le reclassement d'un élément spécifique vers la rubrique « Activités de base du Distributeur » demeurent les mêmes pour la nouvelle catégorie « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers »¹¹⁹.

[269] La Régie approuve la présentation de la nouvelle catégorie « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » ainsi que ses critères d'établissement et de reclassement, tels que proposés par le Distributeur.

¹¹⁵ Dossier R-3740-2010, page 80.

¹¹⁶ Dossier R-3776-2011, page 85.

¹¹⁷ Pièce B-0024, page 8.

¹¹⁸ Dossier R-3740-2010, page 87.

¹¹⁹ Pièce B-0024, page 15.

Évolution des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers

[270] Le Distributeur présente, au tableau suivant, la ventilation des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers totalisant 308,3 M\$ pour l'année témoin 2013.

TABLEAU 14
ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS

(en M\$)	2011 (réel)	2012 (D-2012-024)	2012 (réel 4/12 - budget 8/12)	2012 (réel 10/12 - budget 2/12)	2013 (projeté)	Différence 2013-2012 (D-2012-024)	
Coût de retraite	67,3	12,5	12,5	12,5	107,4	94,9	759,2 %
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	6,7	8,5	9,2	11,2	11,6	3,1	36,5 %
Mesures de sécurité cybernétique	8,9	8,4	8,3	8,3	7,9	(0,5)	(6,0 %)
Inspection et retraitement des poteaux de bois	9,4	16,0	12,0	12,0	14,8	(1,2)	(7,5 %)
Dépense de mauvaises créances	88,4	68,1	74,7	72,7	75,6	7,5	11,0 %
Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)		44,1	38,1	33,1	35,0	(9,1)	(20,6 %)
Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ)			52,6	37,3	56,0	56,0	
Programme spécial visant à contrer la subutilisation d'énergie ⁽¹⁾	4,1	4,5	5,0	5,0		(4,5)	(100,0 %)
	184,8	162,1	212,4	192,1	308,3	146,2	90,2 %
Reclassement vers les activités de base							
Programme spécial visant à contrer la subutilisation d'énergie ⁽¹⁾	(4,1)	(4,5)	(5,0)	(5,0)		4,5	100,0 %
Total	180,7	157,6	207,4	187,1	308,3	150,7	95,6 %

Sources : Pièce B-0024, page 9; pièce B-0135, pages 4 et 7

Note 1 : Excluant la dépense de mauvaises créances.

[271] La hausse de 150,7 M\$ (95,6 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2012 s'explique principalement par une hausse du coût de retraite (94,9 M\$) et par un nouvel élément, soit les charges reliées au BEIÉ (56,0 M\$).

Charges reliées au BEIÉ

[272] Dans sa décision D-2012-021¹²⁰, la Régie a autorisé le Distributeur, à compter du 1^{er} janvier 2012, à recouvrer dans les charges de l'année les coûts reliés à la contribution versée au ministère des Ressources naturelles (MRN) (auparavant ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF)) pour les activités du BEIÉ et qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle en conformité avec la norme IAS 38 « Immobilisations incorporelles ».

¹²⁰ Dossier R-3768-2011, page 18, paragraphe 79.

[273] Le Distributeur évalue les charges reliées au BEIÉ à 56,0 M\$ pour l'année témoin 2013 et a retenu cet élément sous la base du critère « Coût découlant de nouvelles exigences externes ».

[274] Les montants payables par le Distributeur au MRN sont fixés par des décrets :

- Le 23 novembre 2011, dans son décret numéro 1173-2011, le gouvernement du Québec fixe la quote-part 2011-2012 (pour la période du 1^{er} avril 2011 au 31 mars 2012) à 49,4 M\$ pour l'électricité;
- Le 1^{er} août 2012, dans son décret numéro 846-2012, le gouvernement du Québec fixe la quote-part 2012-2013 (pour la période du 1^{er} avril 2012 au 31 mars 2013) à 34,3 M\$ pour l'électricité.

[275] Le Distributeur précise que les prévisions de la quote-part versée au MRN pour les activités du BEIÉ sont établies en fonction de la méthode de comptabilisation d'exercice pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre, soit l'exercice financier du Distributeur. Cette méthode est conforme aux normes comptables canadiennes en vigueur et identique à celle appliquée par Hydro-Québec dans ses états financiers à vocation générale. De plus, le Distributeur précise qu'il ne dispose pas d'informations sur la composition des coûts qui lui sont attribuables en vertu des décrets et, par conséquent, ne peut identifier les coûts de nature capitalisable.

[276] Le Distributeur indique que les prévisions des charges reliées au BEIÉ de 52,6 M\$ pour l'année de base 2012 et de 56,0 M\$ pour l'année témoin 2013, ont été établies en fonction des informations disponibles au moment de l'établissement du présent dossier, soit le décret 1173-2011.

[277] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur ne voit aucun problème à refléter le décret 846-2012 pour l'année de base 2012 et l'année témoin 2013. Cependant, ne contrôlant pas les coûts qui seront engagés par le BEIÉ et n'étant pas en mesure de confirmer si la situation de surplus budgétaire du BEIÉ se reproduira pour son exercice financier 2013-2014, le Distributeur maintient sa prévision initiale pour les neuf derniers mois de l'année 2013¹²¹.

¹²¹ Pièce B-0082, pages 73 et 74.

[278] Le Distributeur révisé les charges reliées au BEIÉ à 37,3 M\$ pour l'année de base 2012 et les maintient dans la prévision 2012, sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés, et à 50,6 M\$ pour l'année témoin 2013, tel que détaillé au tableau suivant.

TABLEAU 15
CHARGES RELIÉES AU BEIÉ
QUOTES-PARTS SELON LES DÉCRETS ET SELON LA COMPTABILITÉ D'EXERCICE

	Décrets	Quote-part (M\$)	Année de base 2012 ajustée du Décret 846-2012		Année témoin 2013 ajustée du Décret 846-2012	
			Nombre de trimestres	(M\$)	Nombre de trimestres	(M\$)
Quote-part 2011-2012 (1 avril 2011 au 31 mars 2012)	1173-2011	49,4	1	12,4		
ms: correction de la démarcation au 31 décembre 2011				-0,8		
Quote-part 2012-2013 (1 avril 2012 au 31 mars 2013)	846-2012	34,3	3	25,7	1	8,6
Quote-part 2013-2014 (1 avril 2013 au 31 mars 2014)	non publié	-			-	-
Prévision intégrée au dossier R-3814-2012	S/O	56,0			3	42,0
			4	37,3	4	50,6

Source : Pièce B-0118, page 20

[279] La FCEI et l'UC recommandent de s'appuyer sur le décret 846-2012 et de prendre en compte le montant de 34,3 M\$ pour l'année témoin 2013. Ces intervenantes sont d'avis que l'information la plus récente devrait être privilégiée et qu'il n'y a aucune indication que la situation de surplus budgétaire du BEIÉ se résorbe.

[280] Considérant l'absence de contrôle et la volatilité des montants, l'AQCIE/CIFQ, la FCEI et l'OC proposent la création d'un compte d'écarts.

[281] La Régie prend en considération que les charges reliées au BEIÉ sont fixés par des décrets du gouvernement du Québec et que le Distributeur ne peut prévoir les coûts qui seront engagés par le BEIÉ¹²². **En conséquence, la Régie demande au Distributeur de prendre en compte le montant de 34,3 M\$ prévu au dernier décret 846-2012 pour établir les charges reliées au BEIÉ de l'année témoin 2013, soit une réduction de 21,7 M\$ par rapport au montant initial de 56,0 M\$.**

¹²² Pièce A-0056, page 230.

[282] De plus, considérant que ces coûts sont hors du contrôle du Distributeur et que les montants impliqués sont significatifs, la Régie demande au Distributeur de créer un compte d'écarts et d'y porter la différence entre les coûts encourus et ceux autorisés pour les charges reliées au BEIÉ, à compter de l'année témoin 2013. La Régie demande au Distributeur de présenter les modalités de disposition de ce compte lors du prochain dossier tarifaire.

Coût de retraite

[283] Le tableau suivant présente le détail du coût de retraite pour un montant de 107,4 M\$ en 2013.

TABLEAU 16
COÛT DE RETRAITE

Description	Réal 2011			D-2012-024			Année de base 2012			Année témoin 2013				
	Réal 2011 excluant le compte d'écarts	Compte d'écarts	Réal 2011	D-2012-024 avant disposition du compte d'écarts	Disposition du compte d'écarts 2011 (incluant les intérêts)	D-2012-024	Année de base 2012 avant la disposition du compte d'écarts 2011 et excluant le compte d'écarts 2012	Disposition du compte d'écarts 2011 (incluant les intérêts)	Compte d'écarts 2012	Année de base 2012	Année témoin 2013 avant disposition des comptes d'écarts 2011 et 2012	Disposition du solde résiduel du compte d'écarts 2011 (incluant les intérêts)	Disposition du compte d'écarts 2012 (incluant les intérêts)	Année témoin 2013
Coût de retraite														
Masse salariale	35,4	32,6	68,0	45,8	-31,3	14,5	54,0	-31,3	-8,2	14,5	88,6	-2,6	8,5	94,5
Charges de services partagés	9,8	5,6	15,4	10,7	-6,9	3,8	17,1	-6,9	-6,4	3,8	28,1	1,2	6,6	35,9
Coûts capitalisés	-9,3	-6,8	-16,1	-12,1	6,3	-5,8	-13,6	6,3	1,5	-5,8	-22,2	0,8	-1,6	-23,0
Total - Coût de retraite	35,9	31,4	67,3	44,4	-31,9	12,5	57,5	-31,9	-13,1	12,5	94,5	-0,6	13,5	107,4
Taux d'actualisation	5,54%			5,54%			5,01%			5,40%				

Source : Pièce B-0024, page 10

[284] Le Distributeur présente une augmentation du coût de retraite de 94,9 M\$ (759 %) par rapport au montant autorisé de 12,5 M\$ pour l'année 2012. Cette augmentation s'explique par les éléments suivants :

- la hausse de 50,1 M\$ entre le coût de retraite avant la disposition des comptes d'écarts au montant de 94,5 M\$ en 2013 et le montant autorisé de 44,4 M\$ pour l'année 2012 provient principalement des modifications découlant de la norme IAS 19R « Avantages du personnel » qui entre en vigueur pour les exercices débutant le 1^{er} janvier 2013, soit un impact de 53,5 M\$ (voir la section 7.2);
- le solde de 44,8 M\$ s'explique par la variation des comptes d'écarts 2011 et 2012, incluant les intérêts, conformément aux décisions D-2011-028¹²³ et D-2012-024¹²⁴.

¹²³ Dossier R-3740-2010, page 41.

¹²⁴ Dossier R-3776-2011, pages 39 et 40.

[285] **La Régie approuve le coût de retraite au montant de 107,4 M\$ pour l'année témoin 2013.**

Stratégie pour la clientèle à faible revenu

[286] Le Distributeur prévoit un montant de 11,6 M\$ pour l'année témoin 2013 afin d'honorer les engagements qu'il a pris auprès du nombre grandissant de clients avec lesquels une entente de paiement personnalisée a été conclue.

[287] Le Distributeur indique qu'il continue de travailler avec les associations de consommateurs, par le biais de la Table de travail « Associations de consommateurs et Recouvrement HQD », à la recherche de solutions et avec le Groupe de travail « Ménages à faible revenu - HQD et Groupes du milieu » pour le suivi des pistes de solution déposées dans le cadre du dossier R-3644-2007¹²⁵.

[288] Dans le dossier tarifaire 2012-2013, la Régie constatait que le Distributeur n'avait pas dépensé les montants autorisés aux fins de la stratégie clientèle à faible revenu. Par conséquent, elle demandait au Distributeur, dans sa décision D-2012-024¹²⁶, de faire état des pistes retenues dans le cadre du dossier tarifaire 2013-2014. La Régie note, malgré cette demande, que les pistes retenues n'ont pas été déposées dans le présent dossier.

[289] L'UC indique qu'à l'exception de l'année 2012, le Distributeur ne réussissait pas à dépenser les budgets autorisés à ces fins. L'intervenante recommande de réitérer la demande faite dans la décision D-2012-024 et de déposer un rapport identifiant les pistes retenues, l'avancement des réflexions, les interventions effectuées ainsi que les objectifs poursuivis et les échéances de réalisation de sa stratégie pour la clientèle à faible revenu.

[290] Questionné par l'UC, le Distributeur indique qu'il existe des documents internes sur ce sujet, mais qu'ils sont de nature confidentielle¹²⁷.

¹²⁵ Dossier R-3644-2007, pièce B-1, HQD-14, document 2.

¹²⁶ Dossier R-3776-2011, page 93, paragraphe 340.

¹²⁷ Pièce A-0050, page 217.

[291] **La Régie réitère sa demande contenue à la décision D-2012-024 de faire état des pistes retenues dans le cadre du dossier tarifaire 2014-2015 et invite le Distributeur à faire une demande de traitement confidentiel des documents déposés, s'il le juge nécessaire.**

Inspection et retraitement des poteaux de bois

[292] Le Distributeur prévoit un montant de 14,8 M\$ à ce titre pour l'année témoin 2013.

[293] Dans le dossier R-3677-2008¹²⁸, le Distributeur a démontré le bien-fondé d'un programme d'inspection et de retraitement des poteaux permettant une optimisation de ses stratégies de maintenance et de remplacement des poteaux. Dans la présente demande tarifaire, en conformité avec la décision D-2011-028¹²⁹, il en présente le bilan.

[294] Le Distributeur se trouve dans la quatrième année de son programme. Il souligne que les données acquises par le biais des inspections de poteaux ont permis d'établir une courbe de survie fiables de cet actif. De plus, les informations recueillies, associées à l'utilisation de l'outil d'aide à la décision en maintenance (ODEMA) ont permis d'optimiser ses stratégies et d'établir un cycle d'inspection optimal de 10 ans pour cet actif.

[295] L'ACEFO¹³⁰ interroge le Distributeur sur l'efficience d'inspecter systématiquement tous les poteaux, y compris ceux qui sont encore dans la classe des « jeunes ». Selon le Distributeur, pour pouvoir les inspecter de façon non systématique en fonction de l'âge, il doit connaître la localisation et l'âge de chacun, ce qui n'est pas le cas actuellement. C'est pourquoi l'inspection systématique qui s'effectuera sur une période de 10 ans lui permettra de construire une banque de données globale.

¹²⁸ Dossier R-3677-2008, pièce HQD-7, document 3, annexe A.

¹²⁹ Dossier R-3740-2010, page 85, paragraphe 345.

¹³⁰ Pièce B-0083, question 6, pages 14 à 18.

[296] L'ACEFO demande également à quel moment le Distributeur prévoit disposer d'une information fiable sur la prolongation de la durée de vie technique des poteaux à la suite des retraitements et sur quelle base il peut affirmer que la période de trois ans est insuffisante pour confirmer la prolongation de la durée de vie. Sans se prononcer sur le moment où il sera en mesure d'établir une nouvelle durée de vie, le Distributeur considère que le programme lui permet, entre autres, d'accroître sa connaissance sur son parc de poteaux ainsi que d'accumuler des données techniques sur cet actif.

[297] Le Distributeur précise, en réponse à la FCEI¹³¹, le mode de fonctionnement de l'algorithme de l'ODEMA et indique que les critères utilisés pour le développement des scénarios ont permis d'analyser plusieurs scénarios, allant d'une solution de remplacement lors de bris dite « *Run to failure* » jusqu'à un remplacement systématique après un certain âge (50, 60, 70 ans) en tenant compte d'un cycle d'inspection de 10 ou 12 ans ou encore d'aucune inspection. Il ajoute que « [1]a solution retenue par le Distributeur est celle qui permet un niveau de risque acceptable au coût le moins élevé possible, soit « *Inspection 10 ans et remplacement 60 ans* » »¹³².

[298] Dans son programme, le Distributeur a établi, de façon optimale, la fréquence d'inspection de son parc de poteaux. Cependant, dans sa demande originale¹³³, le Distributeur avait estimé que le retraitement d'un poteau prolongerait sa durée de vie technique d'une période comprise entre 7 et 10 ans. Après trois ans d'existence de son programme, il ne peut confirmer son hypothèse. Cependant, des analyses sont en cours de validation et les conclusions lui permettront de raffiner les prévisions d'investissements à long terme à cet égard.

[299] La Régie est satisfaite de la mise à niveau présentée dans le présent dossier et prend acte de l'expérience acquise par le Distributeur dans ce domaine. Cependant, elle demande au Distributeur de lui présenter un nouveau bilan dans le cadre du dossier tarifaire 2015-2016, ce qui permettra de valider les résultats attendus, soit le prolongement de la vie technique de ses poteaux sur une période de 7 à 10 ans.

¹³¹ Pièce B-0088, pages 35 à 37.

¹³² Pièce B-0088, page 37, question 8.8.

¹³³ Dossier R-3677-2008, pièce HQD-7, document 3, annexe A, page 9.

Dépense de mauvaises créances

[300] Dans le dossier tarifaire 2012-2013, le Distributeur, constatant l'endettement accru de ses différentes clientèles et le vieillissement de ses comptes à recevoir, a proposé d'analyser la possibilité d'introduire, dès 2013, une nouvelle méthode d'établissement de la DMC qui permet de mieux saisir l'impact des cycles économiques sur l'endettement des clients.

[301] Dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur propose d'implanter une méthode d'établissement de la DMC qui consiste à appliquer un taux sur les ventes prévues (excluant les ventes des clients grandes entreprises).

[302] Ce taux prend en compte l'expérience passée et les stratégies de recouvrement mises de l'avant par le Distributeur. La nouvelle méthode ne s'applique ni à la stratégie pour la clientèle à faible revenu, ni à la subtilisation d'énergie. La nouvelle approche repose sur le fait que la DMC est en lien direct avec le contexte économique qui se reflète dans le niveau des ventes, lequel représente donc le meilleur inducteur. De plus, l'application de cette méthode année après année permettra, d'une part, de mieux évaluer les impacts des cycles économiques sur l'endettement des clients et, d'autre part, d'évaluer la performance du Distributeur en tenant compte des ventes ayant généré les créances et la DMC.

[303] Le Distributeur prévoit, pour l'année témoin 2013, une DMC de 75,6 M\$ qui se compose de deux éléments :

- clientèle régulière (résidentielle, commerciales et affaires), élément couvert par la nouvelle méthode d'établissement de la DMC (73,8 M\$);
- subtilisation d'énergie et autres (1,8 M\$).

[304] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur présente l'évolution de la DMC et des taux de la DMC sur les ventes 2007-2013 (taux sur les ventes de la clientèle résidentielle et taux sur les ventes de la clientèle commerciale et affaires).

TABLEAU 17
DÉPENSE DE MAUVAISES CRÉANCES ET TAUX DE LA DMC SUR LES VENTES 2007-2013

En (M\$)	Annee historique 2007	Annee historique 2008	Annee historique 2009	Annee historique 2010	Annee historique 2011	D-2012-024	Annee de base 2012	Annee témoin 2013
Ventes clientèle résidentielle	4130	4287	4484	4287	4508	4627	4525	4732
Ventes clientèle commerciale et affaires	3145	3204	3203	3184	3220	3256	3213	3293
Ventes clientèles	7 275	7 491	7 687	7 471	7 728	7 884	7 738	8 025
Dépense de mauvaises créances résidentielle	nd	nd	57,7	108,0	69,0	57,2	58,8	60,4
Dépense de mauvaises créances commerciale et affaires	nd	nd	10,4	7,8	11,9	9,2	12,7	13,0
Dépense de mauvaises créances	53,9	73,4	68,1	115,8	80,9	66,4	71,5	73,4
Taux de la dépense de mauvaises créances résidentielle (%)	nd	nd	1,3%	2,5%	1,5%	1,2%	1,3%	1,3%
Taux de la dépense de mauvaises créances commerciale et affaires (%)	nd	nd	0,3%	0,2%	0,4%	0,3%	0,4%	0,4%
Taux de la dépense de mauvaises créances (%)	0,74%	0,98%	0,89%	1,55%	1,05%	0,84%	0,92%	0,91%

Source : Pièce B-0082, page 85

Note : Le Distributeur a corrigé la DMC, passant de 73,8 M\$ à 73,4 M\$ pour l'année témoin 2013.

[305] En 2012, le Distributeur anticipe un taux de la DMC de 0,92 % des ventes prévues, plus élevé que celui de 0,84 % autorisé en 2012, mais plus bas que celui de 1,05 % observé en 2011. Cet écart s'explique à la fois par le vieillissement des comptes de 120 jours et plus et par un nombre plus important de clients ayant déménagé sans laisser d'adresse.

[306] Ainsi, compte tenu de l'augmentation des comptes à recevoir de 120 jours et plus en 2011, du niveau d'endettement toujours élevé de ses différentes clientèles et du niveau des ventes prévues en 2012, le Distributeur estime que le taux de la DMC sera plus proche de 0,92 % (71,5 M\$) pour l'année de base 2012 que du taux de la DMC de 0,84 % autorisé par la Régie pour l'année 2012 (66,4 M\$). De plus, le Distributeur a établi la DMC à 69,5 M\$ en 2012, sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés.

[307] En 2013, grâce à sa stratégie de recouvrement des comptes en souffrance, le Distributeur est confiant de pouvoir continuer l'amélioration de sa performance et prévoit un taux de la DMC de 0,91 % (73,4 M\$).

[308] OC ne s'oppose pas à l'introduction de cette nouvelle méthode mais estime qu'il aurait été intéressant que le taux soit calibré à partir de données historiques, comme semblent le pratiquer plusieurs entreprises citées par le Distributeur. L'intervenante suggère, par ailleurs, l'utilisation de deux taux de la DMC selon le type de clientèle (résidentielle et commerciale/affaires). Ces clientèles peuvent réagir de manières différentes en regard des fluctuations économiques et évoluer dans des contextes réglementaires qui leur sont propres.

[309] La Régie approuve la nouvelle méthode d'établissement de la DMC basée sur un taux de la DMC variable appliqué aux ventes. Il s'agit d'une méthode comptable reconnue et utilisée par d'autres entreprises d'électricité¹³⁴.

[310] Pour plus de précision, la Régie demande au Distributeur d'utiliser deux taux de la DMC, soit un taux de la DMC pour la clientèle résidentielle et un taux de la DMC pour la clientèle commerciale et affaires.

[311] La Régie prend acte que le Distributeur pourra, année après année, mieux évaluer les cycles économiques sur l'endettement des clients ainsi que sa performance en tenant compte des ventes ayant généré les créances et la DMC.

[312] À cet égard, la Régie demande au Distributeur de fournir, pour les prochains dossiers tarifaires, les données historiques sur cinq ans ainsi que les données autorisées de l'année de base et de l'année témoin, selon le niveau de détail du tableau 17 de la présente décision et expliquer les écarts importants.

[313] La Régie approuve le montant de 75,6 M\$ de la DMC pour l'année témoin 2013.

Charges reliées au PGEÉ

[314] Dans sa décision D-2012-021¹³⁵, la Régie a autorisé le Distributeur, à compter du 1^{er} janvier 2012, à recouvrer dans les charges de l'année les coûts du PGEÉ qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle, en conformité avec la norme IAS 38 « Immobilisations incorporelles ».

¹³⁴ Pièce B-0082, pages 82 et 83.

¹³⁵ Dossier R-3768-2011, page 18, paragraphe 79.

[315] Les charges reliées au PGEÉ sont de 35,0 M\$ en 2013, en baisse de 9,1 M\$ (-20,6 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2012 et en hausse de 1,9 M\$ (5,7 M\$) par rapport à la prévision 2012, sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés.

[316] L'AQCIE/CIFQ constate un écart moyen de 16 M\$ sur la période de 2006 à 2011 représentant, selon les années, entre 8,6 % et 44,0 % du montant autorisé. Cet écart se serait traduit par un trop-perçu moyen du même montant si ces coûts n'avaient pas été capitalisés à cette époque¹³⁶. L'intervenant souligne que lorsqu'il est question du PGEÉ, la Régie autorise un montant maximal et que dans cette optique, il serait assez surprenant de voir le Distributeur finir l'année avec un manque à gagner. Ainsi, pour assurer un traitement équitable des consommateurs, l'AQCIE/CIFQ recommande de créer un compte d'écarts (voir la section 3).

[317] La Régie ne retient pas la demande de l'AQCIE/CIFQ pour le moment, puisqu'elle juge que le Distributeur a apporté un ajustement de -20,6 % à la prévision de l'année témoin 2013 par rapport au montant autorisé pour l'année 2012. Cependant, si le Distributeur revient avec des écarts importants l'an prochain, la possibilité d'instaurer un compte d'écarts pourra être examinée.

[318] Considérant que les charges reliées au PGEÉ pour l'année témoin 2013 de 35,0 M\$ sont comparables à celles de la prévision 2012, sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés, soit 33,1 M\$, la Régie approuve les charges reliées au PGEÉ, tel que présenté par le Distributeur.

Reclassement vers la rubrique « Activités de base du Distributeur »

[319] Dans sa décision D-2011-028¹³⁷, la Régie demandait au Distributeur de démontrer la stabilité des coûts, sur la base de deux années de données réelles, avant de soumettre une reclassification.

¹³⁶ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0008, page 26; pièce B-0082, page 75, tableau R-28.1.

¹³⁷ Dossier R-3740-2010, page 87.

[320] Le Distributeur propose le reclassement du « Programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie »¹³⁸ de la rubrique « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » vers la rubrique « Activités de base du Distributeur ».

[321] Ce programme présente des coûts stables sur la base de deux années de données réelles, soit 4,3 M\$ en 2010 et 4,1 M\$ en 2011. Les coûts prévus sont de 5,0 M\$ pour l'année de base 2012 et de 5,1 M\$ pour l'année témoin 2013.

[322] Considérant la stabilité des coûts sur la période 2010-2013, la Régie approuve le reclassement du « Programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie » vers la rubrique « Activités de base du Distributeur ».

11.1.4.3 Éléments spécifiques

[323] Le Distributeur présente, au tableau suivant, la ventilation des éléments spécifiques totalisant 48,1 M\$ pour l'année témoin 2013.

TABLEAU 18
ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES

<i>(en M\$)</i>	<i>2011 (réel)</i>	<i>2012 (D-2012-024)</i>	<i>2012 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2012 (réel 10/12 - budget 2/12)</i>	<i>2013 (projeté)</i>	<i>Différence 2013-2012 (D-2012-024)</i>	
Électrification du transport collectif	0,6	1,4	1,4	1,4	1,4	0,0	
Automatisation du réseau	7,7	8,8	8,8	8,8	9,0	0,2	2,3 %
Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Mise à niveau du progiciel GE Smallworld	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Optimisation des systèmes clientèles (Migration majeure SIC)		23,6	21,7	21,7	5,0	(18,6)	(78,8 %)
Lecture à distance-Phase 1					32,7	32,7	
Total	9,1	33,8	31,9	31,9	48,1	14,3	42,3 %

Sources : Pièce B-0024, page 14; pièce B-0135, pages 4 et 7

¹³⁸ Excluant la portion de la dépense de mauvaises créances.

[324] Le budget de 48,1 M\$ inclut l'intégration des charges d'exploitation relatives au projet LAD au montant de 32,7 M\$ (voir la section 8.1).

11.1.4.4 Disposition du compte d'écarts - Pannes majeures

[325] Conformément aux modalités de disposition proposées dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur dispose du compte d'écarts - Pannes majeures aux revenus requis 2013 pour un montant de 5,9 M\$ (voir la section 7.3).

