

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO. : R-3927-2015

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC,

Demanderesse

et al.

**DEMANDE RELATIVE AUX MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES
DÉCOULANT DU PASSAGE AUX PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT
RECONNUS DES ÉTATS-UNIS (US GAAP)**

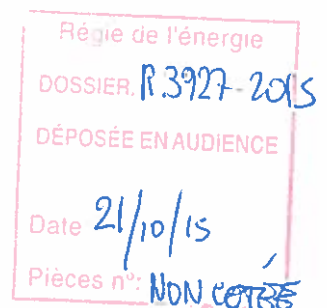
CAHIER DES AUTORITÉS

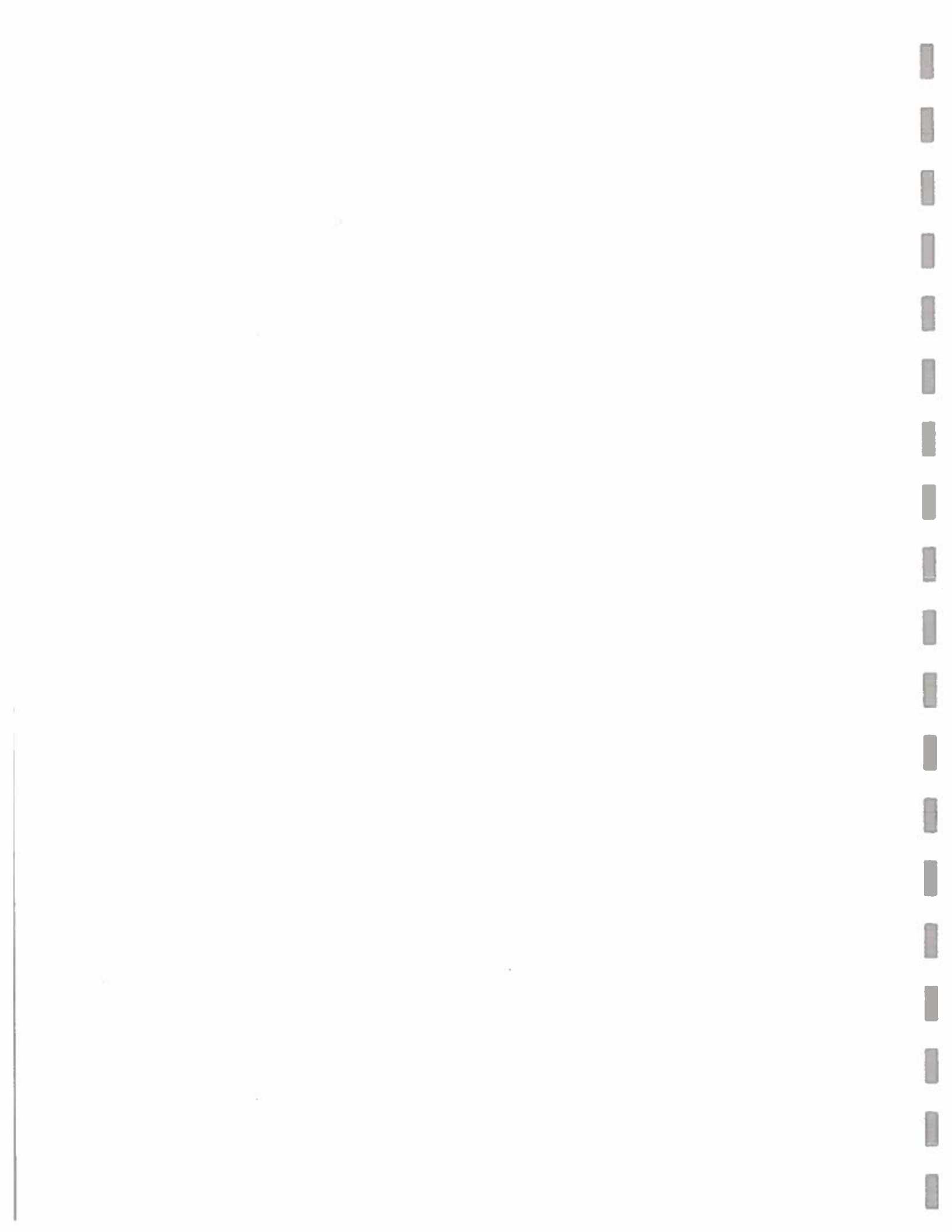
- 1.- Loi sur Hydro-Québec
- 2.- *ATCO Gas and Pipeline Ltd v. Alberta (Utilities Commission)*, 2014 ABCA 28
- 3.- Robert W. MACAULAY et James L. H. SPRAGUE, *Hearings Before Administrative Tribunals*, 4^e éd., Toronto, Éditions Carswell, 2010

MONTRÉAL, le 21 octobre 2015

(s) *Affaires juridiques Hydro-Québec*

Affaires juridiques Hydro-Québec
(M^e Éric Fraser)
Procureur du Distributeur







© Éditeur officiel du Québec

À jour au 1er octobre 2015
Ce document a valeur officielle.

chapitre H-5

LOI SUR HYDRO-QUÉBEC

SECTION I DISPOSITIONS INTERPRÉTATIVES

1. Dans la présente loi, à moins que le contexte n'indique un sens différent, on entend par:

1° «Société»: Hydro-Québec;

2° «Régie»: la Régie de l'énergie;

3° «ministre»: le ministre chargé de l'application de la présente loi par désignation du gouvernement;

3.1° «dirigeant»: le président-directeur général, qui est le principal dirigeant de la Société, ou toute personne qui assume des responsabilités de direction sous l'autorité immédiate de celui-ci;

4° «énergie»: l'électricité, le gaz, la vapeur et toute autre forme d'énergie, hydraulique, thermique ou autre;

5° «filiale en propriété exclusive»: une personne morale dont la Société détient directement ou indirectement la totalité des actions comportant droit de vote.

S. R. 1964, c. 86, a. 1; 1978, c. 41, a. 2; 1988, c. 23, a. 88; 1991, c. 74, a. 168; 1996, c. 61, a. 121; 2006, c. 59, a. 44.

2. Tout pouvoir conféré à la Société peut être exercé de temps en temps, entièrement ou partiellement, aussi souvent qu'il est jugé à propos de le faire.

S. R. 1964, c. 86, a. 2; 1978, c. 41, a. 1.

SECTION II CONSTITUTION DE LA SOCIÉTÉ

3. Une personne morale est créée sous le nom de «Commission hydroélectrique du Québec» ou l'abréviation «HYDRO-QUÉBEC».

À compter du 1^{er} octobre 1978, la personne morale est désignée sous le seul nom d'Hydro-Québec.

