COMPTES D'ÉCARTS - PERTINENCE ET RÉMUNÉRATION

TABLE DES MATIÈRES

1. DEMANDE DE LA RÉGIE 5
2. PERTINENCE DES COMPTES D'ÉCARTS 5
3. RÉMUNÉRATION DES COMPTES 8
3.1. Balisage sur la rémunération au Canada 8
3.1.1. Québec 8
3.1.2. Alberta 9
3.1.3. Colombie-Britannique 11
3.1.4. Ontario 12
3.1.5. Nouveau-Brunswick 12
3.1.6. Office national de l'énergie 13
3.2. Balisage sur la rémunération aux États-Unis 14
3.2.1. Consolidated Edison 14
3.2.2. NextEra Energy 15
3.2.3. Northeast Utilities 15
3.2.4. Southern Company 15
3.2.5. Wisconsin Energy 16
3.2.6. Xcel Energy 16
4. POSITION DU DISTRIBUTEUR 17

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Comptes d'écarts réglementaires reconnus par la Régie 7
Tableau 2 : Exemple d'une rémunération au taux de dette de court terme sans modification de la structure de capital 20
Tableau 3 : Exemple d'une rémunération entièrement au taux de dette de court terme avec récupération intégrale de la portion du Distributeur du coût de la dette intégrée 21

1. DEMANDE DE LA RÉGIE

Dans sa décision D-2014-037[1], la Régie annonce qu'elle examinera, lors du prochain dossier tarifaire, la rémunération des comptes d'écarts ainsi que la pertinence de les conserver, compte tenu de leur importance relative. Elle demande également au Distributeur de présenter des analyses approfondies sur le sujet pour l'ensemble de ces comptes et de déposer un balisage, provenant de comparables dans d'autres juridictions, sur les approches utilisées pour la rémunération des différents comptes d'écarts.

Le présent document vise à répondre à ces demandes de la Régie.

2. PERTINENCE DES COMPTES D'ÉCARTS

Tel que mentionné à la pièce HQD-9, document 7, les comptes d'écarts et de report (CER)[2] sont regroupés en deux catégories :

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

En principe, les comptes appartenant à la deuxième catégorie sont maintenus hors de la base de tarification jusqu'au moment où il est justifié d'intégrer leurs soldes dans les tarifs. Un rendement s'ajoute aux coûts versés dans les comptes d'écarts, et ce, jusqu'au moment de l'inclusion de ces comptes dans la base de tarification ou de leur intégration dans les revenus requis. Quant à la rémunération de ces comptes, tel que reconnu par la Régie, le coût moyen pondéré du capital (ou taux de rendement de la base de tarification) s'applique à chacun des comptes d'écarts du Distributeur, assurant ainsi un traitement réglementaire uniforme.

Les comptes d'écarts ont été reconnus par la Régie au fil des dossiers tarifaires après un examen exhaustif des avantages et inconvénients de chacun afin de couvrir les éléments dont les coûts peuvent être volatiles, imprévisibles, importants ou sur lesquels le Distributeur n'exerce pas de contrôle. Une fois reconnus, ces comptes sont utilisés selon les besoins en fonction de la réalisation d'écarts sur les éléments couverts.

[1] D-2014-037, paragraphe 416.

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

Le tableau 1 présente les comptes d'écarts reconnus par la Régie ainsi que les principaux arguments ayant justifié leur création.

Tableau 1 :
Comptes d'écarts réglementaires reconnus par la Régie

Compte	Date d'auto-risation	Décisions	Justifications
Compte d'écarts - Charge locale de transport	2003	D-2003-93, p. 15-21	Élément hors contrôle du Distributeur - Décalage éventuel entre la reconnaissance par la Régie des tarifs du Transporteur et leur intégration aux revenus requis Enjeux monétaires importants
Compte de *Pass-on* pour l'achat d'électricité	2005	D-2005-34, p. 36-50	Élément hors contrôle du Distributeur - Volatilité des prix de l'électricité - Aléas climatiques et de la demande - Autres incertitudes et risques résiduels tels les pannes d'équipement de fournisseurs Enjeux monétaires importants
Compte de nivellement pour aléas climatiques	2006	D-2006-34, p. 19-21	Élément hors contrôle du Distributeur - Aléas climatiques des revenus de transport et de distribution
Compte d'écarts - Combustibles	2009	D-2009-016, p. 60-62	Élément hors contrôle du Distributeur - Volatilité des prix
Compte d'écarts - Tarif de maintien de la charge	2009	D-2010-022, p. 42-45	Élément hors contrôle du Distributeur - Impossibilité de prévoir le recours des clients à ce tarif Traitement équitable des parties
Compte d'écarts - Pannes majeures	2009	D-2009-016, p.14-16 R-3644-2008, HQD-04-04	Impact des aléas climatiques sur la fréquence et l'ampleur des pannes majeures Équité intergénérationnelle Principe de lissage des coûts Enjeux monétaires potentiellement importants
Compte d'écarts - Projets majeurs	2010	D-2010-022, p. 45-47	Traitement équitable des parties - Accélérer la prise en compte aux revenus requis de tous les coûts afférents aux projets - Minimiser les coûts de financement
Compte d'écarts - Coût de retraite	2011	D-2011-028, p. 36-42	Élément hors contrôle du Distributeur - Instabilité des marchés financiers - Volatilité des coûts (difficile de prévoir notamment les taux d'actualisation et le rendement des actifs) Enjeux monétaires importants
Compte d'écarts - BEIÉ	2013	D-2013-037, p. 74-77	Élément hors contrôle du Distributeur - Charge fixée par décrets gouvernementaux Enjeux monétaires importants
Compte d'écarts - Coûts liés à la suspension de TCE	2014	D-2014-086 p.14	Équité intergénérationnelle - Maintien de la reconnaissance des coûts sur une base annuelle

À la lumière des informations présentées au tableau 1, le Distributeur constate que les justifications retenues aux fins de la mise en place de ces comptes sont toujours valides. De fait, la majorité de ces comptes ayant été créés à l'égard de coûts hors du contrôle du Distributeur au moment de leur création, force est de constater que cette situation prévaut toujours. Cette absence de contrôle est d'autant plus importante compte tenu de l'ampleur des montants en cause. Finalement, encore aujourd'hui, ils respectent les grands principes retenus par la Régie dans ses décisions au fil des années, à savoir notamment les principes d'équité intergénérationnelle et de stabilité tarifaire.