11.1.5 CONCLUSION SUR LES CHARGES D'EXPLOITATION

[326] Le Distributeur présente, dans sa demande amendée, des charges d'exploitation au montant de 1 469,5 M\$ pour l'année témoin 2013.

[327] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique et leur évolution selon une approche globale, la Régie considère que le montant des charges d'exploitation est surestimé, notamment au chapitre de la masse salariale et des coûts des services professionnels et des autres services externes. **En conséquence, la Régie réduit les charges d'exploitation d'un montant additionnel de 10 M\$ par rapport à la demande initiale du Distributeur.**

[328] **La Régie approuve un montant de 1 407,0 M\$ pour les charges d'exploitation de l'année témoin 2013. La réduction de 62,5 M\$ résulte des modifications suivantes :**

- **le retrait du montant de 30,8 M\$ ajouté dans la demande amendée du Distributeur (voir la section 2);**
- **une réduction de 21,7 M\$ découlant des charges liées au BEIÉ (voir la section 11.1.4.2);**

- **une réduction globale de 10 M\$ (incluant l'ajustement du facteur de croissance des activités liées aux abonnements au montant de 2,8 M\$ (voir la section 11.1.4.1)), tout en maintenant inchangés les coûts capitalisés.**

11.2 AUTRES CHARGES

[329] Les autres charges passent d'un montant autorisé de 1 045,7 M\$ pour l'année 2012 à 949,5 M\$ en 2013, soit une baisse de 96,2 M\$ (-9,2 %) attribuable essentiellement à une baisse de la charge d'amortissement.

TABLEAU 19
AUTRES CHARGES

<i>(en M\$)</i>	<i>2011</i> <i>(réel)</i>	<i>2012</i> <i>(D-2012-024)</i>	<i>2012</i> <i>(réel 4/12 -</i> <i>budget 8/12)</i>	<i>2012</i> <i>(réel 10/12 -</i> <i>budget 2/12)</i>	<i>2013</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2013-2012</i> <i>(D-2012-024)</i>	
Achats de combustible	92,2	83,6	83,6	83,6	100,8	17,2	20,6 %
Amortissement et déclassement	802,3	929,4	897,1	883,6	789,9	(139,5)	(15,0 %)
Comptes d'écarts - Projets majeurs	(0,1)	(21,5)	(5,4)	(5,4)	5,6	27,1	126,0 %
Projet LAD	(0,1)	(22,5)	(5,4)	(5,4)	5,6	28,1	124,9 %
Projet CATVAR	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	(1,0)	(100,0 %)
Taxes	51,9	54,2	54,0	53,1	53,2	(1,0)	(1,8 %)
Total	946,3	1 045,7	1 029,3	1 014,9	949,5	(96,2)	(9,2 %)

Sources : Pièce B-0034, page 4; pièce B-0135, page 4

11.2.1 ACHATS DE COMBUSTIBLE

[330] Les achats de combustible, au montant de 100,8 M\$ en 2013, proviennent de la prévision des besoins d'achats de combustible au montant de 100,0 M\$ en 2013 et des soldes des comptes d'écarts de -5,0 M\$ (2011) et de 5,8 M\$ (2012).

[331] Dans sa décision D-2009-016¹³⁹, la Régie demande au Distributeur de porter à un compte d'écart la différence entre les coûts encourus et ceux autorisés pour les achats de combustible. Les modalités de ce compte ont été approuvées dans la décision D-2010-022¹⁴⁰. La Régie constate que les soldes des comptes d'écart des années 2011 et 2012 respectent les modalités de ces décisions.

[332] Le Distributeur estime le coût des combustibles pour l'année témoin 2013 à 100,0 M\$. Cette prévision est basée sur la moyenne des prix à terme du baril de pétrole du *West Texas Intermediate* (WTI) d'avril 2012 (104 \$US/baril). Le Distributeur corrige l'information présentée au dossier tarifaire précédent. Ainsi, le montant des achats de combustible évalué à 92,0 M\$ en 2012 aurait dû être de 97,1 M\$ (sur la base du WTI de 109,7 \$US/baril).

[333] En réponse à une demande de renseignements, le Distributeur indique que l'estimation du coût des combustibles pour l'année témoin 2013 avec les prix à terme du mois d'octobre 2012 se situe à 95,9 M\$ (sur la base du WTI de 91,9 \$US/baril). Il rappelle qu'ultimement, toutes les variations du coût des combustibles sont comptabilisées dans le compte d'écart¹⁴¹.

[334] L'UC recommande une réduction de 11,5 % basée sur la comparaison de la moyenne des prix à terme du mois d'octobre 2012, qui se situe à 91,9 \$US/baril, et celle des prix à terme du mois d'avril 2012 de 104 \$US/baril. La réduction proposée se chiffre à 11,5 M\$.

[335] La Régie approuve la prévision des coûts d'achats de combustible de 100,0 M\$ pour l'année témoin 2013 et accepte les ajustements provenant des achats de combustible de 5,0 M\$ (créditeur) en 2011 et de 5,8 M\$ (débitteur) en 2012, en conformité avec les décisions antérieures.

¹³⁹ Dossier R-3677-2008, page 62.

¹⁴⁰ Dossier R-3708-2009, page 40.

¹⁴¹ Pièce B-0118, pages 29 et 30.

[336] **La Régie demande au Distributeur de fournir, à compter du prochain dossier tarifaire, les moyennes des prix à terme du baril de pétrole du WTI utilisées pour l'année historique, le montant autorisé de l'année précédente, l'année de base et l'année témoin¹⁴² et de maintenir le dépôt du graphique sur l'évolution historique du prix des combustibles¹⁴³.**

11.2.2 AMORTISSEMENT

[337] La charge totale d'amortissement est de 789,9 M\$ pour l'année témoin 2013, en baisse de 139,5 M\$ (-15,0 %) comparativement au montant autorisé de 929,4 M\$ pour l'année 2012. En retirant le montant non autorisé de 22,5 M\$ en 2012 relié au projet LAD inscrit dans le compte d'écarts, la charge totale de l'amortissement est en baisse de 117,0 M\$ (-12,9 %).

[338] Cette baisse de 117,0 M\$ s'explique, notamment, par les éléments suivants :

- une diminution nette de 107,2 M\$ de l'amortissement des immobilisations en exploitation provenant de la révision des durées d'utilité des équipements de distribution, soit une baisse de 116,0 M\$ reliée aux immobilisations corporelles et une hausse de 8,8 M\$ reliée aux compteurs (voir la section 7.4);
- un recouvrement intégral en 2012 du coût non amorti des services au 31 décembre 2011 de 54,7 M\$ conformément à la décision D-2012-021¹⁴⁴;
- une hausse de 18,3 M\$ de l'amortissement des actifs incorporels principalement due à une augmentation de 10,4 M\$ de l'amortissement du PGEÉ et de 6,2 M\$ de l'amortissement des logiciels.

[339] La Régie note, dans le tableau suivant, une surestimation de la charge totale d'amortissement de l'ordre de 20 M\$ entre le montant autorisé et le réel pour les années 2010 et 2011 et pour 2012, sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés.

¹⁴² Pièce B-0118, pages 28 et 29, réponse 12.1.

¹⁴³ Pièce B-0118, page 31, graphique R-12.3.

¹⁴⁴ Dossier R-3768-2011, page 31, paragraphe 138.

TABLEAU 20
ÉVOLUTION DE LA CHARGE TOTALE D'AMORTISSEMENT SUR LA PÉRIODE 2010-2013

(en M\$)	Année témoin (autorisé)	Année de base (réel 4/12 - budget 8/12)	Prévision (réel 10/12 - budget 2/12)	Année historique (réel)	Différence (réel-autorisé)	
2010	852,3	839,7		832,6	(19,7)	(2,3 %)
2011	827,7	817,1		802,3	(25,4)	(3,1 %)
2012	906,9 ⁽¹⁾	897,1	883,6		(23,3)	(2,6 %)
2013	789,9					

Sources : Rapport annuel 2010, pièce HQD-2, document 1, page 6; Rapport annuel 2011, pièce HQD-2, document 3, page 7; pièce B-0034, page 3; pièce B-0135, page 4

Note 1 : Le montant de l'année témoin 2012 de 929,4 M\$ est réduit d'un montant non autorisé de 22,5 M\$ associé au projet LAD, en conformité avec la décision D-2012-024.

[340] Le Distributeur établit la charge totale d'amortissement 2012, sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés, à 883,6 M\$ par rapport au montant autorisé de 906,9 M\$ pour l'année 2012 (excluant le montant non autorisé relié au projet LAD). La baisse de 23,3 M\$ (-2,6 %) s'explique par des mises en service moindres relatives aux immobilisations corporelles, du PGEÉ et des logiciels ainsi que par des coûts nets liés aux sorties d'actifs inférieures¹⁴⁵.

[341] Après un écart favorable de près de 20 M\$ en 2010 et de 25,4 M\$ en 2011, l'AQCIE/CIFQ recommande d'instaurer, sur une base permanente, un compte d'écarts pour l'ensemble de la rubrique « Amortissement » puisqu'il permettrait de compenser la présence d'écarts importants sans nuire au contrôle des coûts du Distributeur (voir la section 3). L'intervenant est d'avis que, bien que le Distributeur ait un certain contrôle sur la charge d'amortissement, ce contrôle ne lui permet pas de réaliser des gains d'efficacité, considérant que l'amortissement est principalement le résultat de ses décisions d'investissements et des sommes accumulées dans certains comptes d'écarts.

[342] L'UC propose d'établir, sur une base transitoire, un compte d'écarts pour l'ensemble de la rubrique « Amortissement et taxes » (voir la section 3). Elle propose également de réduire le montant des charges d'amortissement du PGEÉ et des logiciels pour l'année témoin 2013, respectivement de 3,8 M\$ et 6,4 M\$, provenant de la différence moyenne entre les charges réelles et autorisées des cinq dernières années historiques.

¹⁴⁵ Pièce B-0082, pages 104 et 105; pièce B-0135, page 8.

[343] La Régie ne retient pas la proposition des intervenants en ce qui a trait à la création d'un compte d'écarts, sur une base permanente ou sur une base transitoire, puisque le Distributeur a un certain contrôle sur ces coûts. Elle demande toutefois au Distributeur d'améliorer ses prévisions.

[344] **Considérant la surestimation moyenne de 22,8 M\$ de la charge totale d'amortissement sur la période 2010-2012, la Régie est d'avis que cette surestimation du budget sous cette rubrique est due principalement à des mises en service moindres qu'anticipé. En conséquence, elle réduit le budget de 10 M\$ et reconnaît la charge totale d'amortissement de 779,9 M\$ pour l'année témoin 2013.** La contrepartie de la réduction de 10 M\$ de la charge totale d'amortissement est une hausse équivalente de la base de tarification 2013. La Régie estime que l'impact sur le rendement de la base de tarification sera de l'ordre de 0,3 M\$ pour l'année témoin 2013.

11.2.3 COMPTES D'ÉCARTS- PROJETS MAJEURS

[345] Le solde du compte d'écarts relatif au projet LAD versé aux revenus requis de l'année témoin 2013 à titre d'autres charges est de 5,6 M\$¹⁴⁶.

[346] **La Régie approuve le versement du solde du compte d'écarts relatif au projet LAD dans les revenus requis 2013 puisque le projet a été autorisé dans sa décision D-2012-127 (voir la section 8.1).**

11.2.4 TAXES

[347] Le montant des taxes de 53,2 M\$ pour l'année témoin 2013 est en baisse de 1,0 M\$ (-1,8 %) comparativement au montant autorisé pour l'année 2012.

[348] Considérant les écarts prévisionnels observés dans les années précédentes, l'AQCIE/CIFQ demande de ramener la valeur de l'année témoin 2013 à celle de l'année historique 2011, soit 51,9 M\$, et de réduire de 1,3 M\$ les taxes pour l'année témoin 2013.

¹⁴⁶ Pièce B-0041, page 18.

[349] **La Régie rejette la proposition de l'AQCIE/CIFQ et approuve le montant des taxes de 53,2 M\$ pour l'année témoin 2013, tel que proposé par le Distributeur.**

11.3 FRAIS CORPORATIFS

[350] 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 31 %.

[351] Les frais corporatifs pour le Distributeur passent d'un montant autorisé de 33,4 M\$ en 2012 à 36,7 M\$ en 2013, soit une hausse de 3,3 M\$ (9,9 %).

TABLEAU 21
FRAIS CORPORATIFS

<i>(en M\$)</i>	<i>2011 (réel)</i>	<i>2012 (D-2012-024)</i>	<i>2012 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2012 (réel 10/12 - budget 2/12)</i>	<i>2013 (projeté)</i>	<i>Différence 2013-2012 (D-2012-024)</i>	
Frais corporatifs excluant la portion relative au coût de retraite et le compte d'écarts	28,6	33,2	33,4	32,4	33,7	0,5	1,5 %
Portion relative au coût de retraite	1,1	1,3	1,6	1,6	2,6	1,3	100,0 %
Compte d'écarts - Coût de retraite	1,0	(1,1)	(1,4)	(1,4)	0,4	1,5	136,4 %
Total	30,7	33,4	33,6	32,6	36,7	3,3	9,9 %

Sources : Pièce B-0024, page 18; pièce B-0135, page 4

[352] Excluant la portion relative au coût de retraite ainsi que son compte d'écarts, les frais corporatifs pour l'année témoin 2013 auraient subi une hausse de 0,5 M\$ (1,5 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2012 et de 1,3 M\$ (4,0 %) par rapport à la prévision 2012, sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés.

[353] Considérant des écarts prévisionnels importants des dernières années historiques¹⁴⁷, l'AQCIE/CIFQ et la FCEI proposent de réduire les frais corporatifs respectivement de 6,6 M\$ et de 5,0 M\$ pour l'année témoin 2013. L'AQCIE/CIFQ recommande également la création d'un compte d'écarts, sur une base permanente, pour capter tout nouvel écart dans le futur (voir la section 3).

[354] La Régie ne retient pas les propositions des intervenants puisque le montant des frais corporatifs de l'année témoin 2013 de 33,7 M\$, excluant la portion relative au coût de retraite et le compte d'écarts, est comparable au montant de 33,2 M\$ autorisé pour l'année 2012, incluant une réduction de 3 M\$ découlant de la décision D-2012-024¹⁴⁸. Ce montant est également comparable à la prévision 2012 de 32,4 M\$, sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés.

[355] La Régie approuve les frais corporatifs au montant de 36,7 M\$ pour l'année témoin 2013.

11.4 RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION ET CHARGE DE DÉSACTUALISATION

[356] Lors du dépôt de la demande, le Distributeur présentait le rendement de la base de tarification et la charge de désactualisation au montant de 643,1 M\$ pour l'année témoin 2013. Ce montant était subséquemment ajusté à 659,7 M\$ pour tenir compte de la preuve révisée du 11 décembre 2012 (0,1 M\$) et de la mise à jour du taux de rendement des capitaux propres et du coût moyen de la dette déposées le 23 janvier 2013 (16,5 M\$).

¹⁴⁷ Pièce C-AQCIE-CIFQ-0008, page 19.

¹⁴⁸ Dossier R-3776-2011, page 80, paragraphe 283.

TABLEAU 22
RENDEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION ET CHARGE DE DÉSACTUALISATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2011 (réel)</i>	<i>2012 (D-2012-024)</i>	<i>2012 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2012 (réel 10/12 - budget 2/12)</i>	<i>2013 (projeté)</i>	<i>Différence 2013-2012 (D-2012-024)</i>	
Charge de désactualisation		2,0	1,7	1,7	1,8	(0,2)	(10,0 %)
Rendement de la base de tarification	843,2	686,5	688,9	746,4	657,9	(28,6)	(4,2 %)
Capitaux empruntés (frais financiers réglementés)	475,9	461,4	438,5	438,8	434,9	(26,5)	(5,7 %)
Capitaux propres (bénéfice réglementé)	367,3	225,1	250,4	307,6	223,0	(2,1)	(0,9 %)
Total	843,2	688,5	690,6	748,1	659,7	(28,8)	(4,2 %)

Sources : Pièce B-0019, page 7; pièce B-0135, page 4; pièce B-0144, page 7; pièce B-0168, pages 3 et 5

[357] Le rendement de la base de tarification est en baisse de 28,6 M\$ (-4,2 %) en 2013 par rapport au montant autorisé pour l'année 2012. Cette baisse est attribuable à une diminution de 42 M\$ provenant du taux de rendement de la base de tarification inférieur et atténuée par une augmentation de 13 M\$ provenant de la valeur plus élevée de la base de tarification.

[358] L'AQCIE/CIFQ propose que le coût de la dette fasse l'objet d'un compte d'écarts, sur une base permanente, afin d'éliminer tout écart prévisionnel. L'UC recommande un compte d'écarts sur une base transitoire (voir la section 3).

[359] La Régie ne retient pas la proposition des intervenants puisque le Distributeur procède actuellement à l'examen de sa politique financière en vue de déposer une preuve sur l'établissement d'un rendement raisonnable et sur la mise à jour du coût moyen de la dette.

[360] La Régie approuve le rendement de la base de tarification (voir la section 5.3) et la charge de désactualisation (voir la section 7.5) pour l'année témoin 2013. Le rendement de la base de tarification résulte d'une diminution de l'ordre de 1 M\$ par rapport au montant demandé par le Distributeur.

12. EFFICIENCE ET PERFORMANCE

12.1 BALISAGE INTERNE DU DISTRIBUTEUR

Indicateurs d'efficacité interne

[361] Le Distributeur présente le suivi de douze indicateurs d'efficacité interne, dont huit qu'il privilégie. Son objectif est de contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs d'efficacité interne sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans, tout en conservant, globalement, le même niveau de qualité de service.

[362] La Régie constate que l'ensemble des indicateurs affiche une croissance annuelle moyenne de 0,6 %, soit un niveau inférieur à l'inflation, qui s'établit à 2,2 % par année sur la période 2009-2013.

[363] De façon plus spécifique, le Distributeur note que les indicateurs des coûts totaux par abonnement et par kWh normalisé affichent une baisse respective de 1,1 % et de 0,7 % entre 2012 et 2013, en raison principalement d'une baisse de la charge d'amortissement découlant de la révision de la durée d'utilité des équipements, qui a plus que compensé l'augmentation du coût de retraite liée à la norme IAS 19R « *Avantages du personnel* ».

[364] La variation du coût de retraite explique l'essentiel de la croissance de 4,5 % de l'indicateur des coûts totaux par abonnement du processus de SALC entre 2012 et 2013. De plus, l'indicateur des charges d'exploitation nettes (CEN) de Distribution par abonnement présente une croissance de 3,1 % pour la même période, en raison du versement, en 2013, du solde du compte d'écarts hors base associé au projet LAD – Phase 1, qui intègre les dépenses de 2010, 2011 et 2012.

[365] Pour la Régie, le balisage doit inciter le Distributeur à mieux contrôler l'évolution de ses charges tout en maintenant une qualité de service satisfaisante et permettre à la Régie d'évaluer le caractère raisonnable de la croissance des revenus requis du Distributeur.

[366] À la lumière des performances actuelles et historiques des indicateurs et compte tenu de la mise en place de projets structurants qui contribueront à maintenir la croissance des indicateurs sous la cible d'inflation, la Régie s'interroge sur la pertinence d'ajuster l'objectif d'efficience ou la cible d'amélioration visée par le Distributeur.

[367] Questionné à savoir s'il envisage d'intégrer les indicateurs à un éventuel mécanisme de partage, le Distributeur indique qu'il est trop tôt pour conclure ou donner une indication de ce que comportera sa proposition à l'égard d'un mécanisme de partage, mais ajoute que « *ces réflexions-là sont en cours [...] Notamment, là, sur l'opportunité de joindre au mécanisme certains indicateurs* »¹⁴⁹.

[368] La Régie prend note de la réflexion du Distributeur d'associer ou d'incorporer au mécanisme de partage certains indicateurs d'efficience.

Indicateurs de qualité de service

[369] Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de qualité de service de 2007 à 2011, soit une période mobile de cinq ans, ainsi que les résultats du premier semestre de 2012.

[370] Le Distributeur note un léger fléchissement de la satisfaction de la clientèle résidentielle et le maintien de la satisfaction des clients « Grands comptes et Affaires-autres ».

[371] Il indique que l'écart entre l'indicateur de juin 2012 et les indicateurs précédents au chapitre du résultat de la satisfaction de la clientèle « Grandes entreprises » découle, en grande partie, d'ajustements apportés à la méthode de calcul de l'indice. En conséquence, le résultat enregistré au premier semestre de 2012 pour cette clientèle ne peut être comparé avec ceux des années précédentes, mais témoigne néanmoins d'un niveau de satisfaction élevé.

[372] Au 31 mai 2012, l'indice de continuité normalisé affiche une meilleure performance que la moyenne des cinq dernières années. Pour les cinq premiers mois de l'année 2012, le Distributeur enregistre sept jours d'événements majeurs.

¹⁴⁹ Pièce A-0054, page 59.

[373] En ce qui a trait aux demandes d'alimentation, le Distributeur note un « Délai moyen de raccordement – Distributeur » de 8,8 jours pour les six premiers mois de 2012, ce qui constitue une amélioration par rapport aux 11,1 jours observés en 2011, année où le Distributeur a procédé à un rattrapage à l'égard de la fermeture de certaines demandes.

[374] Enfin selon le Distributeur, la vigilance accrue dans l'application des règles de base et le respect des mesures de sécurité a permis le maintien au même niveau du taux de fréquence des accidents au premier semestre de 2012 par rapport à la même période de 2011, malgré le renouvellement de la main-d'œuvre dans un contexte de départ à la retraite.

[375] La Régie prend acte des résultats du Distributeur en ce qui a trait aux indicateurs de qualité de service.

12.2 BALISAGE EXTERNE DU DISTRIBUTEUR

[376] Conformément à la décision D-2011-028, le Distributeur présente les résultats de l'exercice de balisage réalisé en 2011 en lien avec les activités de SALC de l'année 2010.

[377] Les résultats de 2006 proviennent d'un exercice de balisage réalisé par la firme PA Consulting, alors que ceux de 2007 à 2010 proviennent des exercices menés par la firme First Quartile Consulting. Le Distributeur note qu'en 2010, le programme comptait 18 participants par rapport à 21 et 25 participants pour 2008 et 2009 respectivement.

Indicateur de coût

[378] Tenant compte d'un taux de change constant, le « Coût total en abonnement » est en amélioration pour 2009 et 2010 en comparaison avec les résultats de 2007 et 2008. Cependant, la réduction des coûts a été plus marquée du côté des entreprises de comparaison sur la même période.

[379] Une amélioration s'observe également du côté des « Dépenses en exploitation par abonnement » du côté du Distributeur, bien que ses « Charges d'exploitation par abonnement » soient légèrement plus élevées en 2010 qu'en 2009.

Indicateurs de qualité de service

[380] Depuis 2007, le Distributeur rapporte une performance supérieure à la moyenne des entreprises de comparaison au chapitre de la continuité du service. Il indique que le résultat de 2008 témoigne d'une détérioration marquée de la performance moyenne des entreprises de comparaison, à la suite d'une série d'événements climatiques extrêmes. Lorsque les événements majeurs et les interruptions planifiées sont exclus, le rapport de balisage du Distributeur montre que sa performance est, dans l'ensemble, légèrement supérieure à la moyenne entre 2006 et 2009, mais inférieure en 2010.

Récurrence du rapport de balisage externe

[381] Le Distributeur rappelle qu'il valorise une participation continue au balisage externe pour améliorer sa connaissance des meilleures pratiques de l'industrie. Il estime toutefois que son positionnement par rapport aux autres entreprises de comparaison apporte peu de valeur puisque les résultats « *varient peu année après année et s'avèrent moins révélateurs de la progression et de l'amélioration de l'efficience du Distributeur que ne le sont les indicateurs d'efficience* » privilégiés par le Distributeur.

[382] En conséquence, le Distributeur est d'avis que dans une perspective d'allègement, il y aura lieu, dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire, de s'interroger sur la pertinence de produire des résultats de balisage externe à chacun des dossiers tarifaires.

[383] OC se questionne également sur l'opportunité de conserver la méthode de balisage externe actuelle. Elle estime que l'utilité d'une telle démarche est diminuée par le manque d'information détaillée, ce qui vient limiter le Distributeur dans son analyse des résultats.

[384] Pour sa part, l'UMQ considère que les résultats de balisage permettent de mieux comprendre les résultats du Distributeur et apporte donc un éclairage « *très valable* ».

[385] En réponse à la Régie qui lui demandait de préciser ses intentions à l'égard du balisage externe, le Distributeur indique que :

« les résultats qui sont donnés, année après année, nous donnent peu d'information nouvelle. Ce qui nous intéresse beaucoup plus c'est de voir le pourquoi de l'écart et, ce qu'on appelle souvent, l'identification des meilleurs pratiques. [...] Ce qu'on aimerait avoir c'est un bassin qui soit suffisamment intéressant. Les gens se désistent de plus en plus de ces exercices-là et on est beaucoup plus à la recherche des meilleurs pratiques qu'on veut mettre en place et d'être à l'affût de ce qui se fait au niveau des technologies »¹⁵⁰

[386] **La Régie réserve sa décision sur la pertinence de produire ou de modifier les modalités de dépôt des résultats de balisage externe, jusqu'au dépôt d'une preuve plus approfondie à cet égard.**

[387] **En attendant le dépôt de cette preuve, la Régie demande au Distributeur de poursuivre le dépôt des résultats de l'exercice de balisage externe.**

12.3 PLAN INTÉGRÉ D'AMÉLIORATION DE L'EFFICIENCE

[388] Dans sa décision D-2012-024¹⁵¹, la Régie réitérait sa demande au Distributeur de présenter un plan d'ensemble permettant, notamment, d'associer les objectifs et les stratégies relatifs aux deux grands axes d'analyse de sa performance ainsi que les moyens pour y parvenir, en lien avec les différents indicateurs de balisage compilés tant à l'interne qu'à l'externe.

¹⁵⁰ Pièce A-0054, pages 61 à 63.

¹⁵¹ Dossier R-3776-2011, page 66, paragraphe 222.

Actions d'efficience

[389] En ce qui a trait au maintien des indicateurs de coût sous l'inflation, le Distributeur indique poursuivre sa stratégie en s'appuyant sur des actions d'efficience réalisées dans la gestion courante des activités et en ajoutant des actions plus structurantes qui sortent du cadre normal de la gestion quotidienne de ses activités. Il rappelle que les gains obtenus par ces actions d'efficience agissent directement sur les indicateurs d'efficience internes qu'il privilégie, de même que sur les indicateurs de coût par abonnement présentés dans le cadre du balisage externe.

[390] Le Distributeur précise que dans le cadre de la gestion courante des activités, les gains se réalisent sur une période de court terme. Dans le contexte des départs à la retraite prévus en 2012 et 2013, il souhaite poursuivre un ensemble d'initiatives dont la réorganisation du travail et l'optimisation de l'organisation des activités reliées au réseau de distribution.

[391] Selon le Distributeur, les efforts d'efficience dans le cadre de la gestion courante se traduiront par une réduction des effectifs de l'ordre de 200 années-personnes en 2012-2013, sans que ne soit affectée la prestation de service aux clients.