S. R. 1964, c. 86, a. 3; 1977, c. 5, a. 14; 1978, c. 41, a. 3; 1999, c. 40, a. 145.

3.1. À compter du 19 décembre 1981, la Société continue d'exister comme compagnie à fonds social.

1981, c. 18, a. 1.

3.1.1. La Société est, pour les fins de la présente loi, un mandataire de l'État et l'a toujours été depuis le 14 avril 1944.

S. R. 1964, c. 86, a. 13; 1978, c. 41, a. 1; 1999, c. 40, a. 145; 2006, c. 59, a. 46.

3.1.2. La Société a le pouvoir de posséder des biens; ce pouvoir n'est pas limité.

Les biens possédés par la Société sont la propriété de l'État, depuis le 15 avril 1944 mais l'exécution des obligations de la Société peut être poursuivie sur ces biens.

S. R. 1964, c. 86, a. 14; 1968, c. 35, a. 1; 1978, c. 41, a. 1; 1999, c. 40, a. 145; 2006, c. 59, a. 46.

3.1.3. La Société n'engage qu'elle-même lorsqu'elle agit en son propre nom.

1968, c. 35, a. 2; 1978, c. 41, a. 1; 2006, c. 59, a. 46.

3.2. Le fonds social autorisé de la Société est de 5 000 000 000 \$. Il est divisé en 50 000 000 d'actions d'une valeur nominale de 100 \$ chacune.

1981, c. 18, a. 1.

3.3. Ces actions de la Société font partie du domaine de l'État et elles sont attribuées au ministre des Finances.

1981, c. 18, a. 1; 1999, c. 40, a. 145.

3.4. Le total des réserves pour le renouvellement du réseau, pour éventualités et pour stabilisation de taux de la Société au 31 décembre 1980, au montant de 4 374 109 000 \$, est imputé au paiement total de 43 741 090 actions de la Société.

1981, c. 18, a. 1.

3.5. Le gouvernement peut, aux conditions qu'il détermine, autoriser de temps à autre le ministre des Finances à payer, à même le fonds consolidé du revenu, tout nombre additionnel d'actions que le gouvernement fixe, jusqu'à concurrence du fonds social autorisé de la Société.

1981, c. 18, a. 1.

3.6. Les dispositions de la Partie II de la Loi sur les compagnies (chapitre C-38) qui ne sont pas incompatibles avec celles de la présente loi s'appliquent à la Société, à l'exception des articles 142, 159 à 162, 184 et 190 à 196.

2006, c. 59, a. 47.

SECTION II.1

COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

4. La Société est administrée par un conseil d'administration composé de 17 membres, dont le président du conseil et le président-directeur général.

Ces membres sont les administrateurs de la Société au sens de la Loi sur les compagnies (chapitre C-38); toutefois, la qualité d'actionnaire n'est pas requise.

S. R. 1964, c. 86, a. 4; 1969, c. 34, a. 1; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 2; 1995, c. 5, a. 1; 2006, c. 59, a. 48.

4.0.1. Le gouvernement nomme les membres du conseil, autres que le président de celui-ci et le président-directeur général, en tenant compte des profils de compétence et d'expérience établis par le conseil. Ces membres sont nommés pour un mandat d'au plus quatre ans.

Le mandat des membres du conseil d'administration peut être renouvelé deux fois à ce seul titre, consécutivement ou non.

2006, c. 59, a. 49.

4.0.2. Le gouvernement nomme le président du conseil d'administration pour un mandat d'au plus cinq ans.

En outre des mandats accomplis à titre de membre du conseil, le président du conseil peut être renouvelé deux fois à ce titre, consécutivement ou non.

2006, c. 59, a. 49.

4.0.3. Les fonctions de président du conseil d'administration et de président-directeur général de la Société ne peuvent être cumulées.

2006, c. 59, a. 49.

4.0.4. Le président du conseil d'administration préside les réunions du conseil et voit à son bon fonctionnement. En cas de partage, il a voix prépondérante.

Il voit également au bon fonctionnement des comités du conseil.

2006, c. 59, a. 49.

4.0.5. Le président du conseil d'administration évalue la performance des autres membres du conseil d'administration selon les critères établis par celui-ci.

Il exerce, en outre, toute autre fonction que lui confie le conseil.

2006, c. 59, a. 49.

4.0.6. Au moins les deux tiers des membres du conseil d'administration, dont le président, doivent, de l'avis du gouvernement, se qualifier comme administrateurs indépendants.

Un membre se qualifie comme tel s'il n'a pas, de manière directe ou indirecte, de relations ou d'intérêts, par exemple de nature financière, commerciale, professionnelle ou philanthropique, susceptibles de nuire à la qualité de ses décisions eu égard aux intérêts de la Société.

Un administrateur est réputé ne pas être indépendant:

1° s'il est ou a été, au cours des trois années précédant la date de sa nomination, à l'emploi de la Société ou de l'une de ses filiales en propriété exclusive;

2° s'il est à l'emploi du gouvernement ou d'un organisme du gouvernement au sens de l'article 4 de la Loi sur le vérificateur général (chapitre V-5.01);

3° si un membre de sa famille immédiate fait partie de la haute direction de la Société ou de l'une de ses filiales.

2006, c. 59, a. 49; 2013, c. 16, a. 108.

4.0.7. Le gouvernement peut adopter une politique concernant des situations qu'il entend examiner pour déterminer si un membre du conseil d'administration se qualifie comme administrateur indépendant. Il peut y préciser le sens qu'il entend donner à l'expression "membre de sa famille immédiate".

2006, c. 59, a. 49.

4.0.8. Le seul fait pour un membre du conseil d'administration ayant la qualité d'administrateur indépendant de se trouver, de façon ponctuelle, en situation de conflit d'intérêts, n'affecte pas sa qualification.

2006, c. 59, a. 49.

4.0.9. Un membre du conseil d'administration nommé à titre d'administrateur indépendant doit dénoncer par écrit au conseil d'administration et au ministre toute situation susceptible d'affecter son statut.

2006, c. 59, a. 49.

4.0.10. Aucun acte ou document de la Société ni aucune décision du conseil d'administration de celle-ci ne sont invalides pour le motif que moins des deux tiers des membres du conseil sont indépendants.

2006, c. 59, a. 49.

4.1. À l'expiration de leur mandat, les membres du conseil d'administration demeurent en fonction jusqu'à ce qu'ils soient remplacés ou nommés de nouveau.

1983, c. 15, a. 2.

4.2. Toute vacance parmi les membres du conseil est comblée suivant les règles de nomination prévues à leur égard et pour la durée non écoulée du mandat du membre à remplacer.

Constitue notamment une vacance l'absence à un nombre de réunions du conseil déterminé par le règlement de la Société, dans les cas et les circonstances qui y sont indiqués.