Par conséquent, le Distributeur propose de maintenir l'ensemble des comptes existants, assurant ainsi un traitement équitable des parties.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle qu'il existe un lien entre les comptes d'écarts et l'évaluation de son risque ayant servi à déterminer le taux de rendement de ses capitaux propres. La création ou l'élimination d'un ou de plusieurs de ces comptes modifierait son risque et pourrait nécessiter la révision du taux de rendement des capitaux propres.

3. RÉMUNÉRATION DES COMPTES

Pour répondre à la demande de la Régie relative à la rémunération des comptes d'écart[3], le Distributeur a effectué un balisage sur les divers taux de rémunération accordés par des organismes réglementaires canadiens et américains pour les différents CER. Pour le volet américain du balisage, il s'agit des entreprises qui ont été retenues à titre de comparables dans le cadre du dossier R-3842-2013[4].

3.1. Balisage sur la rémunération au Canada

3.1.1. Québec

À la connaissance du Distributeur, la Régie (tout comme l'ancienne Régie du gaz naturel) n'a rendu aucune décision de principe sur le taux de rémunération pour l'ensemble des CER à l'égard des entreprises qu'elle réglemente. Cependant, elle a systématiquement reconnu l'application du coût moyen pondéré du capital, chaque fois qu'un tel compte était établi.

La Régie a donné sa première opinion à l'égard des CER du Distributeur dans sa décision D-2003-93[5] rendue en mai 2003. Le Distributeur demandait alors à la Régie de se prononcer sur la création de comptes de frais reportés portant sur les postes relatifs aux coûts d'approvisionnement en électricité, aux coûts du service de transport et à certains frais d'exploitation sujets à des faits du prince. Quant au transfert des coûts de fourniture et du

[3] D-2014-037, paragraphe 417.
[4] R-3842-2013, Demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres et du mécanisme de traitement des écarts de rendement. Demande conjointe d'Hydro-Québec dans ses activités de transport et de distribution d'électricité
[5] D-2003-93, Section 1.2, pages 15 à 22.

coût de service de transport, la Régie a statué que les écarts de coûts constatés seraient crédités à un compte de frais reportés rémunéré au coût moyen pondéré du capital du Distributeur.

Au cours de la demande tarifaire 2006-2007[6], certains intervenants se sont opposé à l'inclusion de certains comptes dans la base de tarification et à leur rémunération au coût moyen pondéré du capital, tel que proposé par le Distributeur. Un intervenant proposait même de rémunérer les comptes de frais reportés au taux de la dette ou à un autre taux spécifique.

Dans sa décision D-2006-34, la Régie rappelait que précédemment, elle avait déjà autorisé la création de comptes de frais reportés hors base et leur rémunération au coût moyen pondéré du capital. Dans cette même décision, elle jugeait aussi que la rémunération de ces comptes au taux moyen du coût en capital constituait un traitement réglementaire habituel et raisonnable et elle estimait que l'examen des propositions visant des formes différentes de rémunération de ces comptes comportait un lien étroit avec l'examen de la structure du capital et des risques d'affaires de l'entreprise réglementée.

Depuis, lors des demandes subséquentes du Distributeur visant à créer de nouveaux CER, la Régie, après examen, a jugé conformes à la pratique réglementaire, les modalités d'application de ces comptes, dont notamment leur rémunération, en utilisant le coût moyen pondéré du capital. La Régie démontre toutefois, depuis 2013, un intérêt à examiner la question de la rémunération des différents CER, comme en témoignent ses plus récentes décisions telles que la décision D-2013-106[7] pour Gaz Métro, la décision D-2013-191[8] pour Gazifère et la décision D-2014-037 pour le Distributeur, décisions dans lesquelles, elle demande aux entreprises qu'elle réglemente d'étudier la question de la rémunération de leurs comptes d'écarts et de report.

Dans le cas de Gaz Métro, il appert de sa réponse à une demande de renseignements[9] de la Régie qu'historiquement, elle a toujours utilisé le coût moyen pondéré du capital autant pour établir le coût découlant de sa base de tarification ainsi que pour rémunérer ses comptes de frais reportés hors base. Gaz Métro est également d'avis qu'agir autrement aurait pour conséquence de la pénaliser indûment compte tenu du fait qu'elle a, de bonne foi, financé les actifs réglementaires selon la structure prescrite. Ainsi, elle ne croit pas requis que la Régie change le taux de financement de ces comptes de frais reportés.

3.1.2. Alberta

Dans sa plus récente décision touchant la rémunération des comptes d'écarts du distributeur gazier ATCO Gas (ATCO), l'Alberta Utilities Commission (AUC) traite de l'utilisation du coût

[6] Dossier R-3579-2005
[7] Dossier R-3809-2012, Phase 2, de la Société en commandite Gaz Métropolitain, D-2013-106, paragraphes 518 et 519.
[8] Dossier R-3840-2013, Phase 3, de Gazifère, D-2013-191, paragraphe 70.
[9] Dossier R-3871-2013, réponse à la question 21.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie relative à la demande d'examen du rapport annuel de SCGM pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2013.

moyen pondéré du capital comme taux (2014-078[10]). La décision concerne la fusion de deux comptes d'écarts de coûts d'équilibrage du réseau d'ATCO appelés LBDA nord et sud (Load Balancing Deferral Account). Ces comptes permettent de transférer les soldes cumulés des coûts d'équilibrage vers un cavalier pour les tarifs de distribution de gaz naturel, sujet à un seuil de déclenchement. L'autorisation de créer ces comptes date de 2008 et le coût moyen pondéré du capital s'applique depuis le début. Bien qu'il ait fait l'objet de remise en cause, l'AUC a toujours maintenu son utilisation.