[392] Le Distributeur compte également sur la réalisation de projets plus structurants pour améliorer son efficience, tels le projet d'optimisation des systèmes clientèles (OSC) et le projet LAD qui a été autorisé par la Régie en octobre 2012.

[393] Selon le Distributeur, le projet LAD générera des gains de plus de 200 M\$ actualisés en 2011 et, à compter de 2018, des gains récurrents de 81 M\$ par année. De plus, la réalisation de ce projet aura un impact direct sur le taux de relève et, indirectement, pourra réduire le nombre d'appels reliés à la facturation puisqu'il y aura moins de factures basées sur une consommation estimée.

[394] Le Distributeur estime que le total des gains cumulatifs et récurrents dû aux actions d'efficience s'élèvera à près de 168 M\$ pour 2013, ce qui représente des économies annuelles moyennes récurrentes de 40 \$ par abonnement. La majeure partie de ces gains, soit 117 M\$, est obtenue par des actions d'efficience réalisées dans la gestion courante des activités.

La qualité de service

[395] En ce qui a trait à la qualité de service, le Distributeur met actuellement de l'avant une stratégie d'amélioration de l'expérience client.

[396] À la base de cette stratégie, le Distributeur présente trois axes de transformation complémentaires :

- l'optimisation des canaux de communication;
- un portefeuille d'offres personnalisées de service de base segmentées en fonction de profils types des clients;
- le pilotage de l'expérience client à travers les divers canaux et le développement de tableaux de bord plus complets et mieux adaptés.

[397] Selon le Distributeur, la réalisation de cette stratégie passe par une meilleure compréhension des parcours des clients à travers les différents canaux de communication, afin de répondre à leur besoins informationnels ou transactionnels.

[398] La Régie prend acte des actions de gestion courantes et structurantes, des activités et des gains qui leur sont associés. Elle note que le Distributeur met de l'avant une stratégie d'amélioration de l'expérience client par l'amélioration de la qualité du service. Elle lui demande de faire rapport sur les résultats concrets de ces stratégies dans le cadre des prochains dossiers tarifaires.

12.4 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

[399] Le Distributeur présente l'évolution sur la période 2009-2013 de l'indicateur global de l'efficacité de ses fournisseurs internes, soit le ratio des « Charges de services par abonnement au Québec ».

[400] Le Distributeur explique la croissance annuelle moyenne de 3,5 % de ce ratio sur la période 2009-2013, d'une part, par des transferts d'activités entre les différentes unités d'Hydro-Québec et, d'autre part, par la variation sur la même période des besoins découlant des activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et des éléments spécifiques.

[401] **La Régie est satisfaite des explications données par le Distributeur en ce qui a trait au résultat des indicateurs d'efficience des fournisseurs internes.**

12.5 EFFICIENCE DU CENTRE DES SERVICES PARTAGÉS

[402] Le Distributeur présente les indicateurs d'efficience du Centre des services partagés (CSP) qui ont été établis par une équipe de travail composée de représentants du Distributeur et du CSP. Ces indicateurs tiennent compte des exigences et des obligations du Distributeur quant à la qualité des produits et services consommés et quant à l'efficience des coûts qui lui sont facturés. Ces indicateurs portent sur l'immobilier, sur les services de transport et sur la gestion du matériel.

TABLEAU 23
INDICATEURS D'EFFICIENCE DU CSP

	2013	Croissance annuelle moyenne 2009-2013
Coût d'exploitation (\$) / m ²	123,5	1,1 %
Taux d'inoccupation (%)	0,1	-
Coût d'entretien (\$) / Véhicules équivalents	3377	2,2 %
Coût de gestion CSP (\$) / Matériel consommé (\$)	0,14	-1,8 %

Source : Pièce B-0029, page 9

[403] Sur la période 2009-2013, la Régie note qu'un seul indicateur présente une progression égale à l'inflation tandis que deux des indicateurs affichent une variation très inférieure à l'inflation.

[404] Le Distributeur est d'avis qu'il s'agit d'une excellente performance, compte tenu de l'augmentation annuelle des salaires de l'ordre de 3 % qui découlent des conventions collectives.

[405] **La Régie est satisfaite de la performance du CSP.**

Plan de balisage du CSP

[406] Conformément à la demande de la Régie dans sa décision D-2010-022¹⁵², le CSP a déposé dans le dossier tarifaire R-3740-2010 du Distributeur un calendrier pluriannuel de réalisation de ses exercices de balisage pour ses principaux domaines d'activités.

[407] Dans le présent dossier, le Distributeur présente un plan de balisage, pour les domaines du CSP, qui tient compte de la disponibilité de l'information, de la capacité de réalisation du CSP ainsi que des échéanciers réglementaires du Distributeur. La plupart des travaux de balisage doivent être complétés à la fin du troisième trimestre de 2012 et l'ensemble des résultats doit être disponible au quatrième trimestre de 2012. Le Distributeur confirme que les résultats afférents seront analysés et intégrés au prochain dossier tarifaire.

[408] **La Régie prend note de l'intention du Distributeur de déposer le rapport de balisage du CSP lors du prochain dossier tarifaire.**

12.6 EFFICIENCE DU GROUPE TECHNOLOGIE

[409] Le Distributeur présente l'évolution de trois indicateurs d'efficacité associés au groupe Technologie, dont deux reliés aux télécommunications et un relié à la bureautique.

[410] Le « Service de téléphonie par effectif » et le « Service d'accès réseau (SAR) par effectif » présentent respectivement des croissances de coûts annuelles moyennes de 2,2 % et 2,9 % entre 2009 et 2013.

¹⁵² Dossier R-3708-2009, page 85, paragraphe 356.

TABLEAU 24
INDICATEURS D'EFFICIENCE DU GROUPE TECHNOLOGIE

	Croissance annuelle moyenne 2009-2013
Coût moyen de téléphonie par effectif (\$)	2,2 %
Coût moyen d'utilisation SAR par effectif (\$)	2,9 %
Coût moyen de support et d'exploitation par ordinateur (\$)	3,6 %

Source : Pièce B-0030, pages 12 à 14

[411] Quant à la croissance de 3,6 % du « Coût moyen de support et d'exploitation par ordinateur », le Distributeur explique qu'elle est attribuable à la croissance des coûts de retraite en 2013.

[412] La Régie prend acte des résultats de l'efficacité du groupe Technologie, tout en notant qu'ils dépassent l'inflation annuelle de 2,2 % sur la période 2009 à 2013.

Plan de balisage du groupe Technologie

[413] Dans sa décision D-2012-024, la Régie prenait note de l'intention du Distributeur de déposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2013-2014, les résultats du balisage pour l'indice de performance « coût/appel » de la direction Gestion des infrastructures technologiques.

[414] Le Distributeur propose de reporter cet exercice de balisage, compte tenu des changements organisationnels et de l'intégration des activités transférées du Distributeur. Il estime qu'il est nécessaire de finaliser la mise en place de l'organisation et d'atteindre une certaine stabilité dans l'exercice de ces activités, avant de définir l'objet et la portée du balisage.

[415] La Régie prend acte du report du plan de balisage du groupe Technologie à une date ultérieure.

12.7 CONCLUSION SUR L'EFFICIENCE ET LA PERFORMANCE

[416] La Régie utilise le balisage afin d'évaluer l'évolution de la performance du Distributeur par rapport à la croissance de ses revenus requis. Les résultats des indicateurs de balisage, tant interne qu'externe, lui permettent d'analyser l'évolution des coûts de distribution et de services à la clientèle, dont plus particulièrement les charges d'exploitation.

[417] Ainsi, pour évaluer le caractère raisonnable de la croissance des charges du Distributeur, les résultats des indicateurs d'efficacité sont comparés au taux d'inflation, tel que le fait le Distributeur lorsqu'il s'engage à contenir la croissance annuelle moyenne de ses indicateurs sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans.

[418] La Régie constate que cet objectif de performance du Distributeur est globalement atteint. Elle note en effet que les huit indicateurs d'efficacité du Distributeur affichent une croissance inférieure à l'inflation, qui s'établit à 2,2 % sur la période examinée.

[419] Dans le contexte d'une réflexion du Distributeur sur le mécanisme de partage, la Régie réitère qu'il serait souhaitable que la performance d'un ou de plusieurs indicateurs d'efficacité et le respect d'un objectif de performance motivant puissent être considérés comme une composante d'un éventuel mécanisme de partage.

13. BASE DE TARIFICATION

[420] Le Distributeur demande à la Régie d'établir la base de tarification pour l'année témoin 2013 en tenant compte de la juste valeur des actifs qu'il estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi.

[421] Selon la moyenne des 13 soldes, la base de tarification de l'année témoin 2013 se chiffre à 10 298,4 M\$, tel qu'illustré au tableau suivant.

[422] Ce montant tient compte d'un montant de 1,4 M\$ ajouté dans la demande amendée du Distributeur.

TABLEAU 25
BASE DE TARIFICATION

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>2011</i> <i>(réel)</i>	<i>2012</i> <i>(D-2012-024)</i>	<i>2012</i> <i>(réel 4/12 -</i> <i>budget 8/12)⁽⁴⁾</i>	<i>2013</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2013-2012</i> <i>(D-2012-024)</i>	
Immobilisations en exploitation	8 288 314	8 371 119	8 338 749	8 508 671	137 552	1,6 %
Contrat de location-financement	33 273	31 210	32 246	32 439	1 229	3,9 %
Actifs incorporels en exploitation						
Plan global en efficacité énergétique	723 081	846 648	793 858	832 563	(14 085)	(1,7 %)
Programmes et activités du BEIÉ	100 316	115 516	129 693	114 263	(1 253)	(1,1 %)
Logiciels	341 843	340 283	292 203	308 692	(31 591)	(9,3 %)
Autres actifs incorporels	27 742	26 051	30 431	29 405	3 354	12,9 %
Total	1 192 982	1 328 498	1 246 185	1 284 923	(43 575)	(3,3 %)
Autres actifs						
Programmes commerciaux	3 024	0	0	0	0	
Tarif BT	1 605	0	0	0	0	
Actif au titre des prestations constituées ⁽¹⁾	537 698	0	0	0	0	
Contributions à des projets de raccordement	53 857	68 243	44 627	33 781	(34 462)	(50,5 %)
Compte de nivellement pour aléas climatiques	42 750	126 298	126 298	135 111	8 813	7,0 %
Remboursement gouvernemental	27 289	24 685	24 820	22 084	(2 601)	(10,5 %)
Total	666 223	219 226	195 745	190 976	(28 250)	(12,9 %)
Fonds de roulement						
Encaisse	5 121	22 003	(6 738)	145 689	123 686	562,1 %
Matériaux, combustibles et fournitures	119 710	126 096	129 586	135 732	9 636	7,6 %
Total	124 831	148 099	122 848	281 421	133 322	90,0 %
Projet LAD ^{(2) (3)}		(35 138)			35 138	
Total	10 305 623	10 063 014	9 935 773	10 298 430	235 416	2,3 %

Sources : Pièce B-0066; pièce B-0144, page 7

Note 1 : Dans le dossier R-3776-2011, le Distributeur a regroupé les deux postes ATPC et PTPC (avantages complémentaires de retraite) pour être présentés dans une seule rubrique, soit l'ATPC.

Note 2 : Dans sa décision D-2012-024, page 105, paragraphe 386, la Régie demande au Distributeur de retirer de la base de tarification de l'année témoin 2012 l'impact du projet LAD, puisque la décision sur le projet LAD n'a pas été rendue avant la décision D-2012-024.

Note 3 : Projets supérieurs à 10 M\$ intégrés dans la base de tarification et autorisés après le dépôt du présent dossier tarifaire:

Projet LAD : 17 710 k\$ en 2012 (4/8) et 102 885 k\$ en 2013;

Projet poste Port Daniel: 300 k\$ en 2013.

Note 4 : Le Distributeur n'a pas effectué de mise à jour de la base de tarification pour la prévision 10/2 2012 (pièce B-0135, page 4 et pièce A-0054, page 49).

Modifications de présentation

[423] Le Distributeur indique qu'il a apporté à la base de tarification les modifications suivantes :

- Afin de se conformer à la norme IAS 38, le Distributeur présente les coûts des programmes et activités en efficacité énergétique (PGEÉ et BEIÉ) dans les « Actifs incorporels en exploitation »;
- La rubrique « Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers » auparavant présentée dans les « Frais reportés » est reclassée dans les « Immobilisations en exploitation » afin de se conformer à sa présentation aux états financiers à vocation générale;
- Les rubriques suivantes : « Contributions à des projets de raccordement », « Compte de nivellement pour aléas climatiques » et « Remboursement gouvernemental » sont regroupées sous les « Autres actifs ».

[424] La Régie prend acte des modifications de présentation de la base de tarification, tel qu'apporté par le Distributeur.

[425] Dans un souci d'allègement réglementaire, le Distributeur propose que :

- Le détail mensuel des « Immobilisations en exploitation », des « Contrats de location-financement » et des « Actifs incorporels en exploitation » soit présenté uniquement à leur valeur nette;
- À partir du prochain dossier tarifaire, les « Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers » soient présentées par appel d'offres plutôt que par poste privé, étant donné l'ampleur du nombre de projets avec les producteurs privés à venir dans les années futures. Le Distributeur indique que l'information par poste privé pourra être fournie à la Régie, sur demande, le cas échéant.

[426] **La Régie demande au Distributeur de continuer à fournir le détail mensuel (coût et amortissement cumulé) des « Immobilisations en exploitation », des « Contrats de location-financement » et des « Actifs incorporels en exploitation », tel que demandé à la décision D-2012-119¹⁵³.**

[427] **Considérant l'ampleur du nombre de projets avec les producteurs privés à venir, la Régie approuve, à compter du prochain dossier tarifaire, la présentation agrégée du compte « Contributions à des postes de départ privés et autres contributions de tiers » par appel d'offres. Elle prend acte que l'information par poste privé pourra être fournie sur demande, le cas échéant.**

Évolution de la base de tarification

[428] La moyenne des 13 soldes de la base de tarification pour l'année témoin 2013 est en hausse de 235,4 M\$ (2,3 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2012. Cette hausse est principalement attribuable aux éléments suivants :

- la mise en exploitation des immobilisations provenant des investissements autorisés (172,7 M\$), incluant les investissements du projet LAD (102,9 M\$);
- l'augmentation de l'encaisse réglementaire (123,7 M\$).

[429] Cette hausse est en partie compensée par une diminution des actifs incorporels en exploitation reliés aux logiciels (-31,6 M\$) et des contributions à des projets de raccordement (-34,5 M\$).

[430] La Régie constate une surestimation de la base de tarification autorisée par rapport à celle réalisée, soit une surestimation annuelle moyenne de 83 M\$ sur la période 2007-2011¹⁵⁴. L'écart favorable est de 127,2 M\$ entre le montant autorisé pour l'année 2012 et l'année de base 2012. Conséquemment, le Distributeur a été rémunéré pour des investissements qui ne se sont pas concrétisés ou qui ont été reportés.

¹⁵³ Page 26.

¹⁵⁴ Pièce B-0118, page 34.

[431] L'AQCIE/CIFQ réitère que ces écarts de la base de tarification et leur impact sur le coût du capital devraient faire l'objet d'un compte d'écarts, sur une base permanente (voir la section 3).

[432] **Considérant la surestimation historique de la base de tarification, la Régie demande au Distributeur d'examiner sa méthodologie de projection des mises en service des investissements et d'identifier les modifications qui pourraient être apportées afin de l'améliorer.**

Projet LAD

[433] Conformément à la pratique réglementaire autorisée dans la décision D-2012-024¹⁵⁵, le Distributeur intègre dans sa base de tarification, selon la moyenne des 13 soldes, les montants associés au projet LAD, soit 102,9 M\$ pour l'année témoin 2013.

[434] À la demande de la Régie, le Distributeur présente au tableau suivant la comparaison des données incluses dans le présent dossier tarifaire avec celles du projet LAD (dossier R-3770-2011).

TABLEAU 26
INVESTISSEMENTS ET MISES EN SERVICE DU PROJET LAD

<i>(en M\$)</i>	<i>Dossier R-3814-2012</i>			<i>Dossier R-3770-2011</i>		
	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
Investissements	38,8	44,4	182,5	36,7	86,6	247,1
Mises en service	9,5	11,4	185,7	7,1	106,0	251,0
Stocks de mesurage	1,9	4,6	14,3			

Source : Pièce B-0082, page 46

¹⁵⁵ Dossier R-3776-2011, pages 40 à 43.

[435] Le Distributeur indique que le report du début du déploiement massif explique principalement l'écart au chapitre des investissements et mises en service de l'année témoin 2013. Le présent dossier tient compte d'une cadence modérée d'installation des compteurs de nouvelle génération au cours des deux premiers trimestres de 2013¹⁵⁶.

[436] **Compte tenu que la Régie a rendu, le 5 octobre 2012, sa décision D-2012-127 autorisant le projet LAD, elle approuve les montants associés au projet LAD dans la base de tarification de l'année témoin 2013 (voir la section 8.1).**

Encaisse réglementaire

[437] L'encaisse réglementaire représente le niveau d'encaisse théorique nécessaire au Distributeur afin de financer ses activités courantes, jusqu'au moment de l'encaissement des comptes à recevoir lui permettant de récupérer les sommes avancées.

[438] Le Distributeur calcule son encaisse réglementaire selon la méthodologie *lead/lag* reconnue dans le domaine de la réglementation et autorisée par la Régie. Cette méthodologie consiste en une étude des délais nets de perception des comptes à recevoir des clients et de paiement aux fournisseurs de services. L'étude *lead/lag* appliquée par le Distributeur tient compte de ses dépenses d'opérations courantes.

[439] Chaque année, le Distributeur revoit les délais de perception et de décaissement, de même que les composantes de charges à la base du calcul de l'encaisse réglementaire, et effectue les mises à jour qui s'imposent.

[440] Le Distributeur fournit le calcul détaillé de l'encaisse réglementaire projetée, au montant de 156,9 M\$ au 31 décembre 2013¹⁵⁷. Celle-ci est en hausse de 136,1 M\$ par rapport au montant autorisé au 31 décembre 2012¹⁵⁸ et de 164,8 M\$ par rapport au 31 décembre de l'année de base 2012¹⁵⁹.

¹⁵⁶ Pièce B-0082, page 46.

¹⁵⁷ Pièce B-0037, page 7.

¹⁵⁸ Dossier R-3776-2011, pièce B-0149, page 14.

¹⁵⁹ Pièce B-0037, page 6.

[441] Le Distributeur explique que la hausse de l'encaisse réglementaire de 164,8 M\$ entre l'année de base 2012 et l'année témoin 2013 est attribuable, d'une part, à l'augmentation des délais de perception liée à la provision réglementaire et, d'autre part, à l'augmentation des charges, principalement les achats d'électricité et les achats de services de transport. L'ajustement lié à la provision réglementaire passe de -0,7 jour en 2012 à 5 jours en 2013, compte tenu d'une hausse de la provision réglementaire passant de -14,2 M\$ en 2012 à 92 M\$ en 2013. L'augmentation des délais de perception entraîne donc une hausse des délais nets moyens de l'ordre de 6 jours, avec un impact significatif sur l'encaisse réglementaire estimé à 130 M\$. Par ailleurs, l'augmentation des deux postes de dépenses, achats d'électricité et achats de services de transport est responsable d'une hausse de l'encaisse estimée à 25 M\$.

[442] La Régie comprend que le calcul théorique lié à la provision réglementaire¹⁶⁰ est conforme à l'étude *lead/lag* qu'elle a reconnue dans le dossier R-3579-2005¹⁶¹. Elle note cependant que l'étude *lead/lag* n'a pas été revue dans son ensemble depuis 2005.

[443] Bien que le Distributeur ait proposé des modifications qui s'imposaient depuis 2005, la Régie lui demande de soumettre une étude *lead/lag* dans son ensemble, pour le prochain dossier tarifaire. Elle l'invite également à revoir toutes les composantes du calcul de l'encaisse réglementaire, y compris le mode d'établissement de la provision pour créances douteuses.

Compte de nivellement pour aléas climatiques

[444] Dans sa décision D-2006-34¹⁶², la Régie acceptait le mécanisme de nivellement pour aléas climatiques pour les revenus de transport et de distribution proposé par le Distributeur, le tout applicable le 1^{er} janvier 2006. Comme les écarts sont calculés à partir des résultats réels d'une année complète et compte tenu des contraintes liées aux dates de dépôt des dossiers tarifaires, les écarts sont intégrés dans la base de tarification de la deuxième année témoin suivant l'année considérée. Dans sa décision D-2009-016¹⁶³, la Régie permettait d'amortir le solde du compte sur une période de 5 ans.

¹⁶⁰ Pièce B-0082, pages 118 à 120; pièce B-0118, pages 39 et 40.

¹⁶¹ Dossier R-3579-2005, pièce B-1, HQD-9, document 3, pages 11 à 18 et annexe 1.

¹⁶² Dossier R-3579-2005, page 20.

¹⁶³ Dossier R-3677-2008, page 14.

[445] Tel que décrit dans le dossier tarifaire R-3644-2007¹⁶⁴, le Distributeur a introduit aux fins de la prévision de la demande, une nouvelle normale climatique appliquée à compter de 2008, soit l'extension de la période de référence débutant en 1971 et un réchauffement climatique de 0,30°C par décennie.

[446] Le Distributeur présente, dans ses rapports annuels, les soldes du compte de nivellement, soit 12,1 M\$ en 2008, 9,6 M\$ en 2009, 151,6 M\$ en 2010 et 61,2 M\$ en 2011. Ceux-ci découlent de températures plus chaudes que la normale. Dans le présent dossier tarifaire, le Distributeur présente le solde du compte de nivellement au 30 avril 2012, qui s'élève à 79,5 M\$.

[447] Questionné au sujet de l'importance du solde du compte de nivellement depuis 2010, le Distributeur explique que dans le cadre du développement des outils additionnels de prévision de la demande, il a raffiné son analyse de l'impact des aléas climatiques sur la demande d'électricité. Cet exercice a permis d'actualiser la normale climatique retenue aux fins de la prévision de la demande de l'année témoin 2013, en s'appuyant, d'une part, sur une analyse statistique des données climatiques historiques et, d'autre part, sur la tendance observée sur la période 1971-2011¹⁶⁵.

[448] Le Distributeur précise que l'analyse statistique des données climatiques historiques consiste à déterminer les ajustements à appliquer aux données de température mesurées. Ces ajustements permettent d'éliminer des discontinuités dans les séries temporelles de température qui ne sont pas attribuables à des phénomènes climatiques mais plutôt à des changements affectant le mesurage des données, comme l'automatisation ou la relocalisation des stations météorologiques. Ces ajustements sont déterminés à l'aide de méthodes statistiques reconnues dans le domaine. Les normales climatiques précédemment retenues aux fins de la prévision de la demande du Distributeur ne considéraient pas cet aspect, puisque l'ajustement des températures reflétait uniquement le réchauffement climatique. Par ailleurs, la prévision des ventes du Distributeur s'appuie désormais sur la tendance de réchauffement de la période de 1971 à la dernière année complète disponible, soit l'année 2011 pour le présent dossier tarifaire. Cette approche permet d'intégrer chaque année des données climatiques plus récentes et de refléter l'évolution de la normale climatique dans la prévision de la demande et le compte de nivellement. Le Distributeur montre un impact de la normale climatique actualisée sur les ventes prévues de 844 GWh pour l'année témoin 2013¹⁶⁶.

¹⁶⁴ Dossier R-3644-2007, pièce B-1, HQD-2, document 1, page 17.

¹⁶⁵ Pièce B-0118, page 40.

¹⁶⁶ Pièce B-0129, pages 9 et 10.

[449] La Régie évalue l'impact de la normale climatique actualisée sur les ventes prévues de 844 GWh à 30 M\$ pour l'année témoin 2013. **Considérant le montant en cause, la Régie réitère sa demande énoncée dans sa décision D-2008-024¹⁶⁷ de présenter tout changement significatif à la méthodologie ainsi que les impacts sur les prévisions (en GWh et en M\$) lors du dépôt des dossiers tarifaires.**

Conclusion sur la base de tarification

[450] **La Régie approuve la base de tarification de l'année témoin 2013, selon la moyenne des 13 soldes, tel que proposé par le Distributeur. Elle demande également d'apporter les ajustements à la base de tarification provenant de la baisse de la charge totale d'amortissement (voir la section 11.2.2).**

[451] **Elle demande donc au Distributeur de mettre à jour sa base de tarification et de la déposer au plus tard le 18 mars 2013, à 12 h.**

14. AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2013

[452] Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser les projets d'acquisition, de construction d'immeubles ou d'actifs destinés à la distribution d'électricité 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*¹⁶⁸.

[453] Cette demande d'autorisation a trait aux investissements de moins de 10 M\$, qui totalisent 656,3 M\$ et représentent une diminution de 49,1 M\$, soit 6,9 % par rapport au budget autorisé en 2012¹⁶⁹. À ce montant s'ajoutent les investissements déjà autorisés et les sommes associées à des projets majeurs de plus de 10 M\$. Le total des investissements prévus en 2013 s'élève donc à 973,9 M\$.

¹⁶⁷ Dossier R-3644-2007, page 36.

¹⁶⁸ L.R.Q., c. R-6.01, a. 114, 1^{er} al., par. 6 et 2^e al.; 2000 c. 22, a. 51.

¹⁶⁹ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 109, paragraphe 404.

TABLEAU 27
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2013 (M\$)

Catégories	Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73	Autorisation spécifique Projets majeurs > 10M\$		Demande d'autorisation Autres investissements < 10 M\$			Grand Total
		Autorisés	À autoriser	Réseau intégré	Réseaux autonomes	Total	
Maintien des actifs	0,0		199,7	224,4	18,4	242,8	442,5
Réseau de distribution				138,3	2,6	140,9	140,9
Centrales de production					11,4	11,4	11,4
Réseau de transport			1,6		3,8	3,8	5,4
Mesurage et relève			182,5	8,6		8,6	191,1
Bâtiments administratifs				36,2		36,2	36,2
Matériel roulant				29,2		29,2	29,2
Autres actifs de soutien			15,6	12,1	0,6	12,7	28,3
Amélioration de la qualité	0,0			25,4	1,2	26,6	26,6
Croissance de la demande	0,0	90,4	13,4	316,8	12,5	329,3	433,1
Respect des exigences	12,0	2,1		57,2	0,4	57,6	71,7
Total	12,0	92,5	213,1	623,8	32,5	656,3	973,9

Source : Pièce B-0039, page 5

[454] La baisse de budget pour les projets de moins de 10 M\$ est principalement attribuable aux investissements liés au maintien des actifs qui contribuent à hauteur de 42 M\$ ou 85 % à la diminution observée.

[455] Dans la catégorie « Respect des exigences », le Distributeur maintient le même niveau d'investissement qu'autorisé pour 2012, bien qu'il ne prévoise pas dépenser tout le montant demandé, principalement dans la sous-catégorie « Demande de tiers ».

[456] En effet, le Distributeur confirme, en réponse à la Régie¹⁷⁰, le maintien de son besoin de 37,3 M\$ pour la catégorie « Demande de tiers » pour 2013, en précisant qu'il est représentatif des niveaux observés des dernières années. Il précise que cette catégorie est tributaire de la réalisation de projets par des intervenants externes et que la baisse pour l'année de base 2012 découle, notamment, de la priorisation de projets par ces tiers, ce qui l'a obligé à revoir l'ordonnancement des activités de cette catégorie.

¹⁷⁰ Pièce B-0082, page 122, question 48.1.