1988, c. 36, a. 1; 1994, c. 13, a. 15; 2003, c. 8, a. 6; 2006, c. 3, a. 35; 2006, c. 59, a. 50.

5. En cas d'absence ou d'empêchement du président du conseil d'administration, celui-ci désigne, selon les priorités du conseil, le président d'un comité visé à l'article 7.6 pour le remplacer temporairement.

S. R. 1964, c. 86, a. 5; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 3; 1988, c. 36, a. 2; 1995, c. 5, a. 2; 2006, c. 59, a. 51.

6. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 6; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 4.

7. Le quorum du conseil d'administration est constitué de la majorité de ses membres.

S. R. 1964, c. 86, a. 7; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 5.

7.1. Le conseil d'administration établit les orientations stratégiques de la Société, s'assure de leur mise en application et s'enquiert de toute question qu'il juge importante.

Le conseil est imputable des décisions de la Société auprès du gouvernement et le président du conseil est chargé d'en répondre auprès du ministre.

2006, c. 59, a. 52.

7.2. De plus, le conseil d'administration exerce notamment les fonctions suivantes:

- 1° adopter le plan stratégique;
- 2° approuver le plan d'immobilisation, le plan d'exploitation, les états financiers, le rapport annuel d'activités et le budget annuel de la Société;
- 3° approuver des règles de gouvernance de la Société;
- 4° approuver le code d'éthique applicable aux membres du conseil d'administration et ceux applicables aux dirigeants nommés par la Société et aux employés de celle-ci et de ses filiales en propriété exclusive, sous réserve d'un règlement pris en vertu des articles 3.0.1 et 3.0.2 de la Loi sur le ministère du Conseil exécutif (chapitre M-30);
- 5° approuver les profils de compétence et d'expérience requis pour la nomination des membres du conseil;
- 6° approuver les critères d'évaluation des membres du conseil d'administration et ceux applicables au président-directeur général;
- 7° approuver les critères d'évaluation du fonctionnement du conseil;
- 8° établir les politiques d'encadrement de la gestion des risques associés à la conduite des affaires de la Société;
- 9° s'assurer que le comité de vérification exerce adéquatement ses fonctions;
- 10° déterminer les délégations d'autorité;
- 11° approuver, conformément à la loi, les politiques de ressources humaines ainsi que les normes et barèmes de rémunération, incluant une politique de rémunération variable, le cas échéant, et les autres conditions de travail des employés et des dirigeants nommés par la Société;
- 12° approuver le programme de planification de la relève des dirigeants nommés par la Société;
- 13° approuver la nomination des dirigeants autres que le président-directeur général et celle du principal dirigeant de chacune des filiales en propriété exclusive de la Société;
- 14° approuver les politiques de ressources humaines ainsi que les normes et barèmes de rémunération, incluant une politique de rémunération variable, le cas échéant, et les autres conditions de travail des employés et des dirigeants de chacune des filiales en propriété exclusive de la Société;
- 15° adopter des mesures d'évaluation de l'efficacité et de la performance de la société incluant l'étalonnage avec des entreprises similaires; ces mesures sont réalisées tous les trois ans par une firme indépendante.

2006, c. 59, a. 52.

7.3. La Société soumet à l'approbation du gouvernement la politique de rémunération variable visée aux paragraphes 11° et 14° de l'article 7.2.

2006, c. 59, a. 52.

7.4. Le conseil d'administration doit évaluer l'intégrité des contrôles internes, des contrôles de la divulgation de l'information ainsi que des systèmes d'information et approuver une politique de divulgation financière.

2006, c. 59, a. 52.

7.5. Le conseil d'administration s'assure de la mise en oeuvre des programmes d'accueil et de formation continue des membres du conseil.

2006, c. 59, a. 52.

7.6. Le conseil d'administration doit constituer les comités suivants:

- 1° un comité de gouvernance et d'éthique;
- 2° un comité de vérification;
- 3° un comité des ressources humaines.

Ces comités ne sont composés que de membres indépendants.

2006, c. 59, a. 52.

7.7. Le conseil d'administration peut constituer d'autres comités pour l'étude de questions particulières ou pour faciliter le bon fonctionnement de la Société.

2006, c. 59, a. 52.

7.8. Le président du conseil d'administration peut participer à toute réunion d'un comité.

2006, c. 59, a. 52.

7.9. Le comité de gouvernance et d'éthique a notamment pour fonctions:

1° d'élaborer des règles de gouvernance et un code d'éthique pour la conduite des affaires de la Société;

2° d'élaborer un code d'éthique applicable aux membres du conseil d'administration, aux dirigeants nommés par la Société et aux employés de celle-ci et de ses filiales en propriété exclusive, sous réserve des dispositions d'un règlement pris en vertu des articles 3.0.1 et 3.0.2 de la Loi sur le ministère du Conseil exécutif (chapitre M-30) lorsque celles-ci s'appliquent;

3° d'élaborer des profils de compétence et d'expérience pour la nomination des membres du conseil d'administration, à l'exception du président du conseil et du président-directeur général; ces profils doivent inclure une expérience de gestion pertinente à la fonction;

4° d'élaborer les critères d'évaluation des membres du conseil d'administration;

5° d'élaborer des critères pour l'évaluation du fonctionnement du conseil;

6° d'élaborer un programme d'accueil et de formation continue pour les membres du conseil d'administration.

Le comité effectue l'évaluation visée au paragraphe 5° conformément aux critères approuvés par le conseil d'administration.

2006, c. 59, a. 52.

7.10. Le comité de vérification doit compter parmi ses membres des personnes ayant une compétence en matière comptable ou financière.

Au moins un des membres du comité doit être membre de l'ordre professionnel de comptables mentionné au Code des professions (chapitre C-26).

2006, c. 59, a. 52; 2012, c. 11, a. 32.

7.11. Le comité de vérification a notamment pour fonctions:

- 1° d'approuver le plan annuel de vérification interne;
- 2° de s'assurer qu'un plan visant une utilisation optimale des ressources de la Société soit mis en place et d'en assurer le suivi;
- 3° de veiller à ce que des mécanismes de contrôle interne soient mis en place et de s'assurer qu'ils soient adéquats et efficaces;
- 4° de s'assurer que soit mis en place un processus de gestion des risques;
- 5° de réviser toute activité susceptible de nuire à la bonne situation financière de la Société et qui est portée à son attention par le vérificateur interne ou un dirigeant;
- 6° d'examiner les états financiers avec le vérificateur général et le vérificateur externe nommé par le gouvernement;
- 7° de recommander au conseil d'administration l'approbation des états financiers.

2006, c. 59, a. 52.

7.12. Le comité de vérification doit aviser par écrit le conseil d'administration dès qu'il découvre des opérations ou des pratiques de gestion qui ne sont pas saines ou qui ne sont pas conformes aux lois, aux règlements ou aux politiques de la Société ou de ses filiales en propriété exclusive.