Ainsi en 2013, à l'occasion de la demande d'ATCO de se faire autoriser un cavalier pour le LBDA nord, la rémunération du compte d'écart a fait partie des enjeux débattus. La Coalition des consommateurs de l'Alberta (CCA) s'est alors opposée au maintien de l'utilisation du coût moyen pondéré du capital d'ATCO Gas de 8,4 % afin de rémunérer le compte, faisant valoir dans sa recommandation qu'un taux de 3 % d'intérêt à court terme était plus approprié considérant que la période de récupération du cavalier était de moins d'un an.

Arguant qu'il s'agissait d'un compte qui pouvait maintenir un solde pendant plusieurs années tant que le seuil du cavalier n'était pas atteint, ATCO a réfuté la recommandation de la CCA considérant qu'un taux à long terme, tel que le coût moyen pondéré du capital, était le taux approprié à utiliser comme rémunération.

Dans sa décision 2013-106[11], l'AUC avalise l'utilisation du coût moyen pondéré du capital appliqué jusqu'à cette date pour le calcul du solde du compte, mais elle ordonne à ATCO de lui produire pour décembre 2013 une analyse sur les mérites de maintenir cette pratique.

Dans sa décision, l'AUC rappelle les raisons qui l'avaient amenée à retenir historiquement le coût moyen pondéré du capital. Elle cite une décision rendue en 2010[12], et qui reposait sur la prise en compte d'un certains nombres de facteurs tels : le niveau d'incertitude sur les soldes, le fait que ceux-ci peuvent aussi bien se révéler positifs ou négatifs, leur matérialité et leur persistance dans le temps. À cet égard, l'AUC indique que le compte avait été créé pour être équitable autant pour le distributeur que pour ses clients sachant que les excédents/déficits pouvaient être remboursés/récupérés auprès des clients. S'il y avait une probabilité égale de soldes positifs et négatifs, ATCO devrait théoriquement être indifférent entre l'utilisation des taux d'intérêt résultant de l'article 23 des règles[13] de l'AUC régissant les paiements d'intérêts ou l'utilisation du coût moyen pondéré du capital tel qu'approuvé dans les décisions antérieures de l'AUC. Toutefois, l'AUC note que depuis décembre 2010, le solde de ce compte s'était maintenu dans une position de compte à recevoir pour ATCO. Ceci étant, dans sa décision 2013, l'AUC prend acte des arguments de la CCA à l'effet que l'approbation du cavalier pourrait en soit modifier les caractéristiques du compte d'écarts puisque le montant du cavalier est connu et sa période de récupération est inférieure à douze mois. L'AUC demande donc à ATCO de lui soumettre une analyse sur cette question

[10] AUC Decision 2014-078, ATCO Gas Application for Administration of a Province-wide Load Balancing Deferral Account, 3 avril 2014.
[11] AUC Decision 2013-106, ATCO Gas North Load Balancing Rate Rider, 20 mars 2013.
[12] AUC Decision 2010-348, ATCO Gas North Retailer Service, North Load Balancing Deferral Account, North Load Balancing Rate Rider "L", 23 juillet 2010.
[13] AUC Rule 023: Rules Respecting Payment of Interest, 2 janvier 2008.

d'ici décembre 2013 afin d'établir si la rémunération future devrait être basée sur un coût moyen pondéré du capital ou sur les taux d'intérêt à court terme découlant de l'article 23 des règles régissant les paiements d'intérêts.

Elle ordonne également à ATCO de déposer une analyse de l'opportunité de fusionner le North et South LBDA. L'analyse déposée par le distributeur gazier en réponse à la demande de l'AUC démontre comment les critères d'incertitude, de variabilité, d'importance monétaire et de longévité du compte LBDA mis en place à l'époque par l'AUC sont toujours valables malgré le déclenchement d'un cavalier et nécessitent une rémunération au coût moyen pondéré du capital. Tel qu'indiqué plus haut, dans sa décision 2014-078[14] concernant la fusion des comptes LBDA nord et sud en un seul compte, l'AUC accepte la création du nouveau compte et les modalités de ce dernier, et ordonne à ATCO de déposer, avant le 1er juin 2014, une demande pour déterminer les soldes des comptes North and South LBDA et une proposition pour la méthodologie tarifaire devant être utilisée pour la gestion du nouveau compte consolidé. Dans cette cause, ATCO réitère que les caractéristiques du nouveau compte respectent les critères énoncés par l'AUC pour l'utilisation du coût moyen pondéré du capital.

3.1.3. Colombie-Britannique

En 2012, la British Columbia Utilities Commission (BCUC), dans sa décision G-77-12A[15] concernant les tarifs de BC Hydro pour les années fiscales 2012 à 2014, a autorisé, aux fins de la rémunération des soldes des comptes de frais reportés et des autres comptes réglementaires, un taux d'intérêt correspondant au coût moyen pondéré de la dette de l'entreprise. Cette décision s'inscrit toutefois dans le contexte de la Directive n° 3 émise par le gouvernement de la province qui vise à contrôler les augmentations tarifaires de BC Hydro pour ces années.

Toujours en 2012, la BCUC s'est également prononcée sur cette question dans sa décision G-110-12[16] concernant les tarifs du distributeur d'électricité FortisBC pour l'année 2012-2013. La BCUC est d'avis que les CER ne devraient pas être inclus dans la base de tarification ou être rémunérés au coût moyen pondéré du capital. Ainsi, elle estime, d'une part, que les coûts d'exploitation ou autres, qui, plutôt que d'être normalement comptabilisés dans les dépenses de l'exercice en cours sont reportés à des fins de lissage tarifaire, ne deviennent pas pour autant des investissements en capitaux par le simple fait d'être reportés et, d'autre part, que le mode de rémunération le plus approprié est un rendement d'intérêt. Pour les comptes qui sont amortis sur plus d'un an, l'organisme constate que le rendement approprié est le coût moyen pondéré de la dette de FortisBC. La BCUC estime également,

[14] AUC Decision 2014-078, ATCO Gas Application for Administration of a Province-wide Load Balancing Deferral Account, 3 avril 2014.