[457] **La Régie autorise le budget des investissements de moins de 10 M\$ pour un montant de 656,3 M\$, tel que demandé par le Distributeur.**

[458] Dans sa décision D-2012-024¹⁷¹, la Régie a émis le souhait que le Distributeur propose, à partir de l'ODEMA, un indicateur permettant de mettre en corrélation le niveau d'investissement requis et la qualité de service.

[459] Dans le présent dossier, le « *Distributeur rappelle que, même s'il utilise plusieurs indicateurs de gestion, tout comme les autres entreprises de l'industrie, il n'y a pas de corrélation directe entre le niveau d'investissement requis et la qualité de service* »¹⁷².

[460] En audience, le Distributeur précise que l'indice de continuité est calculé globalement pour l'ensemble du territoire¹⁷³ et qu'il ne travaille pas par région¹⁷⁴.

[461] La Régie comprend la difficulté du Distributeur à établir un tel indicateur à partir de l'ODEMA. **Elle lui demande, tout de même, de poursuivre sa réflexion et de présenter, le cas échéant, une proposition qui permettrait de mettre en relation, même imparfaitement, les investissements du Distributeur et la qualité du service à la clientèle.**

14.1 RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE

[462] Le Distributeur indique vouloir débiter les travaux de la centrale de réserve pour la « *permanentsation* » des groupes diesel de secours, avec un montant de 2,0 M\$ pour l'année 2013. Il indique, par ailleurs, que deux projets supérieurs à 10 M\$ feront l'objet d'une demande d'autorisation spécifique à la Régie : la réfection de l'évacuateur de crues, prévue de 2015 à 2018 et la réfection des digues et perrés, prévue de 2014 à 2017¹⁷⁵. Un troisième projet pourrait aussi faire l'objet d'une demande d'autorisation spécifique, selon les résultats de l'avant-projet de réfection du groupe Turbine-alternateur # 1. Comme ces investissements sont liés à la centrale Mehinek, le Distributeur rappelle qu'il demeure

¹⁷¹ Dossier R-3776-2011, page 111, paragraphe 409.

¹⁷² Pièce B-0039, page 8.

¹⁷³ Pièce A-0054, pages 52 et 53.

¹⁷⁴ Pièce A-0054, page 53.

¹⁷⁵ Pièce B-0082, pages 150 à 155.

tributaire de Nalcor Energy (NALCOR) pour la mise en œuvre des investissements dans les installations situées sur le territoire du Labrador.

[463] Le Distributeur précise que le dossier de prise en charge du réseau de Schefferville reposait sur un rapport d'audit sommaire de l'état des installations de ce réseau, alors que les prévisions d'investissements pour les cinq prochaines années reposent sur l'expérience acquise en exploitant ce réseau depuis 2006¹⁷⁶. Ainsi, les priorités d'investissement s'orientent maintenant vers la centrale Mehinek.

[464] Le Distributeur revoit constamment sa planification en tenant compte de son niveau de risque et de l'évolution du contexte. C'est ainsi qu'il a abandonné le projet de reconstruction complète des lignes de transport qui acheminent l'énergie de la centrale à la communauté de Schefferville. Il a plutôt opté pour des solutions de maintenance (changement de traverses, remplacement de poteaux et d'isolateurs) permettant d'assurer la fiabilité des infrastructures en place au moindre coût. Le Distributeur entend poursuivre cette stratégie en 2013 et augmenter la cadence, au besoin, en 2014 et 2015.

[465] Le Distributeur prévoit également des travaux sur le réseau de distribution afin d'en assurer la conformité et une meilleure performance, compte tenu des besoins associés au chauffage électrique des locaux. Étant donné les problèmes de puissance et de tension sur les artères de 4 kV, il procède graduellement à la conversion du réseau de distribution à 25 kV en se basant sur les prévisions de charge annuelle.

[466] Le RNCREQ souligne que le mauvais indice de continuité du service à Schefferville n'a jamais impliqué de défaut de démarrage des génératrices électriques par froid extrême¹⁷⁷. En effet, de nombreuses autres causes expliquent les défaillances du réseau de Schefferville.

¹⁷⁶ *Ibid.*

¹⁷⁷ Pièce B-0091, pages 10 à 15; pièce A-0050, pages 159 à 161.

[467] **La Régie prend acte des efforts du Distributeur pour repousser les réfections complètes du réseau initialement prévues lors de la prise en charge du réseau de Schefferville.** Elle note également la préoccupation du Distributeur de minimiser les risques et les coûts d'exploitation de ce réseau. Toutefois, elle constate une accélération importante des investissements, qui atteignent 90 M\$ pour les cinq prochaines années, au lieu des 90 M\$ prévus sur 40 ans dans le dossier de prise en charge¹⁷⁸. Par ailleurs, le Distributeur n'a toujours pas produit de PTÉ ni de plan d'intervention en efficacité énergétique spécifique à Schefferville, alors que la consommation unitaire par abonné résidentiel est de 80 % plus élevée à Schefferville que chez les clients du Lac Robertson ayant un profil similaire¹⁷⁹.

[468] Environ 60 des 90 M\$ d'investissements annoncés sont associés à la centrale Mehinek seulement alors que le Distributeur n'en est pas le propriétaire et que la venue de grands projets miniers peut représenter d'importants changements pour Schefferville, incluant la possibilité de nouvelles sources d'approvisionnements pour le Distributeur¹⁸⁰. Ce dernier indique que les investissements prévus à la centrale Mehinek seront présentés séparément à la Régie, sous la forme de trois demandes d'autorisation.

[469] La Régie juge qu'il lui sera difficile de se prononcer sur la pertinence des investissements prévus à Mehinek s'ils sont présentés isolément. En effet, l'enjeu est plutôt d'évaluer si le choix de réaliser cet ensemble d'investissements à la centrale Mehinek, à hauteur de 60 M\$, demeure le meilleur choix d'approvisionnement pour assurer la fiabilité du service, par rapport aux autres options envisageables pour alimenter Schefferville. La Régie est également préoccupée par l'ampleur des investissements prévus pour les infrastructures durables de la centrale, alors que le contrat entre le Distributeur et NALCOR prévoit la possibilité d'une reprise éventuelle de la centrale par cette dernière.

[470] Par ailleurs, la Régie s'étonne qu'il n'y ait pas eu de travaux au poste de départ de la centrale depuis 1982 et que des investissements urgents semblent nécessaires à cause de courts-circuits dans des caniveaux non étanches¹⁸¹. Pourtant, un budget de 12,4 M\$ avait été octroyé en 2006 pour des travaux urgents à Mehinek, incluant spécifiquement « *la réfection du poste de départ de la Centrale* »¹⁸².

¹⁷⁸ Dossier R-3602-2006.

¹⁷⁹ Pièce C-RNCREQ-0019, page 9.

¹⁸⁰ Pièce B-0118, pages 58 à 60.

¹⁸¹ Pièce B-0082, page 151, tableau R-64.1 et page 154.

¹⁸² Décision D-2006-123, dossier R-3602-2006, page 12.

[471] La Régie réitère donc les demandes qu'elle a formulées dans ses décisions D-2011-162¹⁸³ et D-2012-024¹⁸⁴. **Elle demande au Distributeur que soit présentée, à l'occasion de la prochaine demande d'investissement de plus de 10 M\$ liée à la centrale Mehinek ou à la ligne raccordant cette centrale à Schefferville, une mise à jour des investissements et des approvisionnements envisagés dans le dossier R-3602-2006. Elle demande également au Distributeur qu'il démontre que ces investissements demeurent l'option la plus avantageuse en fonction des différents scénarios d'approvisionnement possibles¹⁸⁵, selon les données les plus récentes qu'il aura alors à sa disposition.**

15. PGEÉ 2013

15.1 SUIVI DES RÉSULTATS 2011 ET 2012

[472] Le Distributeur indique, en réponse aux questions de la Régie, avoir ajouté un total de 982 GWh d'économies annuelles d'énergie pour son PGEÉ en 2011¹⁸⁶. Il s'agit de 316 GWh ou 47 % de plus que la valeur anticipée pour 2011 de 666 GWh, dont la Régie avait pris acte dans sa décision D-2012-024¹⁸⁷. Le redressement des économies d'énergie pour 2005 à 2010 ainsi que le suivi énergétique spécifique par marché de 2011 se retrouvent au Rapport annuel 2011 du Distributeur¹⁸⁸ (Rapport annuel 2011).

[473] L'examen du Rapport annuel 2011 indique que la majeure partie de l'écart favorable du PGEÉ 2011 (915 GWh) par rapport aux résultats anticipés (666 GWh) proviendrait du programme d'« Offres intégrées en efficacité énergétique pour les systèmes industriels » (OIEÉSI) avec 233 GWh de plus que prévu et des programmes « Produits efficaces dans le marché Affaires » et « Mieux Consommer-Résidentiel » avec respectivement 34 GWh et 41 GWh de plus que prévu.

¹⁸³ Dossier R-3748-2010, page 101, paragraphe 367.

¹⁸⁴ Dossier R-3776-2011, paragraphes 658 et 663.

¹⁸⁵ Pièce B-0118, pages 58 à 60.

¹⁸⁶ Pièce B-0082, page 126, tableau R-52.1.

¹⁸⁷ Dossier R-3776-2011, page 115, tableau 28.

¹⁸⁸ Pièce HQD-7, document 4, pages 4 à 7 et tableau 3.1.

[474] La Régie constate un écart de 67 GWh entre les résultats 2011 du PGEÉ présentés au Rapport annuel 2011 (915 GWh) et ceux présentés, pour la même année, au présent dossier tarifaire (982 GWh). Le suivi des impacts cumulés du PGEÉ exige une bonne compréhension de la façon dont les évaluations sont prises en compte. La Régie soulignait ce point dans sa décision D-2012-024¹⁸⁹. Le rapport annuel ne précisant pas exactement quels rapports d'évaluation sont pris en compte, la Régie présume que les écarts proviennent d'ajustements découlant d'évaluations qui lui ont été présentées en 2012 et non incluses au Rapport annuel 2011, avant qu'elle n'ait publié son rapport sur ces évaluations.

[475] Le Distributeur anticipe ajouter des économies annuelles d'énergie de 645 GWh en 2012¹⁹⁰, soit 51 GWh de moins que l'objectif dont la Régie avait pris acte dans sa décision D-2012-024¹⁹¹.

[476] La Régie prend acte des résultats présentés par le Distributeur pour le PGEÉ 2011, ainsi que des économies anticipées pour le PGEÉ 2012.

[477] En conformité avec sa décision D-2012-024¹⁹² et dans un souci d'efficacité réglementaire, la Régie demande que les résultats du PGEÉ des deux dernières années soient présentés, non seulement dans le cadre du rapport annuel précédant le dossier tarifaire, mais également dans le dossier tarifaire.

15.2 RÉTROSPECTIVE ET OBJECTIFS DU PGEÉ POUR LA PÉRIODE 2003-2015

[478] Le Distributeur indique, en réponse aux questions de la Régie, que le cumul des efforts en économie d'énergie pour la période de 2003 à 2011 a atteint 5 935 GWh/an¹⁹³. En 2012, des économies d'énergie de 645 GWh/an (au lieu de 696 GWh/an prévues) et une réduction de la demande de puissance de 96 MW auront été ajoutées. En 2013, les prévisions d'économies additionnelles sont de 553 GWh. Le cumul des économies d'énergie sera alors de 7 132 GWh/an pour les actions posées de 2003 à 2013.

¹⁸⁹ Dossier R-3776-2011, page 114, paragraphe 420.

¹⁹⁰ Pièce B-0118, pages 41 à 46.

¹⁹¹ Dossier R-3776-2011, page 115, tableau 28.

¹⁹² Dossier R-3776-2011, page 114, paragraphe 420.

¹⁹³ Pièce B-0118, page 41.

[479] Le Distributeur prévoit ajouter des économies annuelles de l'ordre de 500 GWh pour chacune des années 2014 et 2015 et atteindre un total cumulé de 8 TWh annuels pour le PGEÉ en 2015. Il indique que les programmes du BEIÉ sont exclus du bilan énergétique du PGEÉ.

[480] Le déploiement du projet « contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive » (CATVAR) a été revu en coordination avec les interventions du Transporteur. Le calendrier de réalisation a été modifié et la fin du projet a été reportée à 2018. Ainsi, l'atteinte de la cible de 11 TWh de la *Stratégie énergétique du Québec 2006-2015* sera décalée¹⁹⁴.

[481] S.É./AQLPA¹⁹⁵ et le ROEÉ¹⁹⁶ soulignent que la cible de 11 TWh d'économie d'énergie fixée par le gouvernement pour 2015 ne sera pas atteinte à temps.

[482] S.É./AQLPA recommande à la Régie de demander au Distributeur d'accroître son PGEÉ pour combler le retard provenant de CATVAR et, le cas échéant, pour combler la portion du 1 TWh d'économie que le BEIÉ pourrait ne pas réaliser. L'intervenant est inquiet de l'importance prise, dans le PTÉ, par les mesures de devancement avant la fin de vie utile des équipements et demande que la rentabilité de telles mesures soit démontrée avant de les approuver¹⁹⁷.

[483] Le ROEÉ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur d'établir les prévisions d'économie d'énergie sur un horizon minimal de 5 ans¹⁹⁸ à chaque dossier tarifaire et de compenser le retard qu'aura pris le projet CATVAR d'ici 2015. L'intervenant constate que la proportion des investissements du PGEÉ consacrée au secteur résidentiel est bien moindre que celle des potentiels en efficacité énergétique restant à réaliser à 5 et 10 ans, entre les secteurs résidentiel et commercial, institutionnel et industriel (CII)¹⁹⁹. Le ROEÉ demande un examen à moyen terme de la possibilité d'utiliser les outils de sensibilisation comme moyen de compenser une baisse de budget dans les programmes d'efficacité énergétique dans le secteur résidentiel.

¹⁹⁴ Pièce B-0082, page 128.

¹⁹⁵ Pièce C-SÉ-AQLPA-0009, pages 3 à 9.

¹⁹⁶ Pièce C-ROEÉ-0009, pages 7 à 9.

¹⁹⁷ Pièce C-SÉ-AQLPA-0009, pages 10 et 11.

¹⁹⁸ Pièce C-ROEÉ-0009, page 18.

¹⁹⁹ Pièce C-ROEÉ-0009, pages 11 à 18.

[484] Le GRAME constate le retard du Distributeur dans le développement de mesures de gestion de la puissance à la pointe, à la fois pour le réseau intégré et pour les RA²⁰⁰. Il recommande donc que le Distributeur procède ou mandate une firme d'experts en ce domaine afin de réaliser une revue des technologies et des projets en efficacité énergétique, par secteurs d'activités ou regroupements d'intérêts, avant l'examen du prochain plan d'approvisionnement²⁰¹. Il recommande également une stratégie de communication plus agressive pour solliciter l'aide de la population en période de pointe²⁰².

[485] Le GRAME recommande que le Distributeur opte pour la technologie diode électro-luminescente (DEL) dans son Service d'éclairage public complet en RA²⁰³. Il demande de cesser la promotion des lampes fluocompactes (LFC) dans le programme Mieux-consommer, compte tenu du manque de programmes de mise au rebut des LFC²⁰⁴. L'intervenant recommande également l'ajout des mesures d'étanchéité à l'air dans le guide du participant du marché institutionnel ainsi que l'ajout de méthodes de calcul reconnues qui ciblent les mesures d'étanchéité à l'air des bâtiments pour le programme « Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments » (OIEÉB)²⁰⁵.

[486] En audience, la Régie notait que le GRAME faisait souvent des recommandations précises ou encore qu'il invitait le Distributeur à réfléchir à certaines options ou à faire preuve de plus d'originalité sur certains points spécifiques. La Régie encourage le GRAME à discuter plus à fond de ces questions avec le Distributeur, en dehors des causes tarifaires, qui ne sont pas le meilleur forum pour débattre de nouvelles idées en ce qui a trait aux programmes d'efficacité énergétique²⁰⁶.

[487] Quant au Distributeur, à propos de l'enjeu relatif à la géothermie, il soutient que si la Régie a de larges pouvoirs lorsqu'il est question d'examen et d'approbation des budgets, elle ne peut, lorsqu'il n'y a pas de sommes présentées pour la fixation des tarifs, s'immiscer dans les choix du Distributeur relatifs à la promotion de l'efficacité énergétique. Il ajoute qu'il incombe au ministre des Ressources naturelles d'établir le contenu des programmes et des mesures en efficacité énergétique et que, s'il existe un

²⁰⁰ Pièce C-GRAME-0009, page 9.

²⁰¹ Pièce C-GRAME-0009, page 11.

²⁰² Pièce C-GRAME-0009, page 14.

²⁰³ Pièce C-GRAME-0012, page 9.

²⁰⁴ Pièce C-GRAME-0013, pages 8 et 9.

²⁰⁵ Pièce C-GRAME-0010, page 31.

²⁰⁶ Pièce A-0060, page 274.

pouvoir d'injonction de faire des programmes d'efficacité énergétique, ce dernier appartient au ministre, et non pas à la Régie²⁰⁷.

[488] La Régie est d'avis qu'il est important de préciser la nature de ses pouvoirs quant aux programmes et mesures en efficacité énergétique mis en œuvre par le Distributeur, notamment son pouvoir d'exiger l'ajout de programmes ou de mesures au PGEÉ.

[489] La Régie constate que les dispositions relatives à l'efficacité énergétique incluses à la *Loi sur l'efficacité et l'innovation énergétique*²⁰⁸ en vigueur depuis 2011 et celles de la Loi sont complémentaires.

[490] En effet, le deuxième alinéa de l'article 49 de la Loi prévoit que lorsqu'elle fixe un tarif, la Régie doit tenir compte du montant total annuel qu'un distributeur alloue à l'efficacité et à l'innovation énergétiques.

[491] Quant à elle, la *Loi sur l'efficacité et l'innovation énergétique*²⁰⁹ indique que le ministre des Ressources naturelles a la responsabilité de mettre en place un plan d'ensemble en efficacité énergétique. À cet effet, entre autres, le Distributeur doit mettre sur pied des programmes en efficacité énergétique en conformité avec les orientations établies par le ministre et transmettre le tout à ce dernier, en l'informant des actions à réaliser, des coûts et du calendrier. À défaut de ce faire, le ministre peut lui-même établir le contenu des programmes et des mesures que le Distributeur devra mettre en place. Il incombe ensuite au ministre d'examiner le contenu des mesures et des programmes. **En conséquence, la Régie est d'avis qu'elle n'a pas le pouvoir d'imposer une mesure spécifique d'efficacité énergétique au Distributeur lorsqu'il ne réclame pas de budget à cet effet. Ce pouvoir incombe au ministre des Ressources naturelles.**

[492] La Régie doit cependant, dans le cadre de l'examen annuel de la demande tarifaire du Distributeur, examiner le budget annuel du PGEÉ, analyser les différents tests de rentabilité et évaluer les impacts tarifaires des programmes et mesures prévus par le Distributeur. Elle doit aussi s'assurer que les budgets alloués aux programmes sont en lien avec le Plan d'ensemble en efficacité énergétique approuvé par le ministre des Ressources naturelles.

²⁰⁷ Pièce A-0068, pages 38 et 39.

²⁰⁸ L.R.Q., c. E-1.3.

²⁰⁹ *Ibid.*, articles 1, 2, 8, 9, 10 et 13.

[493] De manière plus générale, la Régie examine les besoins en puissance et en énergie du réseau intégré et des RA. Elle examine aussi les coûts d'exploitation du Distributeur. Elle se prononce sur les moyens que le Distributeur envisage pour satisfaire les besoins des marchés québécois, après application des mesures d'efficacité énergétique qu'il propose. C'est la raison pour laquelle la Régie demande au Distributeur de présenter des analyses des PTÉ en gestion de la demande et en efficacité énergétique et de présenter les programmes et les mesures qu'il entend mettre en œuvre, ainsi que leur impact sur ses bilans en énergie et en puissance.

[494] Sous réserve des ajustements découlant des décisions relatives à la demande budgétaire 2013, la Régie prend acte des objectifs d'économie d'énergie et de puissance associés au PGEÉ du Distributeur pour 2013.

[495] Dans un souci d'efficacité réglementaire, la Régie demande à ce que dans le prochain dossier tarifaire, le Distributeur fournisse le tableau récapitulatif des impacts énergétiques annuels (GWh ajoutés par programme), incluant les résultats des évaluations passées²¹⁰.

15.3 DEMANDE BUDGÉTAIRE DU PGEÉ 2013

[496] À la différence des dossiers tarifaires antérieurs, le Distributeur ne fournit plus d'aperçu des investissements et des impacts énergétiques qu'il prévoit pour le PGEÉ à l'horizon 2015. La section « Planification de l'efficacité énergétique » de la preuve ne fournit pas d'information à ce sujet et ne remplace pas la section « Aperçu 2015 » qui était auparavant soumise par le Distributeur. En réponse à la Régie qui lui demandait de fournir ces informations, le Distributeur explique que l'information prévisionnelle des programmes du PGEÉ pour les années 2014 et 2015 sera déposée au moment de chacune de ces demandes tarifaires²¹¹.

[497] Le Distributeur ne fournit pas non plus dans la preuve du dossier tarifaire la révision des investissements réels de ses programmes pour l'année précédente, soit 2011 dans le présent dossier. Ces données se trouvent dans le Rapport annuel 2011²¹².

²¹⁰ Équivalent du tableau R-17.1, pièce B-0118, page 42.

²¹¹ Pièce B-0082, page 128, réponse aux questions 53.1 et 53.2.

²¹² Rapport annuel 2011 du 25 mai 2012, pièce HQD-7, document 4, page 7, tableau 3.1.

[498] La Régie demande à ce que l'aperçu 2015 des investissements du PGEÉ ainsi que les investissements réels de l'année précédant l'année de dépôt du dossier tarifaire soient présentés dans les prochains dossiers tarifaires, comme ils l'étaient auparavant, afin de faciliter le suivi budgétaire réglementaire du PGEÉ à l'horizon 2015 dans lequel les investissements et les mises en service peuvent parfois présenter certains écarts.

[499] Sur la base des informations obtenues par la Régie dans le présent dossier, la rétrospective des investissements du PGEÉ et le budget prévu pour 2013 se présentent comme suit :

TABLEAU 28
BUDGETS ANNUELS D'INVESTISSEMENT DU PGEÉ
2013 ET RÉTROSPECTIVE

<i>Programmes / activités du Distributeur (budget en M\$)</i>	<i>2003-2010R</i> ⁽¹⁾⁽²⁾	<i>2011R</i> ⁽⁶⁾	<i>2012 A</i> ⁽³⁾	<i>2013</i>	<i>2003-2013</i>
Marché résidentiel	335	58	66	46	505
Marché affaires	507	91	102	106	806
Innovations technologiques	28	6	8	9	51
Tronc commun	113	14	14	12	153
Gestion de la consommation	0	0	1	1	2
Total des activités du Distributeur ⁽⁴⁾	983	169	191	174	1 690
Contingence	0	0	2	4	6
Frais d'emprunt capitalisés	22	4	4	4	34
Grand total ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	1 007	173	197	181	1 730

Sources : Pièce B-0042, page 8 (tableau 2-1) et page 35 (tableau A-1); pièce B-0082, pages 126-127

Notes : ⁽¹⁾ R = Réel.

⁽²⁾ L'année 2003 inclut les dépenses de 2002.

⁽³⁾ A = Anticipé.

⁽⁴⁾ Les totaux peuvent différer de la somme des données pour cause d'arrondis.

⁽⁵⁾ Grand total = somme des montants des activités du Distributeur, des contingences et des frais d'emprunt capitalisés.

⁽⁶⁾ D'après le Rapport annuel 2011 du 25 mai 2012, pièce HQD-7, document 4, page 7.

[500] Le Distributeur demande un budget de 181 M\$ pour le PGEÉ 2013, ce qui correspond à une baisse de 17 % par rapport au budget 2012 autorisé par la Régie. Ce budget comprend un montant de 1 M\$ destiné aux RA²¹³.

[501] Le budget consacré au secteur résidentiel baisse de 66 M\$ à 46 M\$, alors que ceux consacrés aux secteurs Commercial et Industriel augmentent chacun de 2 M\$ pour atteindre respectivement 74 M\$ et 32 M\$. Les programmes des marchés Affaires représentent donc un total de 106 M\$.

[502] Le budget consacré aux évaluations passe de 6 M\$ en 2012 à 4 M\$ pour 2013.

[503] L'objectif du PGEÉ 2013 est d'ajouter 553 GWh d'économies annuelles, soit 20 % de moins que l'objectif initial de 2012 et 14 % de moins que ce que le Distributeur anticipe comme résultat pour 2012.

[504] Conformément à la décision D-2012-024²¹⁴, le Distributeur présente distinctement les charges et les investissements dans le tableau des suivis budgétaires annuels. Les charges passent de 38 M\$ en 2012 à 35 M\$ en 2013. Le Distributeur précise que pour les marchés résidentiels, affaires (commercial, institutionnel et industriel) et la gestion de la consommation, les charges sont principalement composées de coûts de commercialisation (promotion, publicité, outils promotionnels, site Web, sondages et autres).

[505] Relativement aux innovations technologiques, les coûts de recherche et de développement du Laboratoire des technologies de l'énergie (LTÉ) et les coûts associés aux « Projets d'initiatives structurantes en technologies efficaces » (PISTE) et aux « Initiatives de démonstrations technologiques et d'expérimentation » (IDÉE) font partie intégrante des charges.

[506] Enfin, pour le tronc commun, les charges se composent des coûts de commercialisation (salons, « Alliance Mieux consommer ») et d'administration générale.

²¹³ Pièce B-0042, page 12.

²¹⁴ Dossier R-3776-2011, page 117.

[507] Le Distributeur explique que les principales variations de la proportion des charges, par rapport au budget total, tiennent compte de la stratégie de sensibilisation auprès de la clientèle résidentielle, à laquelle se conjuguent des réductions d'appuis financiers dans certains programmes. L'écart constaté au Tronc commun s'explique par la volonté du Distributeur de concentrer ses efforts d'évaluation sur les programmes qui contribuent le plus à l'atteinte des objectifs du PGEÉ²¹⁵.

[508] Le GRAME interroge le Distributeur sur certains coûts du PGEÉ qui ne se qualifient pas comme immobilisations incorporelles et qui sont donc récupérés comme charges dans les revenus requis de l'année. Or, ces coûts font partie des activités de base du Distributeur et sont relativement stables et prévisibles.

[509] Le Distributeur explique qu'il inclut le PGEÉ dans la catégorie « Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers » puisque la prévision des coûts est établie selon l'évolution annuelle des programmes et des activités sous-jacents au PGEÉ. Il prévoit soumettre une reclassification de cet élément vers ses activités de base lorsque les coûts seront stables sur la base d'au moins deux années de données réelles²¹⁶.

[510] La Régie constate que le programme OIEÉB voit son budget légèrement augmenté à 68 M\$ en 2013 au lieu du montant anticipé de 67 M\$ pour 2012. Elle constate également peu de changements dans les budgets et les objectifs du programme OIEÉSI pour 2013 par rapport aux dépenses et aux résultats anticipés de 2012.

[511] Le programme OIEÉSI constituait le plus important changement apporté au PGEÉ en 2012. Ses résultats anticipés pour 2012 sont inférieurs de 37 % à ce que le Distributeur prévoyait dans le dossier R-3776-2011²¹⁷. Le Distributeur explique que cette situation est due à des retards dans le lancement de certains volets du programme et au contexte économique qui s'est détérioré au cours de la même période²¹⁸.