2006, c. 59, a. 52.

7.13. Les activités de la vérification interne s'exercent sous l'autorité du comité de vérification.

Le responsable de la vérification interne relève administrativement du président-directeur général.

2006, c. 59, a. 52.

7.14. Le comité des ressources humaines a notamment pour fonctions:

- 1° de s'assurer de la mise en place des politiques concernant les ressources humaines;

2° d'élaborer et de proposer un profil de compétence et d'expérience pour la nomination du président-directeur général;

3° d'élaborer et de proposer les critères d'évaluation du président-directeur général, et de faire des recommandations au conseil concernant la rémunération de celui-ci, à l'intérieur des paramètres fixés par le gouvernement;

4° de contribuer à la sélection des dirigeants;

5° d'établir un programme de planification de la relève des dirigeants nommés par la Société.

2006, c. 59, a. 52.

8. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 8; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 6; 1988, c. 36, a. 3; 1995, c. 5, a. 3; 2006, c. 59, a. 53.

9. Le gouvernement fixe, suivant le cas, le traitement, les allocations, les indemnités et les autres conditions de travail du président du conseil d'administration et des autres membres du conseil d'administration, lesquels sont payés sur les revenus de la Société.

S. R. 1964, c. 86, a. 9; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 7; 1988, c. 36, a. 4; 1995, c. 5, a. 4.

10. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 10; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 8.

11. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 11; 1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 8.

11.1. La Société a son siège sur le territoire de la Ville de Montréal.

1978, c. 41, a. 4; 1996, c. 2, a. 688.

11.2. (Abrogé).

1978, c. 41, a. 4; 1988, c. 36, a. 5; 1995, c. 5, a. 5; 1999, c. 40, a. 145; 2006, c. 59, a. 53.

11.2.1. Les membres du conseil d'administration peuvent, si tous sont d'accord, participer à une assemblée du conseil à l'aide de moyens permettant à tous les participants de communiquer oralement entre eux, notamment par téléphone. Ils sont alors réputés avoir assisté à l'assemblée.

1993, c. 33, a. 1.

11.3. Les procès-verbaux des séances du conseil d'administration approuvés par ce dernier sont authentiques; il en est de même des copies ou extraits certifiés conformes par un dirigeant autorisé à cette fin par un règlement de la Société.

1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 9; 1999, c. 40, a. 145.

11.4. (Abrogé).

1978, c. 41, a. 4; 1983, c. 15, a. 10.

11.5. Les règlements de la Société, à l'exception de ceux qui traitent des matières visées dans le sous-paragraphe *d* du paragraphe 2 de l'article 185 de la Loi sur les compagnies (chapitre C-38), entrent en vigueur à la date de leur approbation par le gouvernement ou à toute date ultérieure qu'il détermine.

Ces règlements n'ont pas à être ratifiés par l'actionnaire.

1981, c. 18, a. 2; 1983, c. 15, a. 11.

SECTION II.2

NOMINATION ET FONCTIONS DU PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL

11.6. Le gouvernement, sur la recommandation du conseil d'administration, nomme le président-directeur général en tenant compte du profil de compétence et d'expérience établi par la Société.

Le mandat du président-directeur général est d'au plus cinq ans.

Le conseil d'administration fixe la rémunération et les autres conditions de travail du président-directeur général à l'intérieur des paramètres que le gouvernement détermine.

2006, c. 59, a. 54.

11.7. Si le conseil d'administration ne recommande pas, conformément à l'article 11.6, la nomination d'un candidat au poste de président-directeur général dans un délai raisonnable, le gouvernement peut nommer celui-ci après en avoir avisé les membres du conseil.

2006, c. 59, a. 54.

11.8. Le président-directeur général assume la direction et la gestion de la Société dans le cadre de ses règlements et de ses politiques.

Il propose au conseil d'administration les orientations stratégiques ainsi que les plans d'immobilisation et d'exploitation de la Société.

Il exerce, en outre, toute autre fonction que lui confie le conseil.

2006, c. 59, a. 54.

11.9. Le président-directeur général doit s'assurer que le conseil d'administration dispose, à sa demande et en vue de l'accomplissement de ses fonctions et de celles de ses comités, de ressources humaines, matérielles et financières adéquates.

2006, c. 59, a. 54.

11.10. En cas d'absence ou d'empêchement du président-directeur général, le conseil d'administration peut désigner un membre du personnel de la Société pour en exercer les fonctions.

2006, c. 59, a. 54.

11.11. Le président-directeur général peut également être désigné sous le titre de « président et chef de la direction ».

2006, c. 59, a. 54.

SECTION II.3 PLAN STRATÉGIQUE

11.12. Le plan stratégique de la Société est établi suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par le gouvernement. Il doit notamment indiquer:

- 1° le contexte dans lequel évolue la Société et les principaux enjeux auxquels elle fait face;
- 2° les objectifs et les orientations stratégiques de la Société;
- 3° les résultats visés au terme de la période couverte par le plan;
- 4° les indicateurs de performance utilisés pour mesurer l'atteinte des résultats;
- 5° tout autre élément déterminé par le ministre.

2006, c. 59, a. 54.

11.13. Le plan stratégique de la Société est soumis à l'approbation du gouvernement.

2006, c. 59, a. 54.

12. *(Abrogé).*

S. R. 1964, c. 86, a. 12; 1978, c. 41, a. 1; 1999, c. 40, a. 145.

13. *(Article renuméroté).*

S. R. 1964, c. 86, a. 13; 1978, c. 41, a. 1; 1999, c. 40, a. 145; 2006, c. 59, a. 46.

Note

Voir article 3.1.1.

14. *(Article renuméroté).*

S. R. 1964, c. 86, a. 14; 1968, c. 35, a. 1; 1978, c. 41, a. 1; 1999, c. 40, a. 145; 2006, c. 59, a. 46.

Note

Voir article 3.1.2.

15. *(Article renuméroté).*

1968, c. 35, a. 2; 1978, c. 41, a. 1; 2006, c. 59, a. 46.

Note

Voir article 3.1.3.

SECTION II.4 DIVIDENDES ET REDEVANCES

15.1. Les dividendes à être versés par la Société sont déclarés une fois l'an par le gouvernement dans les trente jours suivant la transmission par la Société au gouvernement des renseignements financiers relatifs au surplus susceptible de distribution. Ils sont payables suivant les modalités que détermine le gouvernement. Ils ne peuvent excéder, pour un exercice financier donné, le surplus susceptible de distribution tel qu'établi ci-après.

1981, c. 18, a. 3.