[15] BCUC Order G-77-12A, BC Hydro and Power Authority - F2012 to F2014 Revenue Requirement Application, 20 juin 2012.

[16] BCUC Order G-110-12, FortisBC Inc. 2012-2013 Revenue Requirements and Review of 2012 Integrated System Plan, 15 août 2012.

que pour les comptes amortis sur un an, il serait alors plus approprié d'utiliser le taux d'intérêt de court terme de FortisBC.

3.1.4. Ontario

En 2006, l'Ontario Energy Board (OEB) a publié une directive administrative[17] sur la question de la rémunération des comptes réglementaires. Cette directive s'applique à l'ensemble des distributeurs gaziers et électriques.

Les objectifs poursuivis par l'OEB étaient, d'une part, l'utilisation d'un taux d'intérêt reflétant les taux des marchés financiers et qui puisse s'adapter aux changements pouvant survenir dans ces marchés et, d'autre part, la mise en place d'une approche qui serait bénéfique dans un régime de réglementation incitative où la révision des taux d'intérêt pour ces comptes ne soit pas tributaire d'un processus annuel d'établissement des tarifs.

L'OEB a décidé qu'un taux d'intérêt correspondant au taux des acceptations bancaires d'une échéance de trois mois, auquel est ajouté un écart de 25 points de base, s'appliquerait comme rémunération des comptes. Ce taux est fixé trimestriellement et est modifié seulement si la variation est supérieure à 25 points de base par rapport au taux précédent.

3.1.5. Nouveau-Brunswick

En 2012, la Corporation de distribution Nouveau-Brunswick et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (Énergie NB) a présenté à la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESPNB), une demande[18] visant notamment la rémunération du compte de frais reportés en lien avec la réfection d'une centrale nucléaire. Énergie NB y proposait que le taux de financement soit basé sur le portefeuille de la dette totale à long terme et soit calculé selon la moyenne du calcul du taux réel de la première année et du calcul du taux prévu de la dernière année. Énergie NB proposait également que l'établissement du taux de financement fasse partie d'un dépôt annuel auprès de la Commission. Le taux de financement prévisionnel prévu pour l'exercice 2013-2014 a été établi à 4,62 %.

Un changement législatif[19] survenu en octobre 2013 a établi un nouveau cadre réglementaire pour la CESPNB dans lequel elle doit établir des tarifs en permettant, entre autres, d'obtenir un taux de capitalisation d'au minimum 20 % et en déterminant un coût de service de l'entreprise le plus bas possible pour les consommateurs de la province.

La décision[20] de la CESPNB, rendue en janvier 2014 sur ce sujet, indique que bien qu'Énergie NB projette effectivement de réaliser l'objectif d'une structure financière d'au

[17] OEB EB-2006-0117, Approval of Accounting Interest Rates Methodology for Regulatory Accounts, 28 novembre 2006.

[18] NBPD Exhibit 27.01, Financing Costs and Amortization to be used in determining the amount required to be recovered by Disco, Matter 171 : Lepreau Deferral Account Matter, 28 mai 2013.

[19] Electricity Act S.N.B 2013, c. 7, Section 68.

[20] NB EUB, Decision in the matter of the Point Lepreau Nuclear Generating Station Deferral Account and Section 143.1 of the Electricity Act (Matter No. 171), 13 janvier 2014.

minimum 20 % de capitaux propres telle que prescrite par la législation, elle ne possède actuellement aucun rendement réglementé.

La CESPNB note que tout redressement visant à inclure des capitaux propres l'aurait forcée à établir à la fois un taux de rendement sur les capitaux propres et une structure financière appropriés pour Énergie NB, ces deux enjeux ne faisant pas partie de ceux à débattre dans le dossier.

Après avoir pris en considération l'ensemble de la preuve, la Commission accepte la méthode de calcul proposée par Énergie NB et autorise un taux de financement de 4,55 % pour l'exercice financier 2013-2014. Elle conclut en notant que cette méthodologie pourra être révisée dans l'avenir, à mesure qu'Énergie NB commencera à cumuler des capitaux propres et qu'un coût des capitaux propres pourra alors être calculé.

3.1.6. Office national de l'énergie

En septembre 2011, TransCanada PipeLines Limited, NOVA Gas Transmission Ltd et Foothills Pipe Lines Ltd (collectivement « TransCanada ») ont demandé à l'Office national de l'énergie (ONÉ) d'obtenir les approbations nécessaires pour mettre en œuvre un projet de restructuration des services sur le réseau de pipeline principal de TransCanada, ainsi que les réseaux de l'Alberta et de Foothills lui appartenant. TransCanada a également demandé des ordonnances fixant et approuvant les tarifs de transport qu'elle était en droit d'exiger pour les services de transport sur le réseau principal entre janvier 2012 et le décembre 2013.

Dans cette demande, TransCanada a demandé, entre autres, le maintien de ses comptes d'écarts et de frais reportés pour les années tarifaires 2012 et 2013. TransCanada a également demandé la création d'un compte d'écart TSA,[21] rémunéré au coût moyen pondéré du capital. Par ce compte, TransCanada vise à stabiliser les tarifs et à y regrouper des comptes d'écarts déjà approuvés pour les écarts de revenus pour le service ferme de transport, pour les revenus discrétionnaires et non discrétionnaires et pour la surcharge pour le point de réception Union Dawn, ainsi que le compte d'écarts de revenus intérimaires en place pour 2010 et 2011. TransCanada a justifié sa demande sur l'argument que l'utilisation d'un seul compte d'écarts de revenus afin de capter l'ensemble des écarts entre les revenus réels et les revenus requis autorisés simplifierait le calcul du report ainsi que les procédures connexes pour le suivi et les rapports des reports.