²¹⁵ Pièce B-0082, pages 132 et 133.

²¹⁶ Pièce B-0089, page 10.

²¹⁷ Dossier R-3776-2011, pièce B-0044, pages 34 à 37.

²¹⁸ Pièce B-0082, pages 130 et 131.

[512] La comparaison du budget 2013 du PGEÉ et des investissements qui y ont été consacrés avec son équivalent du précédent dossier tarifaire²¹⁹, amène au constat d'un ralentissement significatif du niveau des investissements du Distributeur dans le PGEÉ :

- 173 M\$ dépensés en réel en 2011 par rapport au budget anticipé 2011 de 207 M\$, soit une diminution de 34 M\$ ou 16 %;
- 197 M\$ pour l'anticipé 2012 au lieu du 233 M\$ demandé dans le dossier tarifaire précédent. La Régie a accordé 219 M\$, soit une réduction de 6 %. Les dépenses anticipées pour 2012 sont donc de 22 M\$ ou 11 % inférieures au budget accordé par la Régie et de 36 M\$ ou 15 % inférieures au budget initialement demandé;
- 181 M\$ budgétés en 2013 au lieu de 241 M\$ annoncé l'an dernier, soit 60 M\$ ou 25 % de moins que le budget initialement envisagé pour 2013.

[513] Considérant la rentabilité et l'impact tarifaire du PGEÉ 2013 et la baisse du niveau d'investissement proposée par le Distributeur pour le PGEÉ par rapport aux prévisions antérieures, la Régie approuve le budget demandé par le Distributeur pour le PGEÉ 2013.

15.4 MODIFICATIONS AUX PROGRAMMES

15.4.1 MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Récupération de chaleur des eaux de drainage

[514] Les différentes étapes du projet pilote « Système de récupération de chaleur des eaux de drainage » (SRCED) pour bâtiments existants ont été complétées à la fin 2012. À la suite du dépôt du rapport final par le responsable du projet et de son acceptation par le Distributeur, une analyse sera réalisée et des recommandations seront formulées. Le Distributeur envisagera la conception d'un éventuel programme pour cette mesure et des budgets pourraient être demandés dans la prochaine demande tarifaire²²⁰.

²¹⁹ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 116, tableau 29.

²²⁰ Pièce B-0082, pages 133 à 135.

[515] En audience, la question d'une possible erreur sur les coûts unitaires de cette mesure dans les habitations neuves à logements multiples pouvant être raccordés à un même récupérateur a été abordée. Le Distributeur explique que dans certains cas, le gain unitaire moyen par logement doit être multiplié par le nombre de logements raccordés, afin d'obtenir le gain par SRCED²²¹.

[516] Dans la mesure où il est démontré que le SRCED peut être efficace dans le multilogement, il pourrait donc y avoir un ajustement du coût unitaire du SRCED par logement ou des gains unitaires d'un SRCED recevant les eaux de drainage de plusieurs logements.

[517] La Régie demande au Distributeur de faire le point sur le SRCED dans le prochain dossier tarifaire, aussi bien pour la construction neuve que pour la construction existante, à la lumière des résultats du projet-pilote en cours et des performances obtenues en conditions réelles d'utilisation.

Géothermie résidentielle

[518] Le Distributeur décidait en juillet 2012, de mettre fin au programme de géothermie (marché résidentiel) au 31 décembre 2012. Il expliquait sa décision par le taux d'opportunité élevé du programme qui maintenait le test du coût total en ressources (TCTR) négatif avec la méthode retenue par la Régie²²². Selon le rapport de la firme SOM sur l'évaluation du programme « Géothermie » déposé le 25 mars 2011, le taux d'opportunité serait de 49 % en moyenne pour la période 2007 à 2009²²³.

[519] Le Distributeur ajoute que sa décision repose sur les résultats de l'évaluation du programme pour la période 2007 à 2009, mais également sur ses propres évaluations internes et sur la baisse significative des coûts évités depuis 2007²²⁴. Le Distributeur constate qu'après 5 ans « *le nombre de projets qui se réalisent est relativement limité, pour ne pas dire très limité, et qu'une bonne proportion de ces projets-là se serait matérialisée avec ou sans l'aide du Distributeur* »²²⁵. Il considère que le surcoût pour installer un système de géothermie est important et que le déclencheur ne semble pas être l'aide financière qu'il accorde.

²²¹ Pièce B-0157.

²²² Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 129, paragraphe 489.

²²³ Pièce B-0042, page 18, note de bas de page 10; pièce C-CCÉG-0016.

²²⁴ Pièce A-0054, pages 116 et 117.

²²⁵ Pièce A-0054, page 124.

[520] Même si le Distributeur ne considère plus opportun de soutenir les systèmes de géothermie individuels résidentiels, il indique son intention de continuer à s'impliquer dans le cadre de projets plus globaux de type commercial ou communautaire. Également, il examine la possibilité d'intervenir dans le segment des puits communs à la suite du projet pilote PISTE en cours²²⁶.

[521] Le ROÉÉ, le GRAME et la CCÉG considèrent que le choix du Distributeur de mettre fin au programme de géothermie sans avoir produit les rapports et les évaluations demandés dans la décision D-2012-024 est prématuré. Selon ces intervenants, il est possible d'envisager de nouveaux modes de financement qui permettraient de rendre le programme de géothermie résidentielle rentable²²⁷.

[522] Dans son mémoire, la CCÉG soumet que le taux d'opportunité à l'origine de l'évaluation négative de la rentabilité du programme de géothermie est un paramètre subjectif que la plupart des experts considèrent très difficile à évaluer²²⁸. L'intervenante souligne que le taux de bénévolat n'a pas été pris en considération dans l'évaluation du programme²²⁹. Il suffirait d'un taux de bénévolat de l'ordre de 10 % pour que le TCTR du programme redevienne positif²³⁰ et qu'une proportion de bénévoles devrait être évaluée parmi les nombreuses installations qui n'ont pas été enregistrées dans le programme du Distributeur²³¹. En considérant les délais typiquement supérieurs à un an pour la décision d'achat, puis l'installation d'un système géothermique, l'intervenante soulève la possibilité que les participants de 2007 et une partie de ceux de 2008 aient été des opportunistes pour la simple raison que leur décision d'installer un système géothermique et de signer un contrat peut avoir été prise avant l'annonce de la subvention²³². Or, cette réalité n'est pas prise en compte dans le rapport d'évaluation.

²²⁶ Pièce B-0118, page 49.

²²⁷ Pièce C-ROÉÉ-0009, pages 21 à 27, pièce C-GRAME-0010, page 12; pièce C-CCÉG-0008.

²²⁸ Pièce C-CCÉG-0008, pages 24 à 41.

²²⁹ Pièce A-0060, pages 166 et 167.

²³⁰ Pièce C-CCÉG-0008, page 49.

²³¹ Pièce A-0060, pages 168 et 169; pièce C-CCÉG-0008, pages 14 et 15, tableaux 2 et 3.

²³² Pièce C-CCÉG-0008, page 42.

[523] L'intervenante rappelle également l'objectif énoncé par le Distributeur l'an dernier pour justifier la poursuite du programme²³³ :

« ce que l'on vise à faire c'est augmenter le nombre de systèmes de géothermie qui va s'installer au Québec dans la nouvelle construction parce qu'on sait, on croit que le nombre d'opportunistes ne va pas augmenter en proportion. Donc, le taux d'opportunistes va réduire en proportion. Alors [...] on veut vraiment faire une transformation de marché. »

[524] La CCÉG explique que l'appui du Distributeur à la géothermie résidentielle incite les clients à avoir confiance en la technologie et que si le Distributeur abandonne son soutien, cela peut envoyer le message que le Distributeur ne croit plus en cette technologie²³⁴. L'intervenante propose une série de mesures précises impliquant le Distributeur, ses membres et les municipalités²³⁵.

[525] Dans sa décision D-2010-022²³⁶, la Régie demandait au Distributeur de déposer un plan d'action favorisant la géothermie, en augmentant les cibles d'économie d'énergie et le niveau d'aide financière associés à cette mesure. Dans sa décision D-2011-028²³⁷, la Régie encourageait le Distributeur à continuer ses efforts, mais précisait qu'il devait adapter le programme « Géothermie » aux segments de marché pour lesquels il est rentable.

[526] Dans le dossier R-3776-2011, sur la base des résultats du même rapport d'évaluation du programme de géothermie résidentielle actuellement utilisé par le Distributeur pour justifier son retrait du programme, ce dernier propose de réviser les modalités et les paramètres du programme et de hausser les aides financières. Ces modalités sont approuvées par la Régie qui demande au Distributeur :

²³³ Pièce A-0060, page 163; pièce C-CCÉG-0017.

²³⁴ Pièce A-0060, page 180.

²³⁵ Pièce C-CCÉG-0008, pages 54 à 60.

²³⁶ Dossier R-3708-2009, page 101, paragraphe 422.

²³⁷ Dossier R-3740-2010, page 108, paragraphe 436.

« d'évaluer l'impact de ces hausses sur le taux d'opportunité du programme et de déposer les résultats de cette évaluation dès février 2013. »

« d'examiner l'opportunité de nouveaux modes de financement pour le segment de la nouvelle construction résidentielle, tenant compte du fort taux d'opportunité observé dans ce segment [...] et de faire état des résultats de cet examen dès le dossier tarifaire 2013-2014. »

« d'ajouter à son calendrier d'évaluation 2012-2013 l'examen de l'opportunité associé à la Géothermie. »²³⁸

[527] Dans le présent dossier, le Distributeur annonce que le programme « Géothermie » prendra fin le 31 décembre 2012 et pour cette raison, il considère que les demandes de la Régie sont sans objet.

[528] Selon la Régie, la géothermie est une mesure structurante d'efficacité énergétique de long terme résultant d'une infrastructure concrète dont on peut mesurer physiquement les performances²³⁹. Elle mérite d'être considérée sur une période suffisante afin d'en faire l'évaluation.

[529] La Régie est cependant sensible aux préoccupations du Distributeur en ce qui a trait aux coûts des systèmes individuels de géothermie alimentant des résidences unifamiliales. Elle prend acte de l'intérêt du Distributeur envers cette technologie mais avec un partage de puits communautaires comme alternative aux puits individuels.

[530] Également, la Régie constate que le fait de ne pas prendre en compte le taux de bénévolat dans l'évaluation du programme peut affecter considérablement le TCTR. Or, le nombre élevé d'installations résidentielles réalisées en dehors du programme du Distributeur peut représenter un important potentiel de bénévolat.

²³⁸ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 120, paragraphes 440 et 441 et page 128, paragraphe 485.

²³⁹ Rapport de suivi du 16 juin 2011, page 24.

[531] La Régie rappelle à ce propos que les récentes évaluations du programme d'éclairage commercial montrent un taux d'opportunisme élevé difficile à établir, pouvant varier entre 21,8 % et 78,2 %. Le Distributeur tient cependant compte d'un taux de bénévolat qui peut atteindre 15 %²⁴⁰. Dans l'évaluation du programme d'éclairage résidentiel²⁴¹, le Distributeur considère un taux de bénévolat de 1 247 % en contrepartie du taux d'opportunisme de l'ordre de 40 % pour les lampes fluocompactes LFC. La Régie notait alors que le souhait du Distributeur était plutôt de soutenir la transformation du marché de l'éclairage au Québec, « dans une période de transition pour préparer le marché au retrait de l'incandescent et à l'arrivée de diodes électroluminescentes »²⁴². La Régie estime que ce niveau de préoccupation peut être appliqué à la géothermie.

[532] De plus, la Régie constate que la *Stratégie énergétique du Québec 2006-2015* favorise la promotion de la géothermie. Elle considère que dans l'analyse de la rentabilité du programme « Géothermie », le taux de bénévolat devrait être pris en considération. Elle estime que la poursuite du programme permettrait d'implanter les modifications qu'elle a approuvées afin d'en évaluer les impacts, tel que demandé²⁴³. Cela donnerait, par ailleurs, le temps aux parties intéressées d'identifier les segments de marché les plus rentables, de nouveaux moyens pour les rejoindre de même que de nouvelles modalités de financement.

[533] Tel que mentionné précédemment, la Régie ne peut ordonner au Distributeur de poursuivre le programme de géothermie résidentielle. Toutefois, pour les motifs énoncés dans la présente section, elle encourage le Distributeur à poursuivre le programme de géothermie résidentielle pour une autre année et, le cas échéant, accorde à cet effet un budget additionnel ne dépassant pas le budget qu'elle a approuvé à cette fin dans le dossier R-3776-2011. La Régie demande au Distributeur d'inclure éventuellement ce budget lors du dépôt de la nouvelle grille tarifaire.

[534] À la fin de cette période d'une année, selon les résultats obtenus, le Distributeur pourra, s'il le juge opportun, demander le renouvellement du programme de géothermie résidentielle.

²⁴⁰ Rapport de suivi du 3 août 2010, pages 17 à 20.

²⁴¹ Rapport d'évaluation des programmes du PGEÉ, 1^{er} février 2012, Produits Mieux consommer-Éclairage résidentiel (2010), page 26.

²⁴² Rapport de suivi du 9 juillet 2012, page 15.

²⁴³ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, paragraphes 440 et 441.

Autres programmes et mesures du marché résidentiel

[535] Le Distributeur présente les programmes destinés au marché résidentiel.

TABLEAU 4.1 : OFFRE DE PROGRAMMES AU MARCHÉ RÉSIDENTIEL

	Programmes / Volets	Prend fin en 2012	Se poursuit	Démarré en :	
				2012	2013
Diagnostic résidentiel	Diagnostic résidentiel Mieux consommer (DMRC)		✓		
	Service «Comparez-vous»		✓		
Mieux Consommer - résidentiel	Thermostats – Bâtiments existants unifamiliaux et Nouvelles constructions	✓			
	Thermostats – Bâtiments existants multilocatifs		✓		
	Minuteriers		✓		
	Toiles solaires		✓		
	Éclairage (DEL)			✓	
	Éclairage (LFC)	✓			
	Fenêtres et portes-fenêtres		✓		
	Produits électroniques	✓			
	Produits économiseurs d'eau				✓
				✓	
Ménage à faible revenu (MFR)	Rénovation énergétique		✓		
	Social		✓		
	Communautaire - Coopératives		✓		
	Communautaire - OBNL		✓		
	Privé - municipalités		✓		
	Remplacement de frigos énergivores		✓		
	Récupération de frigos et congélos énergivores		✓		
	Géothermie	✓			
	Pompes à chaleur à haut rendement				✓
	Soutien aux projets DUD		✓		

Source : Pièce B-0042, page 14

[536] À propos de la bi-énergie, le ROÉÉ s'inquiète du report du suivi demandé par la Régie l'année dernière²⁴⁴ et craint que le prolongement des échéances nuise au parc de bi-énergie. Il s'inquiète aussi de la possibilité que le transfert de ce suivi dans le dossier du rapport annuel n'empêche les intervenants de faire leurs recommandations à ce sujet dans le cadre de la cause tarifaire, qui est le meilleur forum pour avoir ce débat²⁴⁵. L'intervenant émet plusieurs demandes quant à la bi-énergie²⁴⁶.

²⁴⁴ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, paragraphe 504.

²⁴⁵ Pièce C-ROÉÉ-0009, page 29.

²⁴⁶ Pièce C-ROÉÉ-0009, page 32.

[537] **La Régie demande au Distributeur de déposer un suivi sur la bi-énergie et la promotion du tarif DT, dans le prochain dossier tarifaire, à la lumière du sondage entrepris en 2012.**

[538] **La Régie demande également au Distributeur d'exposer en détail les hypothèses, les budgets et les premiers résultats liés aux produits économiseurs d'eau dans le prochain dossier tarifaire.**

[539] **À part la « Géothermie » et le SRCED, qui font l'objet d'éléments de décision spécifiques, la Régie considère que les modifications proposées par le Distributeur aux programmes destinés au marché résidentiel sont raisonnables et justifiées. Elle approuve le budget de ces programmes et prend acte des économies d'énergie et de puissance prévues qui y sont associées.**

15.4.2 MARCHÉ AFFAIRES

[540] **La Régie considère que les modifications proposées par le Distributeur aux programmes destinés au marché affaires sont raisonnables et justifiées²⁴⁷. Elle approuve le budget de ces programmes et note les économies d'énergie prévues qui y sont associées.**

[541] Cependant, la Régie est préoccupée par le suivi de ces programmes. En effet, il y a actuellement un niveau annuel d'investissement de plus de 100 M\$ en efficacité énergétique dans les programmes d'offres intégrées pour le marché affaires qui ont été lancés depuis 2011. Or, malgré les budgets qui sont consacrés aux évaluations (6 M\$ en 2012 et 4 M\$ en 2013), il ne semble y avoir aucune évaluation externe en cours pour permettre de vérifier la performance de ces nouveaux programmes et d'y apporter sans délai d'éventuels ajustements. **La Régie demande donc au Distributeur de faire état de la situation à cet égard dans le prochain dossier tarifaire.**

²⁴⁷ Pièce B-0042, pages 20 à 23.

15.4.3 INNOVATIONS TECHNOLOGIQUES ET COMMERCIALES

[542] Le Distributeur indique que dans le cadre du programme IDÉE, deux projets étaient complétés en juin 2012, soit le projet « Capteur solaire thermique – chauffe-air » et le projet « Éclairage à induction et lampes DEL dans les serres ». La Régie note toutefois qu'aucune conclusion n'est présentée à propos de ces projets.

[543] **La Régie note que le Distributeur n'a pas présenté dans le présent dossier le suivi demandé sur l'identification d'éventuels marchés-niches pour les technologies solaires²⁴⁸ et s'attend à ce que celui-ci apparaisse dans l'analyse du PTÉ pour de telles mesures en RA.**

[544] **La Régie considère que les propositions du Distributeur dans le cadre de ses programmes IDÉE et PISTE sont raisonnables et justifiées²⁴⁹. Elle approuve le budget de ces programmes et note les économies d'énergie prévues qui y sont associées.**

[545] La Régie encourage le Distributeur et les intervenants à se servir de ces programmes comme plateforme d'échanges et de réflexion en vue d'identifier de nouvelles idées en ce qui a trait aux programmes d'efficacité énergétique, considérant le fait que les causes tarifaires ne sont pas le bon forum pour en débattre²⁵⁰. Le cas échéant, le Distributeur dispose de suffisamment de flexibilité à l'intérieur du PGEÉ pour consacrer plus de ressources à ces deux programmes si des idées jugées prometteuses devaient être évaluées en conditions réelles.

15.4.4 RÉSEAUX AUTONOMES

[546] Le Distributeur présente les faits saillants des activités et des modifications au PGEÉ dans les RA²⁵¹.

²⁴⁸ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 124, paragraphe 461.

²⁴⁹ Pièce B-0042, pages 23 à 25.

²⁵⁰ Pièce A-0060, page 274.

²⁵¹ Pièce B-0042, pages 25 à 27.

**TABLEAU 4.5 : OBJECTIFS ET BUDGET – 2013
EN RÉSEAUX AUTONOMES**

	Impact énergétique (MWh éq. ajoutés)	Budget (en milliers \$)
Total marché résidentiel	243	102
Total marché affaires	776	798

[547] Selon le GRAME, les programmes du PGEÉ ne sont pas bien intégrés à tous les RA, malgré certains résultats positifs. Selon l'intervenant, le principal problème serait le manque d'agents livreurs dans ces réseaux²⁵². Le GRAME propose le recours à des organismes locaux de développement ou à vocation sociale²⁵³ et souligne que des mesures d'efficacité énergétique en RA doivent être appuyées par une tarification non seulement dissuasive mais aussi incitative.

[548] S.É./AQLPA rappelle que le déploiement de parcs éoliens à haute pénétration dans les villages du Nunavik est proposé depuis 2006 dans la Stratégie énergétique du gouvernement du Québec. L'intervenant souligne que depuis plus de quinze ans, un tel déploiement est envisagé par le Distributeur et présenté comme imminent mais qu'aujourd'hui, aucun projet n'a encore été soumis pour autorisation à la Régie²⁵⁴.

[549] À ce sujet, la Régie réitère que le Distributeur doit développer un plan de déploiement concret et rapide de jumelage éolien-diesel (JED) en RA, pour dépôt dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023²⁵⁵.

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

²⁵² Pièce C-GRAME-0010, page 34.

²⁵³ Pièce C-GRAME-0015.

²⁵⁴ Pièce C-SÉ-AQLPA-0029, page 38.

²⁵⁵ Décision D-2011-162, dossier R-3748-2010, pages 97 et 98, paragraphe 354.

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

15.4.5 TRONC COMMUN

[552] La Régie note que le Distributeur ne présente, à part les activités d'évaluation de programmes, aucune description des activités liées au Tronc commun, malgré les investissements de 12 M\$ prévus en 2013. La nouvelle section « Évaluation » de la preuve ne comble pas ce besoin.

[553] **La Régie approuve le budget du Tronc commun et demande au Distributeur de décrire les activités qui y sont associées dans les prochains dossiers tarifaires, en plus des activités d'évaluation.**

PTÉ en gestion de la consommation (réduction de la demande de puissance à la pointe)

[554] Dans sa décision D-2012-024, la Régie demandait au Distributeur d'entreprendre sans tarder la conception de programmes visant la gestion de la consommation, à partir des résultats du PTÉ de puissance²⁵⁶. Le Distributeur a fourni le rapport sur le PTÉ – Gestion de la consommation dans l'État d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement

²⁵⁶ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 128, paragraphe 481.

2011-2020²⁵⁷. Ce PTÉ couvre plusieurs secteurs et l'impact de plusieurs mesures proposées est quantifié. Ce rapport ne contient cependant pas d'évaluation du potentiel commercialement réalisable, la phase de qualification d'opportunités n'ayant pas encore été réalisée en tenant compte des barrières commerciales et de la rentabilité économique des programmes envisageables par le Distributeur.

[555] Par ailleurs, la Régie note que malgré ses demandes antérieures, le budget consacré à la gestion de la consommation, c'est-à-dire à la gestion de la puissance à la pointe, n'est que de l'ordre de 1 M\$, soit 0,5 % du budget global du PGEÉ. En considérant les coûts liés à la garantie de puissance²⁵⁸, la Régie estime que les importants surplus énergétiques actuels, combinés à la forte croissance de la demande à la pointe, exigent des efforts plus intenses en efficacité énergétique ciblant la gestion de la demande à la pointe.

[556] La Régie réitère sa demande au Distributeur²⁵⁹ et l'encourage à entreprendre sans tarder la conception de programmes visant la gestion de la demande à la pointe.

15.5 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES ET IMPACT TARIFAIRE

[557] Le Distributeur présente une analyse de rentabilité et de sensibilité du PGEÉ ainsi que de son impact tarifaire.

[558] L'impact en 2013 des dépenses de mise en œuvre du PGEÉ sur le coût de service du Distributeur est de 213,2 M\$. Le PGEÉ exerce une pression à la hausse sur les revenus requis, donc sur les tarifs d'électricité, de l'ordre de 30 à 40 M\$. L'impact net s'explique principalement par les volumes d'économies d'énergie, lesquels entraînent une perte de revenus pour le Distributeur, ainsi que par le faible niveau des coûts évités sur la période 2013-2022.

²⁵⁷ État d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020.

²⁵⁸ Voir, par exemple, la décision D-2013-021, page 18.

²⁵⁹ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, paragraphe 481.

[559] Toutefois, le TCTR est toujours positif, ce qui signifie que le PGEÉ, dans son ensemble, reste économiquement rentable pour la société, même dans l'analyse du scénario « défavorable ».

[560] Le RNCREQ constate²⁶⁰ que, pour l'ensemble des programmes, les bénéfices pour les participants exprimés par le test du participant (TP) sont beaucoup plus élevés que les bénéfices pour l'ensemble de la société exprimés par le TCTR. Le PGEÉ a également un impact à la hausse sur le tarif, puisque le test de neutralité tarifaire (TNT) est négatif. L'intervenant se questionne sur le niveau des subventions incitatives accordées par le Distributeur et si elles ne pourraient pas être diminuées sans que cela ne compromette la participation aux mesures. Par ailleurs, selon le RNCREQ, les bénéfices du participant devraient être évalués en utilisant pour le TP un taux d'actualisation différent de celui utilisé pour le TCTR.

[561] Malgré l'impact tarifaire du PGEÉ, de 30 à 40 M\$ par année au cours des 10 prochaines années, la Régie constate que le TCTR du PGEÉ dans son ensemble reste positif, même dans un scénario défavorable où les coûts du programme augmenteraient de 21 %, alors que les économies d'énergie et les coûts évités baisseraient de 21 % et de 9 % respectivement, par rapport aux prévisions actuelles du Distributeur. Elle rejette donc la suggestion du RNCREQ.

15.6 ÉVALUATION DES PROGRAMMES PAR VOIE ADMINISTRATIVE

[562] En 2013, le Distributeur déposera trois évaluations de programmes pour le marché résidentiel et trois autres pour le marché affaires. Selon les activités d'évaluation en cours²⁶¹ pour la période 2013-2015, le Distributeur priorisera les programmes à évaluer selon certains critères, notamment l'importance de leur contribution à l'atteinte des économies d'énergie visées pour 2015.

²⁶⁰ Pièce C-RNCREQ-0008, page 29.

²⁶¹ Pièce B-0082, page 143.

[563] Le Distributeur ne prévoit pas planifier d'évaluation du programme OIEÉB avant 2013-2014. Les résultats de ces évaluations ne seraient déposés à la Régie qu'en 2014-2015. Le programme OIEÉSI serait évalué encore plus tard²⁶².

TABLEAU R-60.1
ACTIVITÉS D'ÉVALUATION EN COURS

#	Noms des programmes / volets	Années couvertes par l'évaluation	Fréquence	Année de dépôt (Régie)
Marché résidentiel				
1.	DRMC2 – Approche régionale et communautaire	2008-2010	Continu	2013
2.	MC – Volet Éclairage	2011	Continu	2013
3.	MC – Volet Électroménagers	2010	Continu	2013
4.	Récupération de frigos et congélos énergivores	2010-2011	Continu	2014
5.	MC – Volet Thermostats – Marché existant	2010-2011	Continu	2014
6.	MC – Volet Thermostats – Nouvelle construction	2010-2011	Continu	2014
7.	MC – Volet Thermostats – Multi logements	2010-2011	Continu	2014
Marché affaires – Commercial et Institutionnel				
1.	Initiatives – bâtiments G et M	2010	Continu	2013
2.	Produits efficaces – Éclairage	2010	Continu	2013
Marché affaires – Industriel				
1.	Initiatives – systèmes industriels	2010	Continu	2013

[564] Le tableau précédent montre que le rapport d'évaluation est déposé 4 ans après les actions posées en efficacité énergétique.

[565] La Régie note qu'il y a seulement trois évaluations prévues pour le marché Affaires sur les dix évaluations en cours. Ces évaluations ne seront disponibles qu'au cours de l'année 2013 et ne couvriront que l'année 2010, c'est-à-dire avant les investissements majeurs dans les programmes d'initiatives sur le marché Affaires.