15.1.1. Le ministre des Finances verse au Fonds des générations la somme prévue par chacun des paragraphes suivants, prise sur les dividendes que verse la Société à l'égard des exercices de cette dernière qui y sont visés:

1° la somme qui correspond aux revenus de la Société que le gouvernement attribue à l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale depuis l'année 2014, pour chaque exercice se terminant à compter de cette année;

2° une somme de 215 000 000 \$, pour chaque exercice se terminant à compter de l'année 2017, jusqu'à celui se terminant en 2043.

Le gouvernement ne peut déclarer de dividendes moindres que ces sommes que si le surplus susceptible de distribution y est inférieur ou que ces dividendes auraient pour effet de réduire à moins de 25% le taux de capitalisation de la Société; il est alors tenu de déclarer les dividendes les plus élevés possibles conformément à la présente loi et de les verser en totalité à ce fonds.

Les renseignements nécessaires à la détermination des revenus de la société attribuables à l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale doivent être joints aux renseignements financiers visés à l'article 15.1.

2010, c. 20, a. 57; 2013, c. 16, a. 131.

15.2. Le surplus susceptible de distribution pour un exercice financier donné est égal à 75% du résultat net de la Société. Ce résultat net est déterminé sur la base des états financiers consolidés annuels établis selon les principes comptables généralement reconnus.

Toutefois, à l'égard d'un exercice financier, il ne peut être déclaré aucun dividende dont le paiement aurait pour effet de réduire à moins de 25% le taux de capitalisation de la Société à la fin de cet exercice.

1981, c. 18, a. 3; 2010, c. 20, a. 58.

15.3. (Abrogé).

1981, c. 18, a. 3; 2010, c. 20, a. 59.

15.4. Le taux de capitalisation, à la fin d'un exercice financier, est le rapport existant entre le montant total des capitaux propres de la Société, déduction faite du dividende déclaré à l'égard de cet exercice, et le montant total de sa dette à long terme et de ses capitaux propres, déduction faite du dividende déclaré à l'égard du même exercice.

1981, c. 18, a. 3; 2010, c. 20, a. 60.

15.5. Pour l'établissement du taux de capitalisation de la Société à la fin d'un exercice financier, la dette à long terme inclut toute dette de la Société dont le terme contractuel d'échéance est de plus de douze mois, déduction faite des fonds d'amortissement; elle inclut également tous les billets à payer.

De plus, tout emprunt contracté en monnaie étrangère doit être considéré en tenant compte du taux de change applicable selon les principes comptables généralement reconnus.

1981, c. 18, a. 3.

15.6. Après l'expiration du délai mentionné à l'article 15.1, le surplus susceptible de distribution ou partie de ce dernier qui n'a pas été déclaré en dividende ne peut plus être distribué à l'actionnaire sous forme de dividende.

1981, c. 18, a. 3.

15.7. La Société effectue, à la demande du gouvernement, des versements provisionnels dont le total ne doit pas excéder le moindre des montants suivants: le dividende déclaré pour l'exercice financier précédent ou le surplus susceptible de distribution projeté de temps à autre par la Société pour l'exercice financier en cours.

Advenant que le total des versements provisionnels faits par la Société à l'égard d'un exercice financier excède le dividende qui est déclaré pour cet exercice financier en vertu de l'article 15.1, l'excédent est remboursé à la Société par le ministre des Finances.

1981, c. 18, a. 3.

16. La Société ne paie aucun loyer ou redevance au gouvernement, à l'exception des redevances prévues au deuxième alinéa de l'article 32 et à l'article 68 de la Loi sur le régime des eaux (chapitre R-13) et elle ne paie aucune taxe ou contribution en vertu de la Loi sur les impôts (chapitre I-3); il en est de même des compagnies dont elle détient au moins 90% des actions.

Toutefois:

a) la Société paie, sur son capital consolidé, pour elle-même et ses filiales, la taxe sur le capital prévue à la partie IV de la Loi sur les impôts;

b) la Société et les compagnies dont elle détient au moins 90% des actions paient la taxe sur les services publics prévue à la partie VI.4 de la Loi sur les impôts.

1973, c. 19, a. 1; 1978, c. 41, a. 1; 1981, c. 18, a. 4; 2005, c. 23, a. 29; 2006, c. 24, a. 15.

SECTION II.5

DROITS ET OBLIGATIONS DES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

17. Les membres du conseil d'administration ne peuvent être poursuivis en justice en raison d'actes officiels accomplis de bonne foi dans l'exercice de leurs fonctions.

Aucun des recours extraordinaires prévus aux articles 834 à 850 du Code de procédure civile (chapitre C-25) ne peut être exercé ni aucune injonction accordée contre la Société ou les membres de son conseil d'administration agissant en leur qualité officielle.

Les dispositions de l'article 33 du Code de procédure civile ne s'appliquent pas à la Société.

S. R. 1964, c. 86, a. 15; 1969, c. 34, a. 2; 1978, c. 41, a. 5.

18. Un juge de la Cour d'appel peut, sur requête, annuler sommairement tout bref et toute ordonnance ou injonction délivrés ou accordés à l'encontre de l'article 17.

S. R. 1964, c. 86, a. 16; 1969, c. 34, a. 2; 1974, c. 11, a. 2; 1979, c. 37, a. 43.

18.1. La Société assume la défense d'un membre du conseil d'administration qui est poursuivi par un tiers pour un acte accompli dans l'exercice de ses fonctions et paie, le cas échéant, pour le préjudice résultant de cet acte, sauf s'il a commis une faute lourde ou une faute personnelle séparable de l'exercice de ses fonctions.

Toutefois, lors d'une poursuite pénale ou criminelle, la Société n'assume le paiement des dépenses d'un membre du conseil que lorsqu'il a été libéré ou acquitté ou lorsque la Société estime que celui-ci a agi de bonne foi.

2006, c. 59, a. 57.

18.2. La Société assume les dépenses d'un membre du conseil d'administration qu'elle poursuit pour un acte accompli dans l'exercice de ses fonctions, si elle n'obtient pas gain de cause et si le tribunal en décide ainsi.

Si la Société n'obtient gain de cause qu'en partie, le tribunal peut déterminer le montant des dépenses qu'elle assume.

2006, c. 59, a. 57.

19. Un membre du conseil d'administration qui exerce des fonctions à temps plein au sein de la Société ne peut avoir un intérêt direct ou indirect dans un organisme, une entreprise ou une association mettant en conflit son intérêt personnel et celui de la Société. Si un tel intérêt lui échoit, notamment par succession ou donation, il doit y renoncer ou en disposer avec diligence.

Tout autre membre du conseil qui a un intérêt direct ou indirect dans un organisme, une entreprise ou une association qui met en conflit son intérêt personnel et celui de la Société doit dénoncer par écrit cet intérêt au président du conseil d'administration et, le cas échéant, s'abstenir de participer à toute délibération et à toute décision portant sur l'organisme, l'entreprise ou l'association dans lequel il a cet intérêt. Il doit, en outre, se retirer de la séance pour la durée des délibérations et du vote relatifs à cette question.