Dans sa décision[22] rendue en mars 2013, l'ONÉ s'est dit en accord avec TransCanada sur le fait que la rémunération du compte TSA devait être établie sur le coût moyen pondéré du capital, reflétant le coût du capital global du réseau. L'ONÉ indique que même si les revenus reportés comprennent une prime pour les risques du compte TSA, le solde de ce compte comporte le même niveau de risque de recouvrement des coûts que le reste de la base de tarification du réseau principal. Il est d'avis que TransCanada devait être indemnisé en

[21] Toll Stabilization Adjustment account (« TSA »).
[22] NEB RH-003-2011, Reasons for Decision, TransCanada PipeLines Limited, NOVA Gas Transmission Ltd, and Foothills Pipe Lines Ltd, March 2013, page 236.

conséquence. En outre, l'ONÉ estime ne pas avoir à spéculer sur la manière dont TransCanada financera son compte et considère que la totalité du financement du réseau principal doit être atteint avec un ratio d'endettement de 60 %, plutôt que de tenter d'estimer la façon dont chaque compte individuel serait financé.

3.2. Balisage sur la rémunération aux États-Unis

Pour le volet américain, le Distributeur a effectué un balisage des différents modes de rémunération des CER des entreprises américaines de comparaison décrites dans l'analyse de risque produite dans le dossier R-3842-2013.

Ce balisage est basé sur un examen des rapports annuels de ces comparables américains, de leurs rapports 10-K produits pour la Security Exchange Commission, ainsi que des décisions produites par leurs organismes réglementaires. Une analyse exhaustive de ces entreprises n'a pas été effectuée, l'objectif étant de donner un aperçu, pour chacune d'entre elles, du traitement réglementaire de leurs CER.

3.2.1. Consolidated Edison

La compagnie Consolidated Edison Company de New York (CECONY), du groupe Consolidated Edison, obtient un rendement au taux fixé annuellement par la Commission[23], et s'établissant en novembre 2013 à 3 %[24] sur l'ensemble des actifs et passifs réglementaires pour lesquels des flux de trésorerie ont eu lieu, sauf pour les comptes relatifs au FAS-109 et le compte de report de taxes de la Metropolitan Transit Authority qui sont exemptés de frais d'intérêt. Le rapport 10-K de CECONY stipule que ses compagnies opérantes sont créditées d'un rendement sur tous les actifs réglementaires pour lesquels une sortie de trésorerie a été faite et qu'elles paient un rendement sur tous les passifs réglementaires pour lesquels une entrée de trésorerie a été reçue. Les actifs et passifs réglementaires seront récupérés auprès des clients ou appliqués à leurs bénéfices, conformément aux dispositions tarifaires approuvées par l'organisme réglementaire applicable[25]. Par ailleurs, la dernière demande tarifaire de CECONY stipule au sujet de la rémunération des CER que l'entreprise est tenue d'enregistrer dans ses livres les différents montants à charger ou à rembourser aux clients. Sauf indication contraire par décision de la Commission, CECONY rémunérera les montants aux livres, déduction faite des impôts sur le revenu fédéral et de l'État, au taux fixé par la Commission.

[23] Ce taux originalement appelé « Other Customer Provided Capital rate » est un taux d'intérêt fixé par l'organisme réglementaire et qui est basé sur les rendements obligataires composites non ajustés pour les services publics appartenant à des investisseurs et pour les services publics municipaux. Ce taux d'intérêt est par exemple celui payé aux fournisseurs de gaz.

[24] NY DSP, Memo, 14 novembre 2013, Subject: Case 13-M-0463 - Customer Deposits Interest Rates Effective January 1, 2014, page 1.

[25] Con Ed 2013 10-K, page 42.

3.2.2. NextEra Energy

La compagnie Florida Power and Light (FP&L), du groupe NextEra Energy, obtient un rendement sur tous ses actifs et passifs réglementaires. Le rapport 10-K du groupe indique[26] que les actifs et passifs réglementaires de FP&L représentent des revenus futurs probables qui seront récupérés ou remboursés à des clients au travers du processus de tarification. Les actifs et passifs réglementaires sont inclus dans la base de tarification ou encore obtiennent (payent) un rendement, au cours de la période de récupération. En ce qui concerne les clauses de recouvrement des coûts, le rapport 10-K mentionne qu'elles sont conçues pour permettre la récupération complète de certains coûts[27] dont, les coûts de carburant, d'approvisionnement en énergie et d'échanges d'énergie, certains coûts liés à la construction de nouvelles centrales nucléaires prévues par FP&L et d'installations de production d'énergie solaire de FP&L, ainsi que certains coûts liés à l'environnement, et de fournir un rendement sur certains comptes d'écarts et de report. La compagnie bénéficie de fonds de recouvrement pour les coûts liés aux tempêtes depuis 2007. Ces coûts sont traités séparément comme une entité spéciale plutôt que d'être inclus dans la base de tarification[28].

3.2.3. Northeast Utilities

Les compagnies du groupe Northeast Utilities[29] obtiennent différentes rémunérations sur leurs CER. Les compagnies du Massachusetts (NSTAR et WMECO) ont, pour certains comptes, une rémunération au taux de dépôt de la clientèle, taux fixé au taux d'intérêt préférentiel[30]. D'autres comptes tels que par exemple, les fonds de recouvrement pour les coûts liés aux tempêtes, peuvent être rémunérés au coût moyen pondéré du capital. Les comptes de la compagnie PSNH sont inclus dans sa base de tarification et portent intérêt au coût moyen pondéré du capital[31].