[566] L'évaluation des programmes est une préoccupation constante de la Régie afin d'assurer le suivi du PGEÉ depuis son lancement. L'évaluation et la reddition de compte

²⁶² Pièce B-0118, page 51, tableau R-19.1.

sont certes pertinentes pour évaluer l'atteinte de la cible énergétique fixée par le gouvernement du Québec, mais ce n'est pas la seule finalité de ces évaluations. La Régie distinguait, dans sa décision D-2011-028²⁶³, le suivi, qui relève du Distributeur, de l'évaluation de programmes, pour laquelle le Distributeur doit recourir à des tiers indépendants.

[567] La Régie réitère que, compte tenu de la contribution croissante du marché Affaires aux objectifs du PGEÉ et de l'implication de tiers livreurs de nouveaux programmes dans ce marché, il est risqué pour le Distributeur, sur la seule base des évaluations passées, de présumer que ses hypothèses sont exactes. Ainsi, l'information donnée au rapport annuel 2011 sur le suivi opérationnel du programme OIEÉB²⁶⁴, demeure insuffisante pour valider si les importants investissements réalisés depuis le début de ce programme donnent effectivement les résultats prévus, indépendamment de l'évolution du marché.

[568] Du point de vue de la Régie, les exercices d'évaluation des programmes du PGEÉ ont pour but de vérifier que les sommes qui ont été investies dans le passé l'ont été à bon escient, ce qui implique de valider la totalité des économies d'énergie réalisées à ce jour. Mais ces évaluations doivent avant tout permettre au Distributeur d'appliquer le plus rapidement possible les ajustements nécessaires aux programmes, d'en modifier les conditions et d'ajuster le niveau de financement des différentes mesures qu'ils comprennent afin de maximiser l'impact énergétique des investissements à venir en efficacité énergétique.

[569] L'ajustement du niveau de financement d'une mesure devient important dans un contexte de coûts évités bas qui affectent la rentabilité de certaines mesures ou de certains programmes. Le niveau de soutien apporté à une technologie peut être ajusté pour maintenir le programme plutôt que de le supprimer au constat de sa non rentabilité. La sensibilité du taux de participation en fonction du niveau de financement peut être obtenue à travers les sondages réalisés dans le cadre d'une évaluation de programme.

²⁶³ Dossier R-3740-2010, page 103.

²⁶⁴ Rapport annuel 2011, pièce HQD-7, document 4, page 14.

[570] La Régie a précisé le mode de présentation de ces évaluations dans le dossier tarifaire 2012-2013²⁶⁵. Elle estime qu'il est maintenant nécessaire de prioriser les efforts à entreprendre au niveau des évaluations, de revoir leur niveau de détail, leur finalité et leur fréquence en se concentrant sur les programmes d'envergure et en cours. Pour la Régie, l'objectif des évaluations de programmes est d'en optimiser les retombées futures.

[571] La Régie demande que la priorisation des efforts dans l'exercice d'évaluation des programmes du PGEÉ, la définition de ses objectifs et son utilité pour le Distributeur soient inscrits à l'agenda des rencontres prévues dans le cadre de l'examen par voie administrative des évaluations des programmes du PGEÉ.

16. REVENUS REQUIS

[572] Le Distributeur présente des revenus requis de 11 098,9 M\$ en 2013, détaillés ci-dessous et expliqués aux sections 9, 10, 11 et 13 de la présente décision.

[573] Ce montant tient compte du montant de 30,9 M\$²⁶⁶ ajouté dans la demande amendée du Distributeur déposée le 11 décembre 2012²⁶⁷ et du montant de 16,5 M\$ de la mise à jour du taux de rendement des capitaux propres et du coût moyen de la dette déposée le 23 janvier 2013²⁶⁸.

²⁶⁵ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 114, paragraphe 420.

²⁶⁶ Incluant un ajustement de 0,1 M\$ relatif au rendement de la base de tarification.

²⁶⁷ Pièce B-0144, pages 5 à 7.

²⁶⁸ Pièce B-0168, page 3.

TABLEAU 29
REVENUS REQUIS 2013

<i>(en M\$)</i>	<i>2011</i> <i>(réel)</i>	<i>2012</i> <i>(D-2012-024)</i> <i>Ajustée ⁽¹⁾</i>	<i>2012</i> <i>(réel 4/12 -</i> <i>budget 8/12)</i>	<i>2012</i> <i>(réel 10/12 -</i> <i>budget 2/12)</i>	<i>2013</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2013-2012</i> <i>(D-2012-024)</i>	
Achats d'électricité	4 967,0	5 109,2	4 901,1	4 900,7	5 376,6	267,4	5,2 %
Service de transport	2 659,9	2 583,9	2 583,9	2 583,9	2 606,9	23,0	0,9 %
Distribution							
Charges brutes directes	1 078,5	1 101,1	1 118,8		1 247,9	146,8	13,3 %
Charges de services partagés	511,3	533,8	532,4		562,8	29,0	5,4 %
Coûts capitalisés	(357,6)	(367,2)	(355,4)		(372,0)	(4,8)	1,3 %
Montant additionnel découlant du budget du gouvernement du Québec					30,8	30,8	
Charges d'exploitation	1 232,2	1 267,7	1 295,8	1 250,8	1 469,5	201,8	15,9 %
Achats de combustible	92,2	83,6	83,6	83,6	100,8	17,2	20,6 %
Amortissement et déclassement	802,3	929,4	897,1	883,6	789,9	(139,5)	(15,0 %)
Comptes d'écarts - projets majeurs	(0,1)	(21,5)	(5,4)	(5,4)	5,6	27,1	126,0 %
Taxes	51,9	54,2	54,0	53,1	53,2	(1,0)	(1,8 %)
Autres charges	946,3	1 045,7	1 029,3	1 014,9	949,5	(96,2)	(9,2 %)
Frais corporatifs	30,7	33,4	33,6	32,6	36,7	3,3	9,9 %
Rendement de la base de tarification et charge de désactualisation	843,2	688,5	690,6	748,1	659,7	(28,8)	(4,2 %)
Total Distribution	3 052,4	3 035,3	3 049,3	3 046,4	3 115,4	80,1	2,6 %
Total	10 679,3	10 728,4	10 534,3	10 531,0	11 098,9	370,5	3,5 %

Sources : Pièce B-0019, pages 5 à 7; pièce B-0135, page 4, pièce B-0144, pages 5 à 7; pièce B-0168, page 3

Note 1: Décision D-2012-024 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation de 14,5 M\$ et les transferts organisationnels suivants :

Masse salariale de -10,3 M\$ (pièce B-0026, page 5);

Autres charges directes de -2,8 M\$ (pièce B-0027, page 3);

Charges de services partagés de 11,9 M\$ (pièce B-0028, page 6);

Coûts capitalisés de 1,3 M\$ (pièce B-0032, page 3);

Amortissement et reclassement de -0,1 M\$ (pièce B-0010, page 5).

[574] Les revenus requis demandés par le Distributeur pour l'année témoin 2013 sont en hausse de 370,5 M\$ (3,5 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2012. Cette augmentation est principalement attribuable au poste « Achats d'électricité » pour l'électricité postpatrimoniale.

[575] **Tenant compte des modifications apportées aux revenus requis dans la présente décision, la Régie autorise le Distributeur à récupérer des revenus requis estimés à 10 996,4 M\$ pour l'année témoin 2013, selon la répartition indiquée au tableau suivant.**

TABLEAU 30
ESTIMÉ DES REVENUS REQUIS 2013

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Approvisionnements (voir section 9)		(30,0)	
Montant ajusté dans la demande amendée du Distributeur (voir sections 2 et 11.1.5)		(30,8)	
Charges d'exploitation (voir section 11.1.5)		(31,7)	
Amortissement (voir section 11.2.2)		(10,0)	
Revenus requis	11 098,9	(102,5)	10 996,4

[576] **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives aux revenus requis, en tenant compte de la présente décision. Elle lui demande donc de déposer le détail du calcul des revenus requis ainsi ajustés, au plus tard le 18 mars 2013, à 12 h.**

17. REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

[577] Les revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité réduisent les revenus requis du Distributeur. Ces autres revenus passent de 181,4 M\$, pour l'année autorisée 2012, à 175,3 M\$ pour l'année témoin 2013. La diminution de 6,1 M\$ (-3,4 %) s'explique par des frais d'administration moindres.

TABLEAU 31
REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2011 (réel)</i>	<i>2012 (D-2012-024)</i>	<i>2012 (réel 4/12 - budget 8/12)⁽¹⁾</i>	<i>2013 (projeté)</i>	<i>Différence 2013-2012 (D-2012-024)</i>	
Facturation externe émise	100,9	104,8	99,2	99,4	(5,4)	(5,2 %)
Facturation interne émise	74,8	74,8	74,8	74,3	(0,5)	(0,7 %)
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	2,0	1,8	1,8	1,6	(0,2)	(11,1 %)
Total⁽²⁾	177,7	181,4	175,8	175,3	(6,1)	(3,4 %)

Source : Pièce B-0043, page 3

Note 1: Le Distributeur établit les revenus autres que les ventes d'électricité de la prévision 10/2 2012 à 172,4 M\$ (pièce B-0135, page 4).

Note 2: Le Distributeur a reclassé la rubrique « Récupération de coûts » en réduction des charges d'exploitation (pièce B-0024, page 6).

[578] Les frais d'administration, inclus dans la rubrique « Facturation externe émise », s'élèvent à 59,7 M\$ pour l'année témoin 2013 comparativement au montant autorisé de 69,3 M\$ pour l'année 2012 et de 63,2 M\$ pour l'année de base 2012.

[579] Le Distributeur indique que la baisse de 3,5 M\$ constatée entre l'année témoin 2013 et l'année de base 2012 s'explique par un niveau moins élevé d'inventaire des comptes à recevoir actifs sur lesquels sont calculés les frais d'administration. La stratégie de recouvrement et les efforts du Distributeur permettent de poursuivre la réduction des comptes actifs. Les prévisions des frais d'administration ont été établies en appliquant un pourcentage mensuel aux inventaires des comptes à recevoir actifs.

[580] L'AQCIE/CIFQ recommande d'établir les frais d'administration à 63 M\$ pour l'année témoin 2013 en tenant compte de l'année de base 2012 (63,2 M\$) et de l'année historique 2011 (62,9 M\$).

[581] En audience, le Distributeur prévoit des frais d'administration de 60,4 M\$ en 2012 sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés²⁶⁹. La Régie ne retient pas la recommandation de l'AQCIE/CIFQ puisque les frais d'administration de 59,7 M\$ en 2013 se comparent à ceux de la prévision 2012, sur la base de 10 mois réels et de 2 mois projetés.

[582] Basé sur les écarts prévisionnels des années historiques par rapport aux montants autorisés, l'UC recommande, sur une base transitoire, un compte d'écarts pour les revenus autres que les ventes d'électricité (voir la section 3).

[583] La Régie est d'avis que depuis 2011, il n'y a plus d'écarts prévisionnels importants qui justifient la création d'un compte d'écarts.

[584] La Régie approuve des revenus autres que les ventes d'électricité au montant de 175,3 M\$.

18. RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

[585] 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 projeté 2013²⁷⁰.

[586] La Régie prend acte de la répartition du coût de service proposée par le Distributeur.

²⁶⁹ Pièce B-0135, page 4.

²⁷⁰ Pièce B-0046.

19. CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ

19.1 PRÉCISIONS DANS LE CONTEXTE DE L'IMPLANTATION DE L'INFRASTRUCTURE DE MESURAGE AVANCÉE

[587] Dans le cadre du dossier R-3770-2011, le Distributeur a demandé l'autorisation de réaliser le projet LAD, qui prévoit, pour la zone du grand Montréal, le remplacement de l'ensemble du parc de compteurs par des compteurs de nouvelle génération (CNG).

[588] Le Distributeur indique dans la présente demande que l'implantation de la phase 1 nécessite des ajustements au libellé de certains articles des *Conditions de service d'électricité* (CDSÉ), compte tenu des caractéristiques propres aux CNG. Plus précisément, certains articles des CDSÉ prévoient des modalités distinctes pour l'abonnement pour lequel seule l'énergie est mesurée et celui pour lequel la puissance et l'énergie sont mesurées. Or, tous les modèles de CNG mesurent la puissance en plus de l'énergie.

[589] Afin de préserver le traitement actuel des abonnements et de rencontrer l'objectif à l'origine de cette distinction, le Distributeur propose de modifier le libellé de l'article 11.1 en remplaçant les mots « *facturée, mesurée et calculée* » par « *facturée* » pour déterminer la fréquence de relève. Il suggère également de préciser que la fréquence de relève est liée au fait qu'une puissance soit facturée et non au type de compteur installé ou au seuil de 50 kW.

[590] Par ailleurs, le Distributeur n'étant pas toujours en mesure de procéder à la relève du compteur à la date précise du déménagement, il propose de modifier l'article 11.2 des CDSÉ afin d'éviter une éventuelle confusion entre la relève du client et celle du Distributeur ainsi que par souci de cohérence avec la date de terminaison du contrat d'abonnement.

[591] D'autres ajustements sont également nécessaires aux articles 11.3 et 11.5 en respect des pratiques actuelles, tant pour les compteurs existants que pour les CNG²⁷¹.

²⁷¹ Pièce B-0048, pages 5 et 6.

[592] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve les modifications demandées aux articles 11.1, 11.2, 11.3 et 11.5.

19.2 MODIFICATIONS RELATIVES AU MODE DE VERSEMENTS ÉGAUX

[593] Le Distributeur a mis en place le MVÉ à la fin des années 70 afin d'offrir à sa clientèle, qui utilisait de plus en plus l'électricité comme principale source de chauffage, un mode de paiement pour répartir plus uniformément le coût total de sa facture sur toute l'année bien que sa consommation soit plus importante durant les mois d'hiver.

[594] Le versement est calculé selon une estimation de la consommation du local, incluant un ajustement pour l'effet climatique et, à la fin de l'année, le Distributeur calcule l'écart entre le coût de la consommation réelle et les sommes facturées, afin de déterminer le solde créditeur ou débiteur.

[595] La présence d'un solde à payer plus élevé lors du dernier versement mensuel peut se révéler une source d'irritation pour certains clients. Cette situation semble découler, entre autres, du nom donné au service. En conséquence, afin de mieux refléter la nature du service offert, le Distributeur propose l'appellation « *Plan de paiement* ».

[596] De plus, le Distributeur demande, dans le cas des nouvelles constructions ou dans le cas de locaux existants pour lesquels on constate des périodes de vacance antérieures, l'ajout aux CDSÉ d'un nouveau critère d'adhésion au MVÉ, « *soit la présence d'un historique de consommation suffisant²⁷² pour pouvoir procéder à une estimation raisonnable du montant du versement mensuel* »²⁷³, à toutes fins pratiques, un historique de 11 mois.

²⁷² Pièce B-0082, page 159, question 67.1. Pour le Distributeur, le terme « suffisant » désigne un historique de 11 mois, incluant la période d'hiver.

²⁷³ Pièce B-0048, page 11.

[597] Néanmoins, le Distributeur continuera d'accepter, dans les autres situations, les demandes d'adhésion dès l'emménagement du client, bien que cela accroît le risque de générer un solde créditeur ou débiteur. Pour pallier ce risque, le Distributeur propose de conserver la possibilité de réviser l'entente s'il constate un écart « *significatif* »²⁷⁴, même si une révision en cours d'entente n'est pas nécessairement optimale pour sa clientèle.

[598] En réponse à une préoccupation exprimée par l'ACEFO, le Distributeur précise que les applications en ligne disponibles ne reflètent pas les habitudes de consommation d'un client ou les particularités d'un local précis et qu'il n'entend pas développer de nouvelles applications spécifiques, puisque cette situation ne touche qu'un faible volume de clients et que l'historique de 11 mois permet d'atteindre le résultat recherché²⁷⁵.

[599] L'ACEFQ considère qu'il est prématuré d'accepter les modifications proposées par le Distributeur et recommande plutôt qu'une réflexion approfondie sur l'amélioration des communications avec la clientèle soit faite en vue d'apporter des changements d'ici la prochaine cause tarifaire.

[600] Néanmoins, l'ACEFQ recommande d'accepter la proposition visant à répartir le solde débiteur sur une période de 12 mois²⁷⁶ et recommande que le Distributeur utilise de façon proactive la révision intermédiaire au cours de l'entente s'il prévoit un solde important à payer en fin d'année.

[601] OC appuie « *les modifications apportées à l'article 11.9 et considère que le changement de nom du programme est approprié et qu'il devrait permettre d'envoyer un signal plus clair aux consommateurs quant aux modalités de ce programme. L'historique de consommation requis de 11 mois apparaît justifiable compte tenu des fluctuations saisonnières de la consommation énergétique* »²⁷⁷.

[602] Quant à l'UMQ, elle est en accord avec les modifications proposées par le Distributeur puisqu'elles vont lui permettre notamment de mieux gérer ses mauvaises créances.

²⁷⁴ Pièce B-0082, page 161, question 67.3. Pour le Distributeur, un écart de 30 % est jugé significatif.

²⁷⁵ Pièce B-0083, pages 22 à 24, questions 10 et 11.

²⁷⁶ Pièce B-0082, pages 159 et 160, question 67.2.

²⁷⁷ Pièce C-OC-0009, page 10.

[603] L'UC ne croit pas que le changement de nom soit nécessaire et ne se prononce pas sur les autres modifications proposées par le Distributeur²⁷⁸. Cependant, l'intervenante demande à la Régie de recommander la promotion active du MVÉ auprès de sa clientèle afin de réduire les mauvaises créances en hiver et les difficultés de paiement²⁷⁹.

[604] En audience, le Distributeur confirme à quelques reprises ne pas avoir d'engagement ou d'objectif défini quant au taux de pénétration du MVÉ auprès de sa clientèle, ni d'activité promotionnelle à cet égard. Selon lui, ce programme est bien connu et il précise que 40 % de sa clientèle y adhère²⁸⁰.

[605] Quant au changement de nom, le Distributeur explique que sa proposition est basée sur les informations recueillies par divers moyens dont « *les écoutes d'appels, les analyses d'indicateurs, les sondages et les groupes de discussion* » où il a « *pu constater une difficulté de sa clientèle à comprendre le lien entre une mensualité estimée et leur consommation réelle, et plus particulièrement la constitution d'un solde de fin d'année* »²⁸¹.

[606] En audience, la Régie propose au Distributeur un exercice de compréhension d'une facture en MVÉ. Cet exercice démontre la difficulté de compréhension de cette dernière, même par le Distributeur. À cet égard, le Distributeur se dit sensible à cette difficulté et partage les préoccupations de la Régie. C'est pourquoi, il travaille régulièrement à l'amélioration de sa facture afin d'en faciliter la compréhension²⁸².

[607] **La Régie accueille favorablement l'ajout du nouveau critère d'adhésion au MVÉ, soit l'exigence d'un historique de consommation de 11 mois pour les nouvelles résidences et les locaux existants pour lesquels on constate des périodes de vacance antérieures.** Il apparaît justifiable d'établir un tel historique afin de procéder à une estimation raisonnable du montant du versement mensuel et ainsi éviter un solde important en fin d'année.

²⁷⁸ Pièce C-UC-0060, page 10.

²⁷⁹ Pièce C-UC-0060, page 10.

²⁸⁰ Pièce A-0047, pages 57 à 59.

²⁸¹ Pièce A-0047, page 61.

²⁸² Pièce A-0050, pages 65 à 68.

[608] **La Régie approuve l'introduction d'une révision intermédiaire, si un écart significatif est constaté entre les montants mensuels et le coût réel de la consommation ainsi que l'étalement sur 12 mois du solde débiteur de fin d'année.** Ces propositions permettront aux consommateurs de diminuer l'impact d'un ajustement important à la révision annuelle.

[609] Toutefois, la Régie n'est pas convaincue que c'est le nom utilisé actuellement qui crée de la confusion auprès de la clientèle. C'est plutôt la méconnaissance du service ainsi que la confusion quant aux informations incluses sur la facture qui entraînent l'incompréhension de la clientèle. **Par conséquent, la Régie ne juge pas approprié de modifier, à cette étape-ci, le nom du service.**

[610] **La Régie est d'avis que les modifications apportées au MVÉ devraient être, pour le Distributeur, une excellente occasion d'expliquer et de promouvoir auprès de la clientèle l'utilisation de ce service. De plus, la Régie invite le Distributeur à maintenir ses efforts d'amélioration de la facture afin d'en faciliter la compréhension.** Une facture plus compréhensible améliorera la satisfaction de la clientèle et réduira les plaintes.

19.3 NOUVEL ARTICLE PERMETTANT LA MISE EN OEUVRE D'ACTIVITÉS PROMOTIONNELLES

[611] Le Distributeur souhaite mettre en place différentes initiatives permettant d'améliorer l'expérience client à tous ses points de contacts dans l'organisation.

[612] Dans ce contexte, le Distributeur demande d'introduire un nouvel article pour permettre la mise en œuvre d'activités promotionnelles spécifiques, circonscrites dans le temps (par exemple, durant la période de pointe des emménagements et déménagements), pour accroître la notoriété de certains canaux libres-services ou moins coûteux (par exemple, la facture internet) et encourager leur utilisation²⁸³.

²⁸³ Pièce B-0048, page 13.

[613] Le nouvel article 2.3 des CDSÉ proposé prévoit ce qui suit :

« Le Distributeur peut réaliser des activités promotionnelles relatives aux modalités décrites aux chapitres 5 et 11 des présentes conditions de service. Ces activités promotionnelles doivent être temporaires et peuvent s'appliquer à l'ensemble de la clientèle ou à divers groupes de clients, de manière à réduire les frais payables par les clients visés en vertu du chapitre 12 des Tarifs et conditions du Distributeur.

Le Distributeur fait rapport à la Régie de l'énergie de ces activités promotionnelles, selon les instructions données par celle-ci. »²⁸⁴

[614] Le Distributeur souhaite que ces initiatives et les projets mis en œuvre aient un impact neutre ou favorable sur les tarifs. Comme mécanisme de suivi, le Distributeur propose de présenter les analyses de rentabilité et les activités commerciales amorcées dans le cadre de son Rapport annuel.

[615] Enfin, le Distributeur avise préalablement la Régie de son intention de procéder à la mise en œuvre d'initiatives ou de projets pilotes dans le cadre de ce nouvel article. En réponse à la demande de la Régie, le Distributeur indique qu'il répondra diligemment aux mécanismes de suivi additionnels que la Régie pourrait demander²⁸⁵.

[616] L'ACEFQ appuie l'intention du Distributeur et recommande « *que des projets-pilotes soient réalisés et rapportés à la Régie non pas seulement afin « d'évaluer le coût et les gains potentiels d'une [...] mesure » promotionnelle mais en incluant une évaluation ou une vision globale du ou des services concernés »²⁸⁶.*

[617] OC appuie la demande du Distributeur. Elle indique être préoccupée par la modification des habitudes de communication et que d'éventuels fraudeurs exploitent le cadre promotionnel pour demander aux clients certains renseignements personnels pour mener d'autres activités frauduleuses. OC signale aussi qu'en Ontario, de faux vendeurs de dispositifs électriques se faisaient passer pour des employés de Hydro One²⁸⁷.

²⁸⁴ Pièce B-0070, page 14.

²⁸⁵ Pièce B-0082, réponse 68.4, page 163.

²⁸⁶ Pièce C-ACEFQ-0014, page 11.

²⁸⁷ Pièce C-OC-0011, pages 1 et 2.

[618] L'UC est d'avis que le Distributeur souhaite se soustraire à la surveillance de la Régie en ce qui a trait aux pratiques de tarification liées à l'abonnement, à la facturation, au paiement de son service de distribution d'électricité et à l'utilisation de certains services à la clientèle : « *Pour UC, l'acquiescement de la Régie à la demande du Distributeur constituerait un dangereux précédent où elle renoncerait à exercer la juridiction que le législateur lui a confiée* »²⁸⁸. Elle recommande, en conséquence, à la Régie de rejeter cette proposition du Distributeur²⁸⁹.

[619] L'UMQ appuie la proposition du Distributeur. L'intervenante mentionne que les municipalités peuvent témoigner de l'intérêt qui découle de la communication continue dans une gamme très étendue de services au citoyen : « *L'UMQ insiste toutefois pour que les éventuels gains d'efficacité obtenus par la mise en œuvre de telles activités promotionnelles puissent être identifiés, isolés des coûts du Distributeur et redistribués à la clientèle par un mécanisme connu* »²⁹⁰.

[620] **Puisque les activités promotionnelles que le Distributeur désire mettre en œuvre ont pour but d'améliorer le service à la clientèle, tout en réduisant les frais payables, et qu'elles se réaliseront à l'intérieur d'une année, la Régie approuve la proposition du Distributeur.** La Régie comprend que si le projet s'avère rentable et concluant, le Distributeur fera une demande formelle à la Régie pour que l'activité devienne permanente.

[621] **La Régie approuve la proposition du Distributeur de faire le suivi des activités promotionnelles dans le cadre de son Rapport annuel.**

19.4 NOUVEAUX PRIX FORFAITAIRES POUR CERTAINES INTERVENTIONS LIÉES À L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE

[622] Dans le cadre du dossier R-3535-2004, le Distributeur demandait l'approbation de prix unitaires servant à calculer le montant de la contribution du requérant lorsqu'une telle contribution est requise. Cette approche a permis de simplifier le calcul des contributions, en utilisant une liste de prix uniformes. Le Distributeur propose de poursuivre l'exercice

²⁸⁸ Pièce C-UC-0015, page 5.

²⁸⁹ Pièce C-UC-0015, page 10.

²⁹⁰ Pièce C-UMQ-0011, page 39.

amorcé en 2004 en permettant l'introduction de nouveaux coûts forfaitaires dans les Tarifs pour certains types d'interventions.

[623] Le Distributeur a identifié un certain nombre d'interventions pour lesquelles il considère approprié d'établir le coût sur la base des moyennes, en se basant sur les coûts facturés en fonction des prix unitaires déjà approuvés. Il propose certaines interventions à un coût unique qui comprendrait à la fois les matériaux et la main-d'œuvre²⁹¹.

[624] Les clients qui feraient une demande d'intervention pourraient donc connaître rapidement le montant des travaux correspondant à leur demande et le Distributeur bénéficierait de gains d'efficacité significatifs.

[625] Le Distributeur propose l'ajout de trois interventions dans le cadre du présent dossier :

- I. Alimentation temporaire en souterrain de 200 A à la tension monophasée 120/240 V
 - Cette intervention vise notamment à répondre à des demandes d'alimentation temporaire pour des événements ponctuels, par exemple des festivals.
 - La facturation du client à prix forfaitaire s'appliquerait lorsque l'installation du client rencontre les critères suivants :
 - raccordement simple au moyen d'une ligne existante;
 - tension pour l'alimentation disponible;
 - aucuns travaux civils requis.
- II. Alimentation temporaire en aérien de 200 A avec modification temporaire, à la tension monophasée 120/240 V
 - Cette intervention peut impliquer le remplacement d'un transformateur afin de répondre aux besoins du client pendant le temps de la construction.

²⁹¹ Pièce B-0048, page 15.

- La facturation du client à prix forfaitaire s'appliquerait lorsque les travaux se font dans les conditions suivantes :
 - tension pour l'alimentation disponible;
 - ligne moyenne tension existante.

III. Modification d'un branchement aérosouterrain d'au plus 200 A à la tension monophasée 120/240 V

- L'intervention fait généralement suite à un agrandissement de l'immeuble ou à l'ajout d'une dépendance et couvre des travaux permanents du Distributeur.
- La facturation du client à prix forfaitaire s'appliquerait lorsque les exigences suivantes sont respectées :
 - branchement aérosouterrain appartenant au client;
 - aucun câble souterrain fourni par Hydro-Québec;
 - aucuns travaux civils par Hydro-Québec requis.