Le présent article n'a toutefois pas pour effet d'empêcher un membre du conseil de se prononcer sur des mesures d'application générale relatives aux conditions de travail au sein de la Société par lesquelles il serait aussi visé.

Un membre du conseil d'administration peut détenir les actions requises pour être éligible comme administrateur d'une compagnie dont la Société a acquis des actions suivant l'article 39 ou de Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited.

S. R. 1964, c. 86, a. 17; 1969, c. 34, a. 3; 1978, c. 41, a. 6; 2006, c. 59, a. 58.

SECTION II.6

RAPPORT ANNUEL ET RENSEIGNEMENTS

20. La Société doit transmettre au ministre chaque année ses états financiers et un rapport d'activités comportant un état détaillé des biens en sa possession.

Le ministre dépose les états financiers et le rapport d'activités devant l'Assemblée nationale dans les 15 jours de leur réception ou, si elle ne siège pas, dans les 15 jours de la reprise de ses travaux.

S. R. 1964, c. 86, a. 19; 1968, c. 9, a. 90; 1978, c. 41, a. 1; 2006, c. 59, a. 60.

20.1. Le rapport annuel d'activités de la Société doit notamment contenir un sommaire du rapport présenté au conseil d'administration par:

1° le comité de gouvernance et d'éthique, portant sur les activités réalisées pendant l'année financière, incluant un sommaire de l'évaluation du fonctionnement du conseil d'administration;

2° le comité de vérification, portant sur l'exécution de son mandat et sur le plan d'utilisation optimale des ressources;

3° le comité des ressources humaines, portant sur l'exécution de son mandat.

Le rapport doit également faire état des résultats de l'application des mesures d'étalonnage adoptées par le conseil d'administration.

2006, c. 59, a. 61.

20.2. La Société doit, en outre, rendre public le code d'éthique des employés.

2006, c. 59, a. 61.

20.3. Le rapport annuel d'activités de la Société doit comprendre une section portant sur la gouvernance de celle-ci, incluant notamment les renseignements suivants concernant les membres du conseil d'administration:

1° la date de nomination et la date d'échéance du mandat de tout membre ainsi que des indications concernant son statut de membre indépendant;

2° l'identification de tout autre conseil d'administration sur lequel un membre siège;

3° un résumé du profil de compétence et d'expérience de chacun des membres du conseil d'administration et un état de leur assiduité aux réunions du conseil et des comités;

4° le code d'éthique et les règles de déontologie applicables aux membres du conseil d'administration.

2006, c. 59, a. 61.

20.4. Le rapport annuel d'activités de la Société doit notamment indiquer:

1° la rémunération et les avantages versés à chacun des membres du conseil;

2° la rémunération, y compris la rémunération variable et les autres avantages, versée à chacun des cinq dirigeants les mieux rémunérés de la Société;

3° la rémunération, y compris la rémunération variable et les autres avantages, des administrateurs et des cinq dirigeants les mieux rémunérés de toute filiale en propriété exclusive de la Société;

4° les honoraires payés au vérificateur externe.

2006, c. 59, a. 61.

21. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 20; 1973, c. 19, a. 2; 1978, c. 41, a. 1; 2006, c. 59, a. 62.

21.1. La Société doit fournir au ministre tout renseignement qu'il requiert concernant celle-ci et ses filiales.

1978, c. 41, a. 7; 2006, c. 59, a. 63.

21.2. (Abrogé).

1981, c. 18, a. 5; 1983, c. 15, a. 12; 2006, c. 59, a. 64.

21.3. (Abrogé).

1983, c. 15, a. 13; 1996, c. 61, a. 122; 2006, c. 59, a. 64.

21.4. (Abrogé).

1996, c. 46, a. 1; 1996, c. 61, a. 124.

SECTION II.7
VÉRIFICATION

21.5. Les livres et comptes de la Société sont vérifiés chaque année conjointement par le vérificateur général et par un vérificateur externe nommé par le gouvernement. La rémunération de ce dernier est payée à même les revenus de la Société. Leur rapport conjoint doit accompagner le rapport annuel d'activités de la Société.

2006, c. 59, a. 65.

SECTION III
OBJETS DE LA SOCIÉTÉ

22. La Société a pour objets de fournir de l'énergie et d'oeuvrer dans le domaine de la recherche et de la promotion relatives à l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie.

La Société doit notamment assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale tel qu'établi par la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01).

Le gouvernement fixe les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume de 165 térawattheures. Cet approvisionnement doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité.

S. R. 1964, c. 86, a. 22; 1978, c. 41, a. 1; 1981, c. 18, a. 6; 1983, c. 15, a. 15; 2000, c. 22, a. 62.

22.0.1. Les tarifs et les conditions auxquels l'énergie est distribuée sont fixés par la Régie.

Toutefois, malgré le paragraphe 1° de l'article 31 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01), le gouvernement peut fixer à l'égard d'un contrat spécial qu'il détermine les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est distribuée par la Société à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs.

1983, c. 15, a. 15; 1996, c. 61, a. 123; 2000, c. 22, a. 63.

22.1. Pour la réalisation de ses objets, la Société prévoit notamment les besoins du Québec en énergie et les moyens de les satisfaire dans le cadre des politiques énergétiques que le gouvernement peut, par ailleurs, établir.

La Société peut mettre en oeuvre des programmes d'économie d'énergie; à cette fin elle peut accorder une aide technique ou financière.

1978, c. 41, a. 8; 1981, c. 18, a. 7; 1983, c. 15, a. 16.

23. La Société est tenue de fournir de l'électricité à toute municipalité dans le territoire de laquelle elle n'en distribue pas, qui est désireuse d'en faire elle-même la distribution et qui se conforme à la Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité (chapitre S-41), à moins que la Société ne soit pas alors en mesure de desservir économiquement ce territoire.

Elle doit également, sous la même réserve, dans un territoire où elle ne distribue pas d'électricité, en fournir à toute coopérative d'électricité qui lui en fait la demande.

La Société doit fournir à toute municipalité qui désire se prévaloir des dispositions du premier alinéa du présent article tous les renseignements requis pour l'étude du projet.

S. R. 1964, c. 86, a. 23; 1978, c. 41, a. 1; 1983, c. 15, a. 17; 1988, c. 23, a. 89; 1996, c. 2, a. 689.

24. La Société doit maintenir ses tarifs d'énergie à un niveau suffisant pour défrayer au moins:

1° tous les frais d'exploitation;

2° l'intérêt sur sa dette;

3° l'amortissement de ses immobilisations sur une période maximum de cinquante ans.