3.2.4. Southern Company

Les quatre principales compagnies de Southern Company[32] sont généralement rémunérées sur leurs CER. Les comptes d'écarts tels que ceux visant la récupération des coûts de carburant ou encore la récupération des revenus sont généralement amortis en moins d'une année. Pour deux de ces compagnies, soit Gulf Power et Georgia Power, ces comptes sont rémunérés au coût moyen pondéré du capital autorisé par la Commission[33]. En outre, la

[26] FPL 2013 10-K page 65.
[27] FPL 2013 10-K page 81.
[28] FPL 2013 10-K page 85.
[29] Connecticut Light and Power (CL&P), NSTAR Electric (NSTAR), Public Service Company of New Hampshire (PSNH) et Western Massachusetts Electric (WMECO).
[30] MA DPU, National Grid Decoupling Order, November 30 2009, pages 87-88.
[31] PSNH Witness, Baumann Exhibit, Docket No. DE 09-035, Schedule 3, page 1 de 2.
[32] Alabama Power, Georgia Power, Gulf Power et Mississippi Power.
[33] Gulf Power Stipulation and Settlement Agreement, Docket No. 130140-EI (November 22, 2013) page 3, et Georgia Power Smith Direct Testimony Exhibit RCS-2, Schedule A, page 1, Staff Revenue Requirements Witness, Docket 36989, pages 17 et 26 (October 2013); et Smith Schedule Exhibit RCS-2, Schedule B page 1 de 4, Staff Revenue Requirements Witness, Docket 36989.

compagnie Georgia Power a établi[34] des tarifs et des revenus requis distincts, comprenant le coût moyen pondéré du capital autorisé par la Commission, pour le recouvrement des coûts environnementaux et celui des coûts reliés à l'efficacité énergétique. Il ressort des documents examinés (rapports 10-K et demandes tarifaires récentes) que tous les actifs et passifs réglementaires sont autorisés à recevoir une rémunération au coût moyen pondéré du capital en vigueur, sauf dans les cas précis des comptes d'actifs réglementaires qui sont compensés par des passifs reportés.

3.2.5. Wisconsin Energy

La compagnie Wisconsin Electric Power, faisant partie du groupe Wisconsin Energy, possède des comptes d'écarts et de report. Bien qu'un faible pourcentage d'actifs réglementaires ne reçoive aucune rémunération, la grande majorité d'entre eux obtiennent une rémunération basée sur les taux d'intérêt à court terme[35]. De 2002 jusqu'en 2013, l'organisme réglementaire permettait que le compte d'écarts des coûts de transport ayant dépassé ceux autorisés dans les tarifs puisse être rémunéré par un rendement basé sur le coût moyen pondéré du capital. Depuis 2013, ce compte est toutefois rémunéré à partir d'un taux d'intérêt à court terme[36].

3.2.6. Xcel Energy

De façon, générale, les compagnies de Xcel Energy[37] reçoivent une rémunération sur leurs actifs et passifs réglementaires.

Ainsi, pour Northern States Power – Minnesota, les seuls comptes importants non rémunérés sont ceux relatifs à la centrale nucléaire de Prairie Island et ceux relatifs aux coûts associés aux mécanismes d'ajustement de l'énergie[38]. Les autres comptes sont rémunérés selon le coût moyen pondéré du capital autorisé. Cependant, dans certains cas, les remboursements aux clients des montants perçus en trop portent intérêt au taux d'intérêt préférentiel[39].

Dans le cas de Northern States Power – Wisconsin, bien que certains des comptes ne reçoivent pas de rémunération, comme l'approvisionnement en gaz naturel et en électricité, la majorité des actifs réglementaires sont rémunérés par un rendement basé sur les taux d'intérêt à court terme[40].

Quant à Public Service of Colorado, la plupart des soldes réglementaires d'actifs transférés dans la base de tarification obtiennent une rémunération basée sur le coût moyen pondéré

[34] Smith Direct Testimony, Staff Revenue Requirements Witness, Docket 36989, pages 17 et 26 (October 22, 2013) et Smith Schedule Exhibit RCS-2, Schedule B page 1 de 4.
[35] Wisconsin Electric Power 2013 10-K page 75.
[36] Wisconsin Electric Power 2013 10-K page 54.
[37] Northern States Power – MN (NSP-MN), Northern States Power – WI (NSP-WI), Public Service of Colorado (PSCo) et Southwestern Public Service (SPS).
[38] NSP-MN 2013 10-K pages 94-95.
[39] Minnesota PUC Order, NSP-MN Docket No. E-002/GR-12-961 (Sept 3, 2013) page 39.
[40] NSP-WI 2013 10-K page 65 and 71.

du capital autorisé[41]. Toutefois, certains actifs réglementaires sont hors base de tarification et ne sont pas rémunérés, tels que ceux comptabilisant les dépenses liées aux ressources renouvelables et aux initiatives environnementales[42].

Finalement, dans la plus récente demande tarifaire de Southwestern Public Service, la compagnie a exclu de sa base de tarification certains comptes réglementaires importants qui n'étaient pas éligibles à recevoir une rémunération. De façon générale, ces comptes sont ceux associés à des ressources renouvelables et à des initiatives environnementales[43]. Les autres comptes d'écarts de cette compagnie demeurent inclus dans la base de tarification et obtiennent un rendement au coût moyen pondéré du capital autorisé.

4. POSITION DU DISTRIBUTEUR

Il ressort du balisage que la rémunération des CER n'est pas uniforme en Amérique du Nord. Plusieurs juridictions utilisent le coût moyen pondéré du capital alors que d'autres préconisent l'utilisation de taux correspondant au coût moyen de la dette ou à un taux d'intérêt de court terme. Ce balisage ne permet donc pas de dégager une tendance claire quant au mode de rémunération des CER. Cependant, force est de constater que, dans plusieurs juridictions, le mode de rémunération est adapté aux particularités inhérentes à chaque entreprise de service public régies par ces juridictions et à la nature des différents CER.

Ainsi, dans la réflexion sur le mode de rémunération des CER, il est nécessaire de prendre en compte certaines spécificités propres à la situation du Distributeur, notamment l'importance relative de la valeur des CER qui peut avoir un impact significatif sur la structure de capital du Distributeur et la politique de gestion intégrée du financement de la dette suivie par l'entreprise. C'est pourquoi le Distributeur est d'avis que le coût moyen pondéré du capital doit être utilisé pour la rémunération de ses CER, et ce, pour les raisons exposées dans la présente section.