[626] Avec l'introduction des montants forfaitaires proposés, des modifications aux articles 15.8 et 17.1 des CDSÉ sont nécessaires afin que les coûts complets réels ne soient pas calculés pour ce type d'intervention.

[627] Le Distributeur propose d'introduire à l'article 12.8 des Tarifs une nouvelle catégorie nommée « Interventions à prix forfaitaires »²⁹².

[628] OC ne s'oppose pas à l'introduction des nouveaux prix forfaitaires. L'intervenante est d'avis que ces changements pourraient générer des gains d'efficacité et faciliter la transaction effectuée entre le client et le Distributeur. OC demande que le Distributeur dépose en suivi le coût réel des interventions²⁹³.

[629] L'UMQ soutient que le Distributeur fera des gains d'efficacité en ajoutant les trois interventions demandées dans la catégorie des prix forfaitaires, bien qu'il s'agisse d'une pratique qui s'éloigne du principe de l'utilisateur-payeur. L'intervenante ajoute que plusieurs municipalités appliquent déjà cette pratique des tarifs prédéterminés.

²⁹² Pièce B-0048, page 19.

²⁹³ Pièce C-OC-0009, page 12.

[630] **Puisque la demande d'introduction de trois interventions à montants forfaitaires permet d'améliorer l'efficacité et la prévisibilité des coûts pour la clientèle, la Régie approuve les modifications demandées aux articles 15.8 et 17.1 des CDSÉ afin que ces interventions spécifiques soient facturées à prix forfaitaires et que les coûts complets réels ne soient pas calculés à leur égard.**

[631] **La Régie approuve également la modification de l'article 12.8 des Tarifs qui introduit une nouvelle catégorie nommée « Interventions à prix forfaitaire ». Toutefois, afin d'éviter toute confusion pour le client, elle demande au Distributeur d'ajouter les conditions applicables à chacune des interventions, c'est-à-dire les conditions énoncées à la pièce B-0048²⁹⁴ au texte dudit article.**

19.5 INTRODUCTION D'UNE MESURE STRUCTURANTE PERMETTANT UNE MEILLEURE GESTION DU RISQUE DE CRÉDIT DES CLIENTS RÉSIDENIELS

[632] Le Distributeur observe une hausse de ses inventaires de comptes à recevoir et une diminution des ententes de paiement avec sa clientèle résidentielle en période hivernale. L'incertitude économique qui persiste, son obligation d'alimenter tous ses clients, la facturation après consommation de l'électricité et l'impossibilité d'interrompre le service électrique en période hivernale, contribuent à l'absence de priorisation du paiement de la facture d'électricité par certains clients résidentiels. Le Distributeur est d'avis qu'il est opportun de proposer des mesures pour contrer l'endettement des clients résidentiels à son égard.

[633] Le Distributeur demande à la Régie l'autorisation de modifier les CDSÉ pour prévoir, de façon spécifique, la transmission des données de crédit de l'ensemble de ses clients résidentiels aux agences de renseignements personnels (ARP) afin que ces clients modifient leurs habitudes de paiement et privilégient le paiement de leur facture d'électricité. Cette mesure apparaît moins coercitive qu'une demande de dépôt lors de l'abonnement, mesure que pratiquent plusieurs services publics canadiens²⁹⁵.

²⁹⁴ Page 17, section 4.2.1, lignes 15 à 17, page 18, section 4.2.2, lignes 10 et 11, et section 4.2.3, lignes 22 à 24.

²⁹⁵ Pièce B-0073, page 3.

[634] Cette mesure structurante proposée permettra au Distributeur d'être mieux outillé pour répondre aux attentes de la Régie de réduire la DMC. En effet, malgré des activités de recouvrement soutenues et le recours à l'ensemble des outils de recouvrement actuellement disponibles (avis de rappel, avis de retard, avis d'interruption, interruption de service, portefeuille d'ententes de paiement et dépôt en cas d'avis de retard ou de faillite), la DMC a connu une croissance de 26 % entre 2009 et 2011, passant de 72 M\$ à 91 M\$²⁹⁶.

[635] L'ACEFO, l'ACEFQ, OC et l'UC s'opposent catégoriquement à la proposition du Distributeur, pour de multiples raisons. Ces intervenantes soulèvent, entre autres, la faiblesse du rapport du *Political & Research Council* (PERC) sur lequel s'appuie la demande du Distributeur, en attaquant principalement la qualité des sources qui sont à l'origine du contenu du rapport.

[636] Certaines d'entre elles allèguent le fait que le projet du Distributeur pourrait avoir un impact marginal sur les mauvaises créances, tout en mettant à risque l'ensemble de la clientèle. L'impact d'une inscription litigieuse ou erronée au dossier de crédit du consommateur et la difficulté d'en faire la correction sont aussi mentionnés. Également, la possible non conformité du projet à la *Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et la protection des renseignements personnels* est soulevée.

[637] L'AQCIE/CIFQ, la CORPIQ et l'UMQ appuient la demande du Distributeur.

[638] Dans sa réplique, le Distributeur précise que sa proposition n'est pas uniquement fondée sur une étude dont plusieurs intervenants contestent la crédibilité, mais beaucoup sur son expérience auprès de sa clientèle²⁹⁷. Il ajoute que seul son témoin entendu à l'audience a de l'expérience en recouvrement de masse et que fort de cette expérience et du suivi de ses opérations, il lui apparaît pertinent de mettre en place cette mesure²⁹⁸.

[639] La Régie comprend le contexte du Distributeur et l'appuie dans sa recherche de solutions afin de diminuer la DMC. Cependant, elle considère insuffisants les arguments et la preuve présentés par le Distributeur pour justifier sa demande.

²⁹⁶ Pièce B-0073, page 3.

²⁹⁷ Pièce A-0068, pages 18 et 19.

²⁹⁸ Pièce A-0068, pages 19 et 20.

[640] En effet, le Distributeur fonde principalement sa demande sur le rapport du PERC dont la qualité des sources est contestable, sur des informations verbales obtenues auprès de la clientèle et sur l'hypothèse, non documentée, que cette dernière ne priorise pas le paiement de la facture d'électricité.

[641] De plus, le Distributeur prévoit transmettre l'information de l'ensemble de la clientèle aux agences de crédit, incluant les bons payeurs qui représentent 95 % de cette dernière, sans avoir évalué les impacts négatifs d'une erreur d'inscription au dossier de crédit et la difficulté d'en faire la correction. D'ailleurs, l'efficacité à long terme de la mesure proposée par le Distributeur est incertaine. De plus, les impacts négatifs apparaissent plus importants que les gains anticipés.

[642] Finalement, la Régie considère que le Distributeur n'a pas démontré avoir pleinement utilisé tous les moyens à sa disposition, dont l'utilisation accrue du MVÉ et la flexibilité des ententes de paiement, pour diminuer la DMC.

[643] Pour ces motifs, la Régie rejette la proposition du Distributeur de modifier les CDSÉ afin qu'il puisse transmettre les données de crédit de l'ensemble de ses clients résidentiels aux agences de renseignements personnels.

[644] Néanmoins, la Régie note une volonté de la part des intervenants de travailler conjointement avec le Distributeur afin de trouver des solutions qui permettraient de diminuer la DMC. **Ainsi, elle encourage le Distributeur à considérer l'offre des intervenants et les propositions présentées au présent dossier, dont la promotion du MVÉ, la flexibilité sur les ententes de paiement et l'utilisation de nouvelles technologies telles que celles qui découleraient du projet LAD.**

19.6 AJUSTEMENTS DE TEXTE ET ABROGATION D'UN ARTICLE

[645] Le Distributeur demande six ajustements de texte aux CDSÉ et l'abrogation d'un article²⁹⁹.

²⁹⁹ Pièce B-0048, page 32.

19.6.1 AJUSTEMENTS DE TEXTE

Frais liés aux ouvrages civils lors des conversions à la tension 347/600 V

[646] Le Distributeur souhaite prévoir des règles claires en cas de conversion en basse tension afin notamment d'établir la répartition des coûts entre le Distributeur et le client. Il demande d'introduire un nouvel article 14.9 qui lui permettrait en tout temps de changer la tension de l'alimentation de l'installation électrique du client à 600 V, 3 fils pour adopter la tension triphasée 347/600 V.

[647] Le Distributeur précise que « [l]a conversion de 600 V vers la tension 347/600 V ne requiert généralement pour le client que l'ajout d'un neutre, ce qui occasionne peu de frais »³⁰⁰.

[648] **La Régie approuve l'article proposé par le Distributeur. Cependant, elle n'accepte pas que cet article soit numéroté « 14.9 ». Elle demande au Distributeur qu'il soit plutôt numéroté « 14.3.1 ». À cet effet, le Distributeur pourra, s'il le juge nécessaire, ajouter un sous-titre à cet article.**

Obligation du client d'installer des transformateurs à double enroulement

[649] Lors du dossier R-3535-2004, le Distributeur ne prévoyait pas convertir massivement le réseau de distribution à la tension 25 kV. Dans le présent dossier, il souligne : « [t]outefois, puisque le Transporteur réalisera la conversion de plusieurs postes satellites de la région de Montréal au cours des 15 prochaines années, le Distributeur procédera lui aussi à la conversion à 25 kV de plusieurs des lignes 12 kV »³⁰¹.

[650] Le Distributeur souhaite, en conséquence, modifier l'article 14.11 des CDSÉ afin que « tout nouveau client soit prêt à recevoir cette tension, et ce, peu importe la tension offerte là où il s'installe »³⁰².

³⁰⁰ Pièce B-0048, page 30.

³⁰¹ Pièce B-0048, page 31.

³⁰² Pièce B-0048, page 31.

[651] La Régie approuve la demande de modification de l'article 14.11.

Correction du facteur de puissance par les clients d'usage domestique

[652] Depuis le 1^{er} avril 2009, la puissance apparente en kVA est prise en compte dans la facturation des clients d'usage domestique. Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur demande d'ajouter les mots « usage domestique » au premier paragraphe de l'article 18.15 afin que ces clients soient tenus d'apporter les correctifs nécessaires, en cohérence avec les dispositions interprétatives des Tarifs.

[653] La Régie approuve la modification de l'article 18.15 qui permet une sensibilisation des clients d'usage domestique aux appels de puissance.

Correction mineure à l'article 18.2

[654] Le Distributeur demande d'ajouter le terme « bâtiment » qui est erronément absent au dernier paragraphe de l'article 18.2.

[655] La Régie approuve l'ajout du terme « bâtiment » à l'article 18.2 afin d'assurer la cohérence avec le premier paragraphe de cet article.

Mise à jour des articles 19.1 et 19.2

[656] La demande du Distributeur vise à ajuster les dates de mise en application des modifications approuvées dans le cadre du présent dossier, soit le 1^{er} avril 2013.

[657] La Régie approuve les dates de mise en application prévues aux articles 19.1 et 19.2 telles que proposées par le Distributeur.

19.6.2 ABROGATION D'UN ARTICLE

Conversion de tension et fourniture d'un poste abaisseur

[658] Les CDSÉ actuelles prévoient l'installation, par le Distributeur, d'un poste abaisseur de tension pour une durée maximale de trois ans, afin de donner au client un délai pour modifier son installation électrique et recevoir une tension d'alimentation de 25 kV. Bien qu'elle soit provisoire, cette mesure ne constitue pas une véritable solution et même entraîne sa part de problème du fait que certains clients ne font pas les modifications nécessaires à l'intérieur du temps prévu. Cette mesure occasionne également un coût d'exploitation important par ailleurs. Le Distributeur mentionne que l'installation d'un poste abaisseur en réseau nuit à la précision requise dans le cadre du projet CATVAR en produisant une chute de tension additionnelle. Le Distributeur n'installera donc plus de postes abaisseurs. En conséquence, il demande l'abrogation de l'article 14.12.

[659] **Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie abroge l'article 14.12. Elle demande au Distributeur d'indiquer la mention « abrogé » en lieu et place du texte de cet article. Par conséquent, la Régie n'accepte pas la proposition du Distributeur de procéder à la renumérotation des articles subséquents du chapitre 14.**

19.7 POLITIQUE DE DÉPÔT POUR LES ABONNEMENTS COMMERCIAUX ET D'AFFAIRE

[660] Dans le cadre du dossier R-3439-2000, le Distributeur proposait des modifications à sa politique de crédit et de recouvrement pour la clientèle commerciale et d'affaire³⁰³. L'une des modifications acceptées par la Régie visait à remplacer la politique quasi systématique de dépôts par une évaluation de leur pertinence sur la base du risque financier. La Régie indiquait alors qu'il convenait de « *personnaliser cette protection selon le niveau de risque de chaque client* »³⁰⁴.

³⁰³ Dossier R-3439-2000, pièce HQD-9, document 1.

³⁰⁴ Décision D-2001-259, page 14.

[661] La FCEI a démontré que lorsque le Distributeur exige un dépôt, il exige systématiquement le montant maximal permis, alors que les CDSÉ lui donnent une discrétion à cet égard. L'intervenante comprend la nécessité des dépôts, mais indique que les dépôts exigés peuvent constituer un fardeau important pour les entreprises qu'elle représente³⁰⁵.

[662] De plus, la FCEI est préoccupée par la croissance du nombre de dépôts pour crédit douteux qui a doublé entre 2008 et 2011³⁰⁶, alors que sur la même période, le nombre d'abonnements présentant des retards de paiement a chuté de 30 %³⁰⁷.

[663] La FCEI estime que le Distributeur devrait présenter les facteurs considérés dans l'analyse de risque ainsi que le protocole qui lui permettent de décider si un dépôt doit ou non être demandé³⁰⁸.

[664] La FCEI demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de modifier sa pratique d'affaires qui consiste à demander systématiquement le dépôt maximal permis³⁰⁹. Elle estime que le niveau des dépôts demandés aux clients devrait être fonction du niveau de risque que ces derniers représentent. Cependant, la FCEI ne demande pas de modifications aux CDSÉ à ce sujet.

[665] Le Distributeur indique que le dépôt maximum prévu aux CDSÉ lui permet de couvrir son risque, qui est d'au moins 51 jours d'énergie consommée, et ajoute en ces termes : « *il nous permet de couvrir à peine le risque associé à ce nouveau client-là. Donc, c'est vraiment une couverture qui, à mon sens, est minimale par rapport au risque qu'on encoure puisqu'on ne peut pas refuser le service, on a l'obligation de desservir* »³¹⁰.

[666] La Régie demande au Distributeur de poursuivre le dialogue avec la FCEI et de déposer une proposition dans le prochain dossier tarifaire afin que le dépôt exigé tienne compte du niveau de risque de défaut de paiement du client visé.

³⁰⁵ Pièce C-FCEI-0009, page 4.

³⁰⁶ Pièce B-0088, tableau R-3.1-B.

³⁰⁷ Pièce B-0088, tableau R-3.13.

³⁰⁸ Pièce C-FCEI-0009, page 5.

³⁰⁹ Pièce C-FCEI-0009, page 5.

³¹⁰ Pièce A-0047, page 136.

19.8 RESPONSABILITÉ DU PROPRIÉTAIRE ENTRE DEUX LOCATIONS D'UN LOGEMENT

[667] La CORPIQ, dont 80 % des membres sont propriétaires d'un duplex ou d'un triplex³¹¹, soumet à la Régie trois problématiques qui découlent de l'article 6.6 des CDSÉ :

- la responsabilité d'un locataire de souscrire un abonnement auprès du Distributeur dès son arrivée dans le logement;
- la responsabilité d'un propriétaire dans le cas d'un local laissé vacant;
- les délais imposés aux propriétaires d'immeubles locatifs pour exercer leurs droits à l'égard d'un abonnement.

[668] A cet égard, la CORPIQ présente les recommandations suivantes³¹² :

- Recommandation 1 : Modification de l'article 5.1 des CDSÉ
 - Que les CDSÉ obligent de manière expresse la création d'un lien de droit entre le Distributeur et le titulaire de l'abonnement en précisant que quiconque désire utiliser le service d'électricité doit être titulaire d'un abonnement. Un tel ajout devrait apparaître à la section introductive du paragraphe 5.1 et être suivi du texte actuel qui commande les modalités matérielles pour contracter un tel abonnement.
- Recommandation 2 : Signature du formulaire d'emménagement ou de déménagement
 - Que le Distributeur modifie l'annexe 1 de l'article 5.4 des CDSÉ pour indiquer que, dans le cas de demandes écrites, la signature du titulaire de l'abonnement soit dorénavant un élément d'information exigé. Conséquemment, le Distributeur doit réinsérer un espace pour la signature du titulaire dans son formulaire officiel d'emménagement ou de déménagement.

³¹¹ Pièce A-0060, page 216.

³¹² Pièce C-CORPIQ-0008, pages 6 et 7.

- Recommandation 3 : Retrait du troisième paragraphe de l'article 6.7
 - Que le Distributeur modifie les CDSÉ afin de retirer les responsabilités du propriétaire décrites à l'article 6.7, troisième paragraphe.

- Recommandation 4 : Frais de mise sous tension
 - Qu'un refus de la part du propriétaire de devenir titulaire de l'abonnement, s'il devait conduire à une cessation de la livraison de l'électricité, ne soit plus assujéti au paiement des « frais de mise sous tension »; et
 - Que, dans l'éventualité où le Distributeur choisit de cesser la livraison de l'électricité dans un local vacant, une demande de livraison soit assujéti à l'article 5.1 des CDSÉ.

- Recommandation 5 : Prolongement du délai de réponse prévu au dernier paragraphe de l'article 6.7
 - Que la Régie de l'énergie accepte de revoir sa décision D-2001-60, section 1.5.2 concernant les « 7 jours francs » et, en vertu de ce qui précède, ordonne au Distributeur de modifier le dernier paragraphe de l'article 6.7 des CDSÉ afin d'offrir au propriétaire un délai de 7 jours ouvrables (10 jours francs) à compter de la date d'envoi de la lettre pour transmettre sa réponse.

[669] Les recommandations de la CORPIQ tiennent compte du fait que l'électricité est toujours disponible dans un logement. Un locataire peut donc commencer à occuper le logement, sans pour autant être abonné, que ce soit par négligence ou délibérement. Également, un locataire peut mettre fin à son abonnement en cours de bail tout en continuant de bénéficier du service d'électricité jusqu'à son départ.

[670] Les CDSÉ prévoient qu'à la suite de la résiliation de l'abonnement par le locataire ou lorsqu'un local est laissé vacant, le Distributeur transmet un avis au propriétaire afin de connaître ses intentions quant au maintien du service d'électricité. Dans les sept jours francs de l'envoi de cet avis, le propriétaire qui fait défaut de faire connaître ses intentions est présumé responsable de l'abonnement.

[671] En réponse à une question de la CORPIQ, le Distributeur précise qu'il possède les coordonnées d'environ 60 % des propriétaires de logements locatifs³¹³. Lorsque le Distributeur ne connaît pas l'adresse du propriétaire, il envoie la facture à l'adresse du local, ce qui n'en garantit pas la réception en temps utile par le propriétaire.

[672] En plaidoirie, la CORPIQ soumet que les articles 6.6 et 6.7 des CDSÉ contreviennent aux règles prévues au *Code civil du Québec*³¹⁴. À ce sujet, l'intervenante précise que le propriétaire n'est pas partie au contrat de service d'électricité entre le Distributeur et le locataire. Elle reconnaît que le propriétaire conclut effectivement un contrat avec le Distributeur pour l'alimentation en électricité de son immeuble, mais soumet que ce contrat est distinct du contrat de service d'électricité conclu entre le locataire et le Distributeur. Selon la CORPIQ, c'est à l'égard de ce dernier contrat que le propriétaire ne devrait pas être obligé, sans consentement préalable, de devenir cocontractant du Distributeur lorsque le locataire quitte le logement. L'intervenante souligne qu'un contrat est conclu par l'échange du consentement entre les parties. La CORPIQ soutient que la mécanique prévue à l'article 6.7 des CDSÉ va à l'encontre de l'article 1394 du *Code civil du Québec* qui prévoit que :

« Le silence ne vaut pas acceptation, à moins qu'il n'en résulte autrement de la volonté des parties, de la loi ou de circonstances particulières, tels les usages ou les relations d'affaires antérieures. »

[673] Le Distributeur plaide que la relation entre les propriétaires, les locataires et lui-même est encadrée dans les CDSÉ. Il réfère notamment au dossier R-3439-2000 où la réflexion sur les conditions de service a débuté et à la décision D-2001-60 rendue dans ce dossier qui a établi les responsabilités du propriétaire et du locataire.

[674] Selon le Distributeur, les modifications demandées par la CORPIQ peuvent rompre l'équilibre de l'ensemble des dispositions relatives à l'alimentation de la clientèle et visent un transfert du risque d'affaires des propriétaires à l'ensemble de la clientèle :

³¹³ Pièce B-0087, page 11.

³¹⁴ L.Q. 1991, chapitre 64.

« Lorsque vous êtes propriétaire et qu'il n'y a pas d'abonné, même si vous éteignez l'électricité, vous devez prendre la facture et vous devez payer la redevance. La redevance, elle est importante dans l'équilibre tarifaire. La redevance, c'est la raison pour laquelle il y a un poteau, un transfo et un fil qui va chez vous. Si vous ne voulez pas d'abonnement parce que vous ne voulez pas payer la [redevance], [...] vous demandez à ce qu'on suspende l'alimentation et lorsqu'il y aura une réalimentation, bien, vous paierez pour la réalimentation du logement que vous allez louer. C'est une simple équité envers tous les consommateurs et c'est un équilibre [...] assez fin et fragile que je vous invite à respecter »³¹⁵

[675] L'interruption de service et le rebranchement exigent actuellement des déplacements d'employés du Distributeur qui génèrent des frais importants. L'implantation des CNG devrait permettre de limiter les frais et probablement les inconvénients soumis par la CORPIQ, puisqu'il serait possible d'interrompre l'alimentation électrique dans le logement à la date exacte de la fin de l'abonnement du locataire sortant et de la rétablir uniquement à la date de conclusion d'un abonnement avec le nouveau locataire. En période d'hiver, afin de prévenir le gel, la consommation pourrait demeurer sous la responsabilité du propriétaire, à sa demande.

[676] L'évaluation des nouveaux frais de branchement et de débranchement est à venir. Le Distributeur précise que cette évaluation devra se faire dans le cadre du développement du projet LAD et que ces frais seront nécessairement différents. De plus, la possibilité d'interrompre automatiquement le service d'électricité lorsqu'un locataire met fin à son abonnement en période estivale sera évaluée³¹⁶.

[677] La Régie ne partage pas la position de la CORPIQ quant au fait que les articles 6.6 et 6.7 des CDSÉ iraient à l'encontre du *Code civil du Québec*.

[678] La Régie rappelle le contexte dans lequel les articles 6.6 et 6.7 des CDSÉ ont été adoptés. Ces deux dispositions ont fait l'objet de quelques modifications au cours des années, alors que les conditions auxquelles l'électricité était fournie, étaient régies par des règlements adoptés par le gouvernement du Québec³¹⁷.

³¹⁵ Pièce A-0064, page 79.

³¹⁶ Pièce A-0050, pages 49 et 50.

³¹⁷ Règlement N° 86 sur la fourniture de l'électricité en basse tension pour les services domiciliaires et les services généraux C. H-5, r. 2, Règlement N° 411 établissant les conditions de fourniture de l'électricité, RQ, c H-5, r 0.1 et Règlement numéro 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité, 1996 GOQ 2, 2998.

[679] La Régie est d'avis que le contexte particulier du Québec quant à l'utilisation de l'électricité comme source principale d'énergie ainsi que le régime spécifique des obligations des propriétaires face aux locataires font en sorte qu'il est légitime que les propriétaires soient tenus ultimement responsables de la consommation d'électricité entre deux périodes de location.

[680] La Régie est également d'avis que le contrat d'abonnement conclu entre un locataire et le Distributeur affecte nécessairement le propriétaire de l'immeuble, considérant que les CDSÉ s'appliquent à la fois à l'alimentation et au raccordement d'un immeuble.

[681] La Régie ajoute que cet aspect a été débattu et analysé par les participants dans le cadre, notamment, du dossier R-3439-2000. Le principe de l'abonnement présumé du propriétaire, actuellement codifié à l'article 6.6 des CDSÉ, a alors été approuvé dans la décision D-2001-60 où la Régie indiquait que :

« La Régie accepte la proposition amendée d'Hydro-Québec spécifiant que l'article 14 [maintenant, l'article 6.6 des Conditions de service] s'applique uniquement « En l'absence d'un contrat d'abonnement ». La preuve démontre que cette proposition lui permet de faire face aux situations auxquelles elle est le plus fréquemment confrontée. La Régie rappelle qu'un locataire ne peut devenir titulaire d'un abonnement à la suite d'une information fournie par le propriétaire. À moins qu'une personne n'ait consenti au contrat d'abonnement pour le service d'électricité, il y a absence d'abonnement et l'article 14 peut donc s'appliquer.

La Régie souscrit également à la position d'Hydro-Québec à l'effet que l'avis de résiliation d'abonnement prévu à l'article 11 ne s'applique pas dans le cas d'abonnements présumés découlant de l'article 14. En effet, l'abonnement présumé s'établit à partir de la présomption que le titulaire présumé bénéficie de l'électricité. Il s'ensuit que, lorsque les circonstances donnant lieu à cette présomption n'existent plus, l'abonnement présumé cesse du fait même d'exister.

La Régie accepte la proposition d'Hydro-Québec de remplacer à l'article 14 le mot « utiliser » par « bénéficier ». » [nous soulignons]

[682] Au surplus, dans la décision D-2002-261³¹⁸, la Régie a reconnu un lien contractuel entre le Distributeur et le propriétaire, en ce qu'elle a reconnu, dans le Règlement 634 (maintenant les CDSÉ), une segmentation en deux volets, soit « l'alimentation de l'électricité » et « l'utilisation de l'électricité ». Il s'agit de la situation du propriétaire qui demande l'alimentation en électricité de son immeuble et la personne qui utilise de l'électricité avec ou sans abonnement.

[683] Enfin, dans le cadre du dossier tarifaire de Gaz Métro pour l'année 2012, la Régie rendait la décision suivante relative à la notion de contrat présumé :

« [375] La Régie juge qu'il serait davantage équitable et conforme au droit que le propriétaire soit l'ultime responsable du compte d'un local vacant ou, encore, d'un local dont l'occupant est inconnu de Gaz Métro »³¹⁹

[684] La Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu de modifier les CDSÉ établies dans la décision D-2001-60³²⁰ quant aux responsabilités des propriétaires. Elle juge équitable et conforme au droit le fait que le propriétaire soit l'ultime responsable de la consommation pour un logement sans titulaire d'abonnement ou un local laissé vacant, puisqu'il peut utiliser ou bénéficier du service d'électricité dans sa propriété. De plus, la Régie rappelle que seul le propriétaire de l'immeuble peut demander la cessation de la livraison de l'électricité.

[685] La Régie invite la CORPIQ à informer ses membres de leur responsabilité de fournir leurs coordonnées au Distributeur. Une meilleure communication entre ses membres et le Distributeur permettrait la réception, par les propriétaires, des avis prévus aux CDSÉ en temps utile.