S. R. 1964, c. 86, a. 24; 1973, c. 19, a. 4; 1978, c. 41, a. 1; 1979, c. 81, a. 21; 1981, c. 18, a. 8; 1983, c. 15, a. 18.

24.1. (Abrogé).

2000, c. 22, a. 64; 2010, c. 20, a. 61.

25. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 25; 1973, c. 19, a. 5; 1978, c. 41, a. 1; 1979, c. 81, a. 22; 1981, c. 18, a. 9.

26. Les décisions prises par la Société en vertu de la présente section ne sont point soumises à révision par les tribunaux et nul ne peut invoquer les dispositions de la présente section à l'encontre d'un tarif fixé par la Régie ou par le gouvernement ou d'une obligation contractée envers la Société.

S. R. 1964, c. 86, a. 26; 1978, c. 41, a. 1; 1996, c. 61, a. 125.

SECTION IV FINANCEMENT DE LA SOCIÉTÉ

27. Avec l'autorisation du gouvernement, la Société peut emprunter de l'argent et émettre des billets ou obligations portant intérêt au taux qu'elle fixe, payables à telle époque, à tel lieu et en telle manière qu'elle détermine, soit en monnaie courante du Canada soit en toute autre monnaie, au Canada ou hors du Canada.

S. R. 1964, c. 86, a. 27; 1978, c. 41, a. 1.

27.1. Le deuxième alinéa de l'article 3 ne s'applique pas aux certificats émis en remplacement de billets, d'obligations, de débentures et d'autres effets négociables pour des emprunts effectués avant le 1^{er} octobre 1978.

1978, c. 41, a. 9.

27.2. La Société peut également, avec l'autorisation du gouvernement, pourvoir à son financement par tout autre moyen et conclure tout contrat à cet égard.

1993, c. 33, a. 3.

27.3. Les autorisations prévues par les articles 27 et 27.2 ne sont toutefois pas requises si l'emprunt ou le financement de la Société est effectué dans le cadre d'un régime d'emprunt ou de financement autorisé par le gouvernement.

Le gouvernement approuve le montant maximum, les principales caractéristiques et les limites applicables aux transactions visées par chaque régime d'emprunt ou de financement. La valeur nominale, les autres caractéristiques, les modalités et les conditions particulières de chacune de ces transactions sont établies par la Société.

La Société peut autoriser généralement une personne à conclure toute transaction d'emprunt ou de financement en vertu d'un régime visé au premier alinéa, à en établir les montants et les autres caractéristiques et à accepter les modalités et conditions relatives à chacune de ces transactions.

1993, c. 33, a. 3.

27.4. La Société peut, aux fins de la présente section, acquérir tout bien. Elle peut également à ces fins, louer, céder, aliéner ou grever tout bien sauf s'il s'agit d'un immeuble destiné à la production, au transport ou à la distribution d'énergie.

1993, c. 33, a. 3.

28. Le gouvernement peut, aux conditions qu'il fixe, garantir le paiement en capital et intérêts de tous emprunts effectués par la Société en vertu de la présente loi.

Le gouvernement peut également garantir l'exécution de toute obligation de ladite Société pour le paiement de sommes d'argent.

Le gouvernement peut autoriser le ministre des Finances à avancer à la Société tout montant jugé nécessaire pour ses opérations; ces avances portent intérêt au taux payé sur les emprunts contractés par la province à cette fin, selon que le détermine le gouvernement.

Les fonds requis pour avances ou garanties en vertu du présent article, sont pris sur le fonds consolidé du revenu.

S. R. 1964, c. 86, a. 28; 1978, c. 41, a. 1.

SECTION V POUVOIRS SPÉCIAUX DE LA SOCIÉTÉ

29. La Société peut produire, acquérir, vendre, transporter et distribuer de l'énergie.

La Société peut, à cette fin, construire, acheter ou louer tous immeubles, constructions ou appareils requis.

La Société peut disposer de tout sous-produit provenant de ses opérations et le transformer; elle peut fabriquer tous appareils nécessaires pour ses fins ou pour l'utilisation d'énergie par elle-même ou par d'autres personnes et faire le commerce de tels appareils.

La Société peut acquérir ou louer tous immeubles requis pour y établir des usines, des bureaux, magasins ou entrepôts et elle peut louer, dans ses immeubles, l'espace qui n'est pas requis pour ses propres fins.

La Société peut acquérir, par transfert ou permis, des brevets d'invention et elle peut en disposer.

La Société peut, pour ses fins, acquérir, louer, céder, aliéner ou grever tout bien meuble.

Toutefois la construction d'immeubles destinés à la production d'électricité par la Société doit être préalablement autorisée par le gouvernement dans les cas et aux conditions qu'il détermine.

La Société peut céder par emphytéose tout immeuble lorsque la poursuite de ses opérations le requiert ou aliéner tout immeuble dont elle n'a plus besoin pour la poursuite de ses opérations.

La Société peut, elle-même ou par l'entremise d'une filiale constituée en vertu de la Loi sur les compagnies (chapitre C-38), seule ou en association avec d'autres personnes, agir comme conseiller dans les domaines de la production, du transport et de la distribution de l'énergie et fournir des services reliés à son savoir-faire et à l'expérience qu'elle a acquise dans ces domaines, lorsqu'il s'agit de travaux ou services destinés à être effectués ou utilisés hors du Québec.

S. R. 1964, c. 86, a. 29; 1978, c. 41, a. 1, a. 10; 1983, c. 15, a. 19; 1993, c. 33, a. 4; 1999, c. 40, a. 145; 2000, c. 22, a. 65.

30. La Société peut placer des poteaux, fils, conduits ou autres appareils sur, à travers, au-dessus, au-dessous ou le long de tout chemin public, rue, place publique ou cours d'eau, aux conditions fixées par entente avec la municipalité concernée. À défaut d'une telle entente, la Régie, à la demande de la Société, fixe ces conditions, qui deviennent obligatoires pour les parties.

Tout préposé de la Société peut pénétrer à toute heure raisonnable sur tout immeuble pour installer les conduits, fils et autres appareils requis pour la fourniture d'énergie ou pour les réparer et faire tous travaux requis à cette fin, à charge de réparer tout préjudice qui pourrait être causé.

S. R. 1964, c. 86, a. 30; 1975, c. 31, a. 4; 1978, c. 41, a. 1; 1988, c. 8, a. 86; 1996, c. 61, a. 127; 1999, c. 40, a. 145; 2003, c. 19, a. 202.

31. 1. Les conduits, fils, compteurs et autres appareils placés par la Société dans tout immeuble ne peuvent être saisis par le propriétaire de l'immeuble ni sur lui et ils ne font pas partie de l'immeuble où ils sont placés.