D'emblée, le Distributeur juge important de rappeler pour ces deux éléments, soit la structure de capital et la gestion intégrée du financement de la dette par l'entreprise, le contexte réglementaire dans lequel il évolue.

Depuis la décision D-2003-93[44], les CER du Distributeur sont tous rémunérés au coût moyen pondéré du capital. Ce coût moyen pondéré est calculé en utilisant un niveau de capitaux propres présumé de 35 %, dont le coût pour 2015 est de 8,2 %, et un niveau de dette présumé de 65 %. Concernant le coût de la dette, compte tenu du fait qu'Hydro-Québec gère ses programmes de financement d'une manière globale et intégrée, ce qui implique qu'aucun financement spécifique n'est effectué pour ses différents secteurs d'activité (i.e. production,

[41] PUC of Colorado Decision No. C12-0494, Docket No. 11AL-947E, Order Approving Settlement Agreement, May 9, 2012, Adopted Date: April 26, 2012 page 17.
[42] PSCo 2013 10-K page 80.
[43] SPS 2013 10-K page 68.
[44] D-2003-93, page 57.

transport et distribution) ou n'est relié à un actif en particulier, c'est le coût de la dette intégrée de l'entreprise qui est utilisé pour calculer le coût de la dette des divisions réglementées et ce, depuis la décision D-2002-95[45]. Ainsi, dès 2003, la Régie a retenu le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec comme estimateur du coût présumé de la dette du Distributeur et le coût moyen pondéré du capital pour établir le bénéfice net réglementé. Sur ces bases, la prévision du coût de dette réglementaire de l'année 2015 s'élève à 6,511 %[46] et celle du coût moyen pondéré du capital est de 7,102 %.

Comme expliqué à la section 2, les CER ont leur source dans les écarts entre la prévision d'un revenu ou d'une dépense et le montant réellement encouru par le Distributeur ou dans l'étalement sur plusieurs années de coûts reliés à certains programmes ou projets.

Ainsi, si le Distributeur doit débourser un montant plus élevé que prévu pour une dépense d'exploitation, il faut financer la différence en attendant de récupérer ces fonds dans les tarifs des années subséquentes. Cet écart entre le déboursé et sa récupération dans les revenus donne lieu à un compte à recevoir, soit un actif réglementaire. Inversement si dans le cadre d'un CER, le Distributeur perçoit des fonds qu'il doit rembourser plus tard aux clients, ce devancement de revenus procure une source de financement en attendant le remboursement et donne lieu à un compte à payer, soit un passif réglementaire. Les déficits ou surplus d'encaisse associés aux actifs et passifs créés par les CER sont intégrés dans le flux de trésorerie consolidé provenant de l'ensemble des activités d'exploitation d'Hydro-Québec et, de ce fait, font partie intégrante des besoins de fonds d'Hydro-Québec. Étant donné qu'Hydro-Québec établit et gère son programme de financement de façon intégrée, il n'est pas possible d'établir un lien entre les déficits et surplus d'encaisse associés aux CER et une source de financement spécifique.

Parmi les facteurs qu'Hydro-Québec considère pour déterminer son programme de financement optimal, le ratio de capitalisation en est un important puisque, comme pour n'importe quelle entreprise, les prêteurs s'attendent à ce que celle-ci avance une partie des fonds requis pour financer les actifs de la compagnie.

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

Par ailleurs, la composition du programme d'emprunt d'Hydro-Québec en termes de choix des échéances et de part de dette à taux fixe ou variable tient compte, sur une base consolidée, des projections des besoins de fonds qui intègrent l'ensemble des caractéristiques des flux monétaires des diverses unités et donc, les caractéristiques des flux

[45] D-2002-95, page 147.
[46] Le coût de la dette réglementaire de 6,511 % est basé sur les données réelles (4 mois) et prévisionnelles (8 mois) de l'année de base 2014 et les données du programme d'emprunts 2014-2015.

associés aux CER du Distributeur. Mais, comme indiqué précédemment, il est impossible d'établir un lien entre un actif particulier et un mode spécifique de financement par la dette.

Ceci est la raison pour laquelle d'emblée, la Régie a accepté la notion que pour concilier les bénéfices d'une gestion intégrée et permettre à Hydro-Québec de récupérer la juste quote-part des coûts de financement associés aux unités réglementées, il faut recourir au concept de structure de capital présumée et utiliser le coût moyen de la dette d'Hydro-Québec.

L'attribution d'un financement spécifique aux CER du Distributeur, comme par exemple, un financement constitué à 100 % de dette de court terme, serait incompatible avec l'actuelle structure de capital présumée du Distributeur.

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

Pour ce qui est du coût de la dette, compte tenu du fait que le coût de la dette intégrée de l'entreprise reflète la charge financière réelle que l'entreprise doit récupérer, toute diminution de la rémunération des CER, occasionnant la récupération d'un coût de dette qui soit inférieur à celui du coût moyen de la dette consolidée (soit par exemple, 6,511 % pour 2015), serait compensée par une augmentation du coût moyen de la dette consolidée appliqué aux autres actifs de la base de tarification du Distributeur. Il s'agit d'un effet de vases communicants. Pour poursuivre l'illustration du cas hypothétique mentionné à titre d'exemple, cet effet serait constaté sur la portion des 400 M$ qui est déjà incluse dans le coût de la dette intégrée, soit 65 % de ce montant. Le tableau 2 illustre un cas hypothétique d'un taux de financement basé sur les taux d'intérêt à court terme, sans modification de la structure de capital, pour ainsi financer 65 % du montant de 400 M$.