[686] La Régie retient la recommandation de la CORPIQ relative au formulaire d'emménagement et de déménagement. Elle demande au Distributeur d'insérer au formulaire un espace pour la signature du titulaire d'abonnement. Le propriétaire pourra ainsi faire signer le formulaire au locataire au moment de la signature du bail et le faire parvenir au Distributeur. Cela devrait permettre de pallier le problème des locataires qui tardent à contacter le Distributeur. Toutefois, cette signature demeure non obligatoire pour conclure un contrat d'abonnement avec le Distributeur.

³¹⁸ Dossier R-3439-2000.

³¹⁹ Décision D-2011-182, dossier R-3752-2011.

³²⁰ Dossier R-3439-2000.

[687] **La Régie s'attend, lorsque les compteurs du projet LAD seront installés, à ce que le Distributeur revoie les frais relatifs au branchement et débranchement à distance. Dans ce contexte, elle s'attend à ce que le Distributeur demande les modifications qui s'imposeront aux articles visés des CDSÉ, en temps opportun.**

20. TARIFS DE DISTRIBUTION

[688] La demande initiale de hausse tarifaire du Distributeur est de 2,9 %. Le Distributeur révisé cette demande le 11 décembre 2012 et la porte à 3,3 %.

[689] Il propose l'application uniforme de cette hausse tarifaire avec une modulation différente à l'intérieur de chacun des tarifs, afin de préserver ou d'améliorer le signal de prix.

[690] Le Distributeur propose également trois changements à son offre tarifaire, soit :

- l'introduction d'options d'électricité interruptible pour les RA;
- la modification du calibrage des tarifs à forfait;
- le retrait du Service d'éclairage Sentinelle pour les clients dont les luminaires ne pourront plus être remplacés.

20.1 RÉSEAUX AUTONOMES

Options d'électricité interruptible pour certains RA

[691] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver deux options d'électricité interruptible pour les clients aux tarifs généraux des RA de Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine et d'Opitciwan, en Haute-Mauricie, soit une première avec préavis d'interruption et l'autre sans préavis d'interruption. Les options proposées comportent un engagement de la part des clients d'une durée initiale de deux ans afin de donner au Distributeur le temps requis pour ajuster son offre en l'absence de renouvellement de l'engagement par la suite.

[692] La proposition d'option d'électricité interruptible du Distributeur s'inscrit dans la logique des demandes exprimées par la Régie dans ses décisions antérieures, notamment dans le cadre de l'examen du Plan d'approvisionnement 2011-2020³²¹. La Régie exprimait son avis quant au fait que le Distributeur doit poursuivre ses efforts en vue de favoriser l'implication des communautés dans des projets locaux, y compris ceux de production d'électricité³²².

[693] Pour les options d'électricité interruptible offertes en l'instance, la Régie comprend que les montants des crédits accordés aux clients participants sont basés sur les coûts réels encourus par ces derniers. L'offre d'option d'électricité interruptible est donc conçue après consultation des participants potentiels et vérification qu'ils se montrent intéressés.

[694] Plusieurs intervenants appuient la proposition du Distributeur. Le GRAME souligne que le recours à des groupes électrogènes de secours ne doit pas être perçu comme une solution de long terme. Cet intervenant favorise plutôt la gestion de la demande à la pointe. S.É./AQLPA souligne que les génératrices de secours ne sont généralement pas conçues pour avoir un rendement optimal et ne sont donc pas appropriées dans une perspective de lutte aux émissions de gaz à effet de serre. Cependant, l'intervenant comprend l'intérêt d'avoir recours à l'option d'électricité interruptible en RA, en autant que le Distributeur n'utilise cette option que dans des cas d'exception, afin d'éviter des investissements en équipements pour la puissance.

[695] La Régie approuve les options d'électricité interruptible proposées par le Distributeur pour les RA de Cap-aux-Meules et d'Opitciwan. Elle encourage le Distributeur à élargir cette approche aux autres réseaux, et non seulement pour des génératrices de secours diesel, mais également pour toute offre d'approvisionnements en énergie pouvant offrir une garantie de puissance à la pointe à un coût moindre que ceux du Distributeur.

³²¹ Décision D-2011-162, dossier R-3748-2010, pages 94 et 96, notamment le paragraphe 345.

³²² Décision D-2011-162, dossier R-3748-2010, page 98.

Tarifs 2013 de Schefferville

[696] La Régie prend acte du fait que le Distributeur prévoit, à l'article 7.9 des Tarifs, que le rabais au 1^{er} avril 2013 associé au tarif de transition pour le réseau de Schefferville sera de 30 % pour les clients titulaires d'un abonnement au tarif D, au tarif DM ou à un tarif d'éclairage public et de 20 % pour ceux titulaires d'un abonnement au tarif G, au tarif G-9, au tarif M ou à un tarif à forfait.

[697] La Régie réitère que la transition des tarifs de Schefferville vers une harmonisation avec ceux appliqués en réseau intégré n'est pas une indication sur l'avenir des tarifs qui devront s'appliquer à Schefferville en fonction des sources d'approvisionnement. Elle rappelle que Schefferville étant située au nord du 53^e parallèle, le Distributeur a la latitude de proposer des aménagements tarifaires qui pourraient encourager la gestion de la demande.

20.2 TARIFS À FORFAIT POUR USAGE GÉNÉRAL

[698] Les tarifs à forfait (T-1, T-2 et T-3) s'appliquent à l'abonnement pour usage général lorsque la consommation d'énergie n'est pas mesurée. Les principaux usages sont les feux de circulation, les blocs d'alimentation des systèmes de câblodiffusion, les cabines téléphoniques et l'éclairage des enseignes.

[699] Le Distributeur propose de calibrer les tarifs à forfait sur le prix moyen facturé aux clients sans puissance du tarif G. Selon lui, cette proposition permet de faire assumer à la clientèle aux tarifs à forfait une part équitable des coûts de SALC.

[700] Pour la période du 1^{er} mai 2011 au 30 avril 2012, le Distributeur comptait environ 30 000 abonnements aux tarifs à forfait, pour une puissance facturée totalisant 32 MW et des revenus de 18 M\$.

[701] Le Distributeur estime l'impact tarifaire de cet ajustement à 4,8 % auquel s'ajoute la hausse tarifaire approuvée au présent dossier.

TABLEAU 32
AJUSTEMENT DES TARIFS À FORFAIT POUR USAGE GÉNÉRAL

Tarif T-3, abonnement de 30 jours ou plus (au 1 ^{er} avril 2012)	37,74 \$/kW
<i>Prix moyen facturé aux clients sans puissance du tarif G au 1^{er} avril 2012</i>	<i>9,15 ¢/kWh</i>
<i>Nombre d'heures par période de 30 jours</i>	<i>720 h</i>
<i>Facteur d'utilisation de 60 % implicite au calibrage du tarif T-3</i>	<i>60 %</i>
Tarif T-3, abonnement de 30 jours ou plus (après ajustement) ¹	39,57 \$/kW
<i>Ajustement tarifaire (excluant la hausse tarifaire approuvée)</i>	<i>+ 4,8 %</i>

Note 1: Pièce B-0051, page 24

[702] Ainsi, de manière à limiter l'impact maximal à 3 % au-delà de la hausse tarifaire moyenne du tarif G, le Distributeur propose d'étaler cette augmentation sur une période de deux ans. Une fois ce rattrapage terminé, le Distributeur précise qu'il continuera d'appliquer aux tarifs à forfait l'ajustement tarifaire moyen du tarif G autorisé par la Régie.

[703] Bien qu'elle soit d'accord avec l'alignement des tarifs à forfait sur le tarif G, l'UMQ est toutefois d'avis que « *l'étalement prévu sur deux ans de l'ajout de 4,8 % (donc, 2,4 % par an) sur ces abonnements sera élevé, lorsque jumelé à la hausse du tarif G* ». En conséquence, l'UMQ suggère à la Régie d'étaler sur quatre ans cette hausse de 4,8 % résultant de l'ajustement demandé par le Distributeur.

[704] Compte tenu des montants en jeu, la Régie ne partage pas l'avis de l'UMQ sur la nécessité d'un étalement sur quatre ans plutôt que sur deux ans, cet ajustement tarifaire découlant de la calibration des tarifs à forfait. Cela retarderait d'autant l'atteinte de l'équité sous-jacente au changement proposé.

[705] **La Régie approuve la calibration des tarifs à forfait pour usage général proposée par le Distributeur et prend note de son intention de répartir sur deux ans l'ajustement tarifaire qui en découle.**

20.3 SERVICE D'ÉCLAIRAGE SENTINELLE

[706] Le Distributeur propose de mettre fin au Service d'éclairage Sentinelle à compter du 1^{er} avril 2013 pour les clients dont le luminaire devra être remplacé.

[707] Le Service d'éclairage Sentinelle comprend la fourniture, l'exploitation et l'alimentation électrique des luminaires à cellule photoélectrique de type Sentinelle. Ce service est assuré uniquement pour des abonnements annuels antérieurs au 1^{er} avril 2007. Au 31 décembre 2010, le Service d'éclairage Sentinelle comptait 275 abonnements totalisant environ 570 luminaires et générant des revenus de 0,2 M\$.

[708] Le Distributeur soutient que la mesure proposée permettrait le maintien de l'offre de service tout en permettant l'effritement progressif du parc de luminaires de type Sentinelle. Au moment du remplacement, les clients devront assumer l'acquisition et l'entretien de leurs propres luminaires.

[709] L'UMQ indique ne pas comprendre que des considérations de sécurité qui semblaient prévaloir lors du dossier tarifaire 2012-2013 soient soudainement disparues. En effet, le Distributeur indiquait qu'il n'envisageait pas « *d'abroger le service d'éclairage Sentinelle entre autres pour assurer la sécurité des clients dont le luminaire est installé sur un poteau du Distributeur utilisé également à d'autres fins* »³²³.

[710] Pour cette raison, l'intervenante réserve son acceptation de la mesure demandée par le Distributeur et demande à la Régie d'exiger que ce dernier justifie mieux sa demande à cet égard.

³²³ Dossier R-3776-2011, pièce B-0054, page 49.

[711] Le GRAME est en faveur du retrait du Service d'éclairage Sentinelle. Ce retrait devrait cependant s'accompagner de mesures transitoires pour éliminer ces luminaires de façon sécuritaire, compte tenu du risque environnemental qu'ils représentent, et offrir à ses abonnés une aide financière suffisante et ciblée pour des luminaires de type DEL.

[712] Le Distributeur indique qu'il assure l'entretien et le démantèlement sécuritaire des luminaires de type Sentinelle et qu'il en dispose dans le cadre de ses activités normales en matière de recyclage et de récupération des matières résiduelles, conformément à la réglementation en vigueur au Québec³²⁴. Quant à l'offre de produit de type DEL, le Distributeur fait état d'un projet-pilote aux Iles-de-la-Madeleine, mais indique que cette technologie est « *un produit en début de cycle [...] les prix sont plus élevés, la technologie n'est pas encore en place* »³²⁵.

[713] La Régie approuve la proposition de mettre fin au Service d'éclairage Sentinelle à compter du 1^{er} avril 2013 pour les clients dont les luminaires devront être remplacés.

20.4 TARIFS DOMESTIQUES

[714] Les tarifs domestiques sont les tarifs D, DM et DT. Pour la période 2011-2012, la clientèle aux tarifs domestiques représentait environ 3,31 millions de clients.

[715] Le tarif D sert de base aux autres tarifs domestiques. Il s'applique à un abonnement au titre duquel l'électricité est utilisée à des fins d'habitation ou livrée pour une exploitation agricole. Le tarif DM s'applique aux immeubles d'habitation lorsque le mesurage est collectif.

³²⁴ Pièce B-0089, page 42.

³²⁵ Pièce A-0047, page 170.

[716] Le Distributeur propose de poursuivre la réforme tarifaire approuvée par la Régie dans sa décision D-2008-024³²⁶ et reconfirmée dans sa décision D-2009-016³²⁷. Les ajustements proposés au 1^{er} avril 2013 sont les suivants :

- un gel de la redevance;
- pour les tarifs D et DM, faire porter la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix de la deuxième tranche d'énergie que sur le prix de la première tranche;
- pour le tarif DT, faire porter le plus possible la hausse tarifaire sur le prix de l'énergie applicable en période de pointe en fonction du cas type ajusté à la normale climatique appliquée à l'année 2013;
- un gel de la prime de puissance en hiver et une augmentation de la prime de puissance en été.

[717] Le GRAME est favorable à la poursuite de la stratégie tarifaire du Distributeur pour les tarifs domestiques et estime qu'il est nécessaire de refléter les coûts à la marge dans le signal de prix de la deuxième tranche afin de refléter le juste prix de l'énergie³²⁸.

[718] Pour le RNCREQ, il y a lieu de reconsidérer la stratégie qui a été retenue jusqu'à maintenant, relativement à la hausse du prix de l'énergie pour chacune des tranches de consommation au tarif D, afin d'augmenter l'incitation à une consommation plus efficace de l'énergie. Dans cette optique, l'intervenant recommande que la hausse soit appliquée à la deuxième tranche du tarif D seulement.

[719] En réponse au RNCREQ, le Distributeur indique que :

« La hausse proposée de 2,9 % appliquée en totalité sur le prix de la 2^e tranche d'énergie porterait ce prix à 7,97 ¢/kWh, ce qui représenterait une hausse de 6,1 %.

³²⁶ Dossier R-3644-2007.

³²⁷ Dossier R-3677-2008.

³²⁸ Pièce C-GRAME-0009, page 24.

Une telle stratégie ne permettrait pas d'améliorer le signal de prix pour plus de la moitié de la consommation au tarif D et impliquerait un gel de la facture d'électricité pour tous les clients qui ne consomment qu'en première tranche du tarif D. Elle génèrerait aussi une plus grande dispersion des impacts tarifaires que la stratégie proposée par le Distributeur et un impact tarifaire plus important pour les plus grands consommateurs (voir la pièce HQD-12, document 3, section 5 du dossier R-3644-2007). »³²⁹

[720] Pour d'autres motifs, S.É./AQLPA appuie la proposition du RNCREQ à l'effet d'allouer la totalité de la hausse tarifaire envisagée sur les tranches tarifaires supérieures au secteur domestique.

[721] Le Distributeur propose d'appliquer ces stratégies tarifaires en fonction d'une hausse tarifaire uniforme.

[722] La Régie estime qu'il n'est pas souhaitable ou justifié de faire porter la hausse tarifaire uniquement sur la deuxième tranche d'énergie. La hausse tarifaire découlant d'une augmentation des coûts de service doit être supportée, à différents degrés, par l'ensemble des clients ayant contribué à cette augmentation, incluant ceux qui ne consomment qu'en première tranche d'énergie. La Régie partage le point de vue du Distributeur lorsqu'il affirme que cette approche génèrerait une plus grande dispersion des impacts tarifaires et entraînerait un impact plus important pour les plus grands consommateurs domestiques.

[723] **La Régie demande au Distributeur d'appliquer la hausse de tarif découlant de la présente décision selon les ajustements qu'il propose aux tarifs domestiques.**

20.5 TARIFS GÉNÉRAUX

[724] Le tarif de petite puissance (G), celui de moyenne puissance (M) et celui de grande puissance (L) composent les tarifs généraux.

³²⁹ Pièce B-0091, page 37.

[725] Le tarif G, de type dégressif, s'applique à l'abonnement de petite puissance dont la puissance à facturer minimale (PFM) est inférieure à 100 kW.

[726] 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.

[727] 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.

[728] Les ajustements proposés par le Distributeur aux tarifs généraux pour le 1^{er} avril 2013 sont les suivants :

- un gel de la redevance au tarif G;
- une hausse des primes de puissance inférieure à la hausse tarifaire moyenne (tarifs G, M et L), 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;
- une hausse plus importante du prix de la deuxième tranche d'énergie aux tarifs G et M.

[729] En réponse à la Régie, le Distributeur indique que :

« [1] l'augmentation plus rapide de la prime de puissance du tarif G par rapport à celle du tarif G-9 incitera davantage de clients à faible facteur d'utilisation (FU) à transférer au tarif G-9 alors que la hausse plus rapide de la 2^e tranche d'énergie incitera davantage les clients à fort FU à transférer au tarif M.

[...]

Le Distributeur estime qu'environ une quinzaine de transferts au tarif G-9 et une soixantaine de transferts au tarif M seraient liés à l'augmentation plus importante

de la prime de puissance au tarif G par rapport à celles des autres tarifs généraux.

La taille des clients visés se situe entre 65 et 80 kW. L'augmentation plus rapide de la prime de puissance au tarif G représente un impact de 0,1 % à 0,6 % sur la facture de ces clients. »³³⁰

[730] La Régie est d'avis que les propositions du Distributeur respectent les objectifs de la réforme, notamment ceux visant l'élimination graduelle de la dégressivité des tarifs G et M.

[731] La Régie demande au Distributeur d'appliquer la hausse de tarif découlant de la présente décision selon les ajustements qu'il propose aux tarifs généraux.

20.6 MODIFICATIONS APPORTÉES AU TEXTE DES TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR

[732] Les modifications proposées au texte des Tarifs incluent l'introduction de nouvelles modalités associées aux changements à l'offre tarifaire ou visant à préciser l'application des tarifs actuels et l'harmonisation de la formulation des modalités actuelles. Les principaux changements sont les suivants :

- Ajout de l'article « Installation des indicateurs de maximum » pour harmoniser la pratique aux tarifs domestiques avec celle au tarif G, lorsque la puissance maximale appelée est susceptible de dépasser 50 kW;
- Ajout d'un alinéa précisant que le client conserve son historique de consommation des 12 dernières périodes mensuelles lors d'un passage entre les tarifs domestiques et généraux et précision de cette règle aux tarifs G, M et G-9;

³³⁰ Pièce B-0082, page 181.

- Élimination de la disposition précisant l'admissibilité au tarif DM des bâtiments en construction au moment de sa fermeture au 1^{er} avril 2008 et modification de la date d'admissibilité au 31 mai 2009, afin de tenir compte du dernier abonnement admis au tarif DM en vertu de cette disposition;
- Référence à l'appel de puissance du client plutôt qu'à l'absence de mesurage de la puissance pour établir l'admissibilité à l'option de mesurage net;
- Ajout du terme « heure » afin de refléter la pratique qui permet au client de grande puissance de modifier sa puissance souscrite en cours de journée plutôt qu'à 0 h 00 à la date visée;
- Modifications des libellés des deux options de rodage pour la clientèle de moyenne puissance ainsi que de l'option d'essais d'équipements pour la clientèle de grande puissance, afin d'uniformiser les demandes d'information avec celles du rodage au tarif L;
- Clarification de la portée d'une modification rétroactive de puissance souscrite qui peut être effectuée pour un nouvel abonnement au tarif L, une seule fois, au cours des 14 premières périodes de consommation;
- Abrogation de l'article 5.28 qui a trait à l'abonnement au tarif LD assujetti aux tarifs L et H au 30 avril 1993;
- Ajout d'un alinéa à l'option d'essais d'équipements indiquant que le client est tenu de confirmer, à la fin de la période de consommation, les heures réelles durant lesquelles a eu lieu son essai d'équipement pour assurer que sa facture reflète bien la situation réelle;
- Introduction des modalités associées aux options d'électricité interruptible en RA;
- Modification pour préciser le tarif applicable lorsqu'un autre usage que les signaux lumineux est raccordé au circuit d'éclairage public;

- Retrait de la disposition du service complet d'éclairage public relative au supplément mensuel pour des poteaux en béton ou en métal puisqu'il ne s'applique à aucun client et que toute installation différente est déjà assujettie à l'imputation de frais exceptionnels;
- Modification pour indiquer que le Service d'éclairage Sentinelle ne sera plus offert aux clients dont le luminaire doit être remplacé;
- Ajout de l'article « Interventions à prix forfaitaire » au chapitre 12 tel que proposé à la pièce B-0048.

[733] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve les modifications proposées au texte des Tarifs.

[734] La Régie demande au Distributeur de modifier le texte des Tarifs conformément à la présente décision.

21. STRATÉGIE TARIFAIRE

[735] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver une augmentation globale des tarifs de 3,3 % à compter du 1^{er} avril 2013. Il propose une hausse uniforme par catégorie de consommateurs mais modulée différemment à l'intérieur de chacune des catégories. Il mentionne que, compte tenu de cette hausse uniforme, les indices d'interfinancement pour 2013 demeurent stables avant et après la hausse proposée.

[736] La Régie rappelle qu'elle doit faire un choix entre un scénario uniforme et un scénario différencié selon l'allocation des coûts. Ce choix doit, d'une part, refléter l'évolution des coûts attribuables à chacune des clientèles et, d'autre part, assurer une certaine stabilité tarifaire tout en étant équitable pour les différentes catégories de consommateurs.

[737] La Régie est ainsi appelée à arbitrer entre les principes du signal de prix et de la stabilité tarifaire. Pour ce faire, elle est d'avis que la stratégie tarifaire doit reposer sur un équilibre raisonnable entre l'efficacité et l'équité des tarifs.

[738] La Régie poursuit l'application de la stratégie tarifaire uniforme proposée pour l'année 2013.

Groupe de travail en prévision de la hausse du prix de l'électricité patrimoniale

[739] Dans la décision D-2012-024, la Régie faisait état d'un contexte justifiant qu'une réflexion, associant les intervenants, soit amorcée de manière à ce que la stratégie tarifaire du Distributeur et les moyens qu'il retiendra à partir du 1^{er} avril 2014 soient les mieux adaptés pour satisfaire différents objectifs, notamment en matière d'équité et d'efficacité énergétique. Questionné à ce sujet, le Distributeur était d'ailleurs disposé à participer à un tel processus de consultation dès 2013³³¹.

[740] Pour ces raisons, la Régie indiquait vouloir initier, au plus tard au printemps 2013, une séance de travail entre les intervenants et le Distributeur au cours de laquelle les intervenants feraient part au Distributeur de leurs points de vue et recommandations en ce qui a trait à la stratégie tarifaire, afin qu'il puisse en tenir compte dans l'élaboration du dossier tarifaire 2014-2015.

[741] La Régie note que cette séance de travail surviendrait avant que la démarche du Distributeur devant conduire à la révision de la politique financière et à une proposition de traitement des écarts de rendement soit menée à terme. Comme l'indique le Distributeur, cet enjeu est particulièrement complexe et nécessite une réflexion approfondie dont les résultats pourraient entraîner des changements importants au cadre réglementaire pour le Transporteur et le Distributeur.

[742] En parallèle, la Régie note l'intention du gouvernement du Québec d'annuler la hausse graduelle de 1 ¢/kWh du coût du bloc patrimonial sur la période de 2014 à 2018 et de la remplacer par une indexation au rythme de l'indice des prix à la consommation du Québec à compter de 2014³³².

³³¹ Décision D-2012-024, dossier R-3776-2011, page 172, paragraphes 677 et 678.

³³² Projet de loi n° 25.

[743] Dans ce contexte et de façon à permettre au Distributeur de mener à bien la révision prévue de la politique financière et du mécanisme de partage, **la Régie reporte la tenue de cette séance de travail annoncée dans la décision D-2012-024³³³. Elle est cependant d'avis qu'une telle séance de travail devra avoir lieu et demande donc au Distributeur de lui faire part dans les meilleurs délais du moment le plus propice pour la tenir.**

22. HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE

[744] **Compte tenu de la présente décision, la Régie approuve pour le Distributeur des revenus requis de 10 996,4 M\$ et des autres revenus de 175,3 M\$ pour l'année témoin 2013. Il en résulte une hausse tarifaire estimée de 2,4 %, telle que décrite au tableau suivant.**

TABLEAU 33
ESTIMÉ DE LA HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE 2013

<i>(en M\$)</i>	<i>Demande initiale</i>	<i>Demande amendée (décembre 2012)</i>	<i>Mise à jour (janvier 2013)</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Revenus requis	11 051,5	11 082,4	11 098,9	(102,5)	10 996,4
Contrats spéciaux	(935,6)	(935,6)	(935,6)		(935,6)
Revenus requis excluant les contrats spéciaux	10 115,9	10 146,8	10 163,3	(102,5)	10 060,8
Revenus autres que les ventes d'électricité	(175,3)	(175,3)	(175,3)		(175,3)
Provision réglementaire de l'année précédente	(14,2)	(14,2)	(14,2)		(14,2)
	9 926,4	9 957,3	9 973,8	(102,5)	9 871,3
Revenus prévus selon les tarifs antérieurs excluant les contrats spéciaux	9 642,5	9 642,5	9 642,5		9 642,5
Revenus additionnels requis	283,9	314,8	331,3	(102,5)	228,8
Hausse des tarifs demandée par le Distributeur	2,9 %	3,3 %	3,4 %		
Hausse tarifaire requise estimée					2,4 %
Provision réglementaire estimée (à considérer dans l'année suivante)					73

Sources : Pièce B-0011, page 3; pièce B-0144, page 4; pièce B-0168, page 3

[745] Selon les estimations de la Régie, la hausse tarifaire approuvée fait en sorte que les clients résidentiels verraient leur facture annuelle augmenter d'environ 30 \$ en moyenne.

[746] **La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 18 mars 2013, à 12 h, les documents suivants :**

- **le calcul de la provision réglementaire 2013;**
- **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 10;**
- **les modifications apportées au texte des *Tarifs et conditions du Distributeur* pour tenir compte de la présente décision, selon le format des pièces B-0149³³⁴, B-0150 et B-0151 du dossier R-3776-2011;**
- **un nouveau texte, dans leurs versions française et anglaise, des *Tarifs et conditions du Distributeur* et des *Conditions de service d'électricité*, conforme aux exigences contenues aux diverses sections de la présente décision.**

[747] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur;

APPROUVE les modifications apportées aux principes réglementaires et pratiques comptables soumis à la pièce B-0018;

³³⁴ Pages 24 et 25.

AUTORISE, jusqu'à concurrence d'un montant de 656,3 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*;

APPROUVE le budget demandé par le Distributeur pour le PGEÉ 2013;

DÉTERMINE un taux de rendement de 6,380 % de la base de tarification 2013 du Distributeur, incluant un taux de rendement des capitaux propres de 6,189 % et **RETIENT** un coût moyen de la dette de 6,483 %;

AUTORISE l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 4,544 %;

RÉSERVE sa décision finale quant à la base de tarification, la détermination des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires à la prestation de service, les revenus requis, les revenus autres que les ventes d'électricité pour l'année témoin 2013 et la modification des tarifs applicables au 1^{er} avril 2013, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **18 mars 2013, à 12 h**, les informations requises par la présente décision;

MODIFIE les *Tarifs et conditions du Distributeur* tel qu'indiqué dans la présente décision;

MODIFIE les *Conditions de service d'électricité* tel qu'indiqué dans la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de déposer, au plus tard le **18 mars 2013, à 12 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 et conditions du Distributeur* et le texte des *Conditions de service d'électricité* et de lui déposer ces documents, dans leurs versions française et anglaise, pour approbation, au plus tard le **18 mars 2013, à 12 h;**

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, selon les délais fixés.

Louise Rozon
Régisseur

Suzanne G. M. Kirouac
Régisseur

Pierre Méthé
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Serge Cormier;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Coalition canadienne de l'énergie géothermique (CCÉG) représentée par M^e Claude Tardif et M^e Isabelle Demers;
- Corporation des propriétaires immobiliers du Québec Inc. (CORPIQ) représentée par M^e Marc-André LeChasseur;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Éric David et M^e Joséane Chrétien;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./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 Steve Cadrin.