Tableau 2 :
Exemple d'une rémunération au taux de dette de court terme sans modification de la structure de capital

	Rémunération actuelle au coût moyen pondéré du capital (CMPC)				Rémunération des CER au taux de dette court terme sans modifier la structure de capital présumée			
Paramètres		Taux	Structure de capital	Taux pondéré		Taux	Structure de capital	Taux pondéré
	Dette	**6,511%**	65%	4,232%	Dette [1]	**6,676%**	65%	4,339%
	Capitaux Propres	8,200%	35%	2,870%	Capitaux Propres	8,200%	35%	2,870%
	Coût moyen pondéré du capital			**7,102%**	**Coût moyen pondéré du capital**			**7,209%**
					Dette court terme			**2,107%**
Rémunération	**Actifs rémunérés**	Valeur des actifs en M$	**CMPC**	Rémunération en M$	**Actifs rémunérés**	Valeur des actifs en M$		Rémunération en M$
	BT (autre que CER)	10 700	**7,102%**	759,9	BT (autre que CER)	10 700	7,209%	771,4
	100 % CER	400	**7,102%**	28,4	65 % CER	260	2,107%	5,5
					35 % CER	140	8,200%	11,5
			Total	**788,3**	Total		**Total**	**788,3**

[1] Recalcul du coût de dette pour récupération de coût:

	Portion Distributeur	Moins: Portion CER	
Numérateur	470	5,5	464
Dénominateur	7215 [2]	260	6955
Coût de dette	**6,511%**		**6,676%**

[2] La partie dénominateur de la portion du Distributeur est financée par capitaux empruntés à 65 %.

Le tableau 3 illustre la situation d'un taux de financement basé sur les taux d'intérêt à court terme, avec une modification de la structure de capital pour financer l'intégralité des CER de 400 M$, qui serait ainsi présumée être financée entièrement au moyen de dette. On y constate que le coût moyen du capital serait modifié et que la modification au taux de capitalisation ferait en sorte que le Distributeur serait pénalisé en ne récupérant pas la rémunération à laquelle il aurait droit pour les capitaux propres.

Tableau 3 :
Exemple d'une rémunération entièrement au taux de dette de court terme avec récupération intégrale de la portion du Distributeur du coût de la dette intégrée

	Rémunération actuelle au coût moyen pondéré du capital (CMPC)				Rémunération des CER au taux de dette court terme			
Paramètres		Taux	Structure de capital	Taux pondéré		Taux	Structure de capital	Taux pondéré
	Dette	**6,511%**	65%	4,232%	Dette [1]	**6,764%**	65%	4,397%
	Capitaux Propres	8,200%	35%	2,870%	Capitaux Propres	8,200%	35%	2,870%
	Coût moyen pondéré du capital			**7,102%**	**Coût moyen pondéré du capital**			**7,267%**
					Dette court terme			**2,107%**
Rémunération	**Actifs rémunérés**	Valeur des actifs en M$	**CMPC**	Rémunération en M$	**Actifs rémunérés**	Valeur des actifs en M$		Rémunération en M$
	BT (autre que CER)	10 700	**7,102%**	759,9	BT (autre que CER)	10 700	7,267%	777,5
	100 % CER	400	**7,102%**	28,4	100 % CER	400	2,107%	8,4
			Total	**788,3**			**Total**	**786,0**

[1] Recalcul du coût de dette pour récupération de coût:

	Portion Distributeur	Moins: Portion CER	
Numérateur	479	8,4	470
Dénominateur	7355 [2]	400	6955
Coût de dette	**6,511%**		**6,764%**

[2] La partie dénominateur de la portion du Distributeur est financée par capitaux empruntés à 66,3 %.

Au chapitre réglementaire, la situation d'un financement spécifique constitué intégralement de dettes applicables aux CER, sans reconnaître l'effet de vases communicants avec le coût de dette applicable à la base de tarification, porterait atteinte au principe qu'une entreprise a le droit de récupérer l'ensemble de ses coûts lors de l'établissement de ses tarifs. De plus, tel que démontré dans l'exemple du tableau 3, même dans l'hypothèse où la différence du coût de dette serait récupérée par compensation via l'effet décrit plus haut, il subsisterait encore un manque à gagner au niveau des 35 % de capitaux propres de cette structure qui ne serait pas compensé. Le Distributeur ne bénéficierait ainsi pas du taux de rendement des capitaux propres autorisé par la Régie, contrevenant dès lors au principe même de rendement raisonnable pour les actionnaires.

En plus d'être pénalisante, l'application de taux différents occasionnerait une complexité additionnelle dans le suivi et la gestion des différents CER. Pour reprendre l'exemple précédent, des ajustements seraient régulièrement requis pour effectuer le suivi du coût de dette particulier du Distributeur. Par ailleurs, comme les CER peuvent générer, au fil des années, des comptes à recevoir ou à payer, dont l'importance et la durée d'amortissement des montants peuvent être très variables, un traitement différencié se traduirait par un taux de capitalisation effectif accordé au Distributeur qui varierait dans le temps sans justification

de fonds. En fait le Distributeur serait pénalisé lorsque les CER sont des actifs (comptes à recevoir) et favorisé lorsqu'ils sont des passifs (comptes à payer).

Pour l'ensemble des justifications susmentionnées, le Distributeur est d'avis que le coût moyen pondéré du capital, calculé pour l'année tarifaire faisant l'objet de la fixation du tarif, est le taux le plus approprié pour rémunérer les soldes des CER. Il reflète la réalité du financement intégré effectué par Hydro-Québec et est cohérent avec la gestion globale qui en est faite. Il s'agit d'un mode de rémunération des CER simple qui garantit un traitement uniforme selon que l'entreprise possède des comptes à recevoir à l'égard des clients ou des comptes à payer. Il est important de rappeler à cet égard que les CER s'appliquent à des écarts hors du contrôle de l'entreprise qui peuvent aussi bien être positifs que négatifs. Enfin, l'emploi d'une méthode de calcul reposant sur l'utilisation de comptes d'écarts financés exclusivement par l'émission de dette aurait un impact défavorable pour l'actionnaire.