2. Lorsque la Société a vendu un bien meuble et que le prix n'en a pas été payé, elle peut exercer le droit de revendiquer le bien, à la seule condition que le bien puisse être identifié, malgré l'article 1741 du Code civil.

3. Les biens en la possession de la Société sont imprescriptibles au même titre que les biens du domaine de l'État. Cette disposition ne s'applique pas aux créances dues à la Société ou dont elle est redevable, lesquelles sont soumises aux prescriptions de droit commun.

4. La Société a une hypothèque légale pour le prix de l'énergie fournie pour l'exploitation d'entreprises industrielles ou commerciales.

Cette hypothèque légale porte sur les biens du débiteur désignés dans l'avis d'inscription et servant à l'exploitation de ces entreprises.

S. R. 1964, c. 86, a. 31; 1978, c. 41, a. 1; 1983, c. 15, a. 20; 1992, c. 57, a. 588; 1999, c. 40, a. 145.

32. Le ministre des Ressources naturelles et de la Faune ou le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, chacun suivant sa compétence, peut, avec l'autorisation du

gouvernement et aux conditions fixées par ce dernier, mettre à la disposition de la Société à des fins d'exploitation les immeubles ou les forces hydrauliques qui font partie du domaine de l'État et qui sont requis pour les objets de la Société.

La Société verse à compter du 1^{er} janvier 2007 une redevance dans le Fonds des générations, pour ces forces hydrauliques qu'elle exploite, selon les modalités prévues à l'article 69.3 de la Loi sur le régime des eaux (chapitre R-13).

Le taux de cette redevance est de 0,625 \$ par 1 000 kilowatts-heures calculé au 1^{er} janvier 2006 et est ensuite indexé en date du 1^{er} janvier de chaque année selon l'augmentation en pourcentage, par rapport à l'année précédente, de l'indice général des prix à la consommation pour le Canada, publié par Statistique Canada en vertu de la Loi sur la statistique (Lois révisées du Canada (1985), chapitre S-19). À cette fin, l'indice des prix à la consommation pour une année est la moyenne annuelle calculée à partir des indices mensuels pour les 12 mois se terminant le 30 septembre de l'année précédente.

Si une moyenne annuelle ou le pourcentage calculé en vertu du troisième alinéa ou si le taux de redevance ainsi indexé comporte plus de deux décimales, les deux premières seulement sont retenues et la deuxième est augmentée d'une unité si la troisième est égale ou supérieure à 5.

Le ministre des Ressources naturelles et de la Faune publie à la *Gazette officielle du Québec* le taux de redevance ainsi indexé.

S. R. 1964, c. 86, a. 32; 1973, c. 19, a. 6; 1978, c. 41, a. 1; 1979, c. 81, a. 23; 1983, c. 15, a. 21; 1994, c. 13, a. 15; 1994, c. 17, a. 75; 1999, c. 40, a. 145; 1999, c. 36, a. 158; 2003, c. 8, a. 6; 2006, c. 3, a. 35; 2006, c. 24, a. 16.

Note

Pour l'année 2015, le taux de la redevance que la Société doit verser s'élève à 0,732 \$ par 1 000 kilowatts-heures d'énergie brute générée. (2014) 146 G.O. 1, 1155.

33. Avec l'autorisation du gouvernement, la Société peut:

1° (*paragraphe abrogé*);

2° vendre son système de distribution de gaz manufacturé, avec les terrains, constructions, ouvrages, servitudes et autres biens et droits s'y rattachant, et consentir, comme actionnaire de Montreal Coke & Manufacturing Company et de Keystone Transports Limited, à la vente des actifs respectifs de ces compagnies;

3° acquérir, par voie d'expropriation:

a) toutes forces hydrauliques non exploitées;

b) tous immeubles, servitudes ou constructions requis pour l'exploitation des forces hydrauliques détenues par la Société ou pour la production, la transmission ou la distribution d'énergie;

c) tous immeubles requis pour la construction de chemins destinés à donner accès aux usines de la Société ou à remplacer des chemins rendus inutilisables par ses travaux.

L'autorisation du Parlement est requise pour l'expropriation d'une force hydraulique aménagée de plus de deux cents chevaux et des immeubles requis pour son exploitation et pour la production, la transmission ou la distribution de l'énergie en provenant.

S. R. 1964, c. 86, a. 33; 1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 1; 1978, c. 41, a. 1, a. 11.

34. Quand une partie seulement d'un immeuble est requise, le gouvernement peut autoriser la Société à l'exproprier en entier et la Société peut alors disposer de la partie dont elle n'a pas besoin.

S. R. 1964, c. 86, a. 34; 1978, c. 41, a. 1.

35. Les pouvoirs d'expropriation accordés à la Société peuvent être exercés en vue de travaux projetés et avant que l'exécution de ces travaux ne soit autorisée.

S. R. 1964, c. 86, a. 35; 1978, c. 41, a. 1.

36. La Société peut, avec l'autorisation du gouvernement, acheter ou louer ou autrement se procurer toutes forces hydrauliques, immeubles ou droits réels situés partie dans le Québec et partie dans une province voisine, ou situés entièrement dans une province limitrophe mais dans le voisinage immédiat de la frontière séparant le Québec de la province limitrophe, et y exécuter tous travaux du genre de ceux autorisés par la présente section, et faire à cette fin tout contrat jugé opportun.

S. R. 1964, c. 86, a. 36; 1978, c. 41, a. 1.

37. En ce qui concerne des travaux dans des rivières navigables, la Société peut, avec l'autorisation du gouvernement, faire avec le gouvernement du Canada, toute entente jugée opportune et accomplir toute formalité jugée nécessaire.

S. R. 1964, c. 86, a. 37; 1978, c. 41, a. 1.

38. Les pouvoirs d'expropriation conférés par la présente loi peuvent être exercés à l'égard de tout immeuble même consacré à un usage public et même non susceptible d'expropriation d'après toute loi générale ou spéciale autre que le chapitre 20 des lois de 1943.

S. R. 1964, c. 86, a. 38.

39. La Société ne peut, sans l'autorisation du gouvernement, acquérir ou détenir des actions d'une personne morale dans une proportion supérieure à 50% ou dans une proportion suffisante pour élire la majorité des administrateurs de cette personne morale.

Lorsque la Société acquiert ou détient ainsi des actions d'une personne morale, celle-ci ne peut elle-même, sans l'autorisation du gouvernement, acquérir ou détenir des actions d'une autre personne morale dans l'une ou l'autre de ces proportions.

Le deuxième alinéa ne s'applique pas à une personne morale dans laquelle la Société détient des actions le 26 avril 1983.

S. R. 1964, c. 86, a. 40; 1978, c. 41, a. 1; 1983, c. 15, a. 22; 1999, c. 40, a. 145.

SECTION V.1

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE DE LA BAIE JAMES

39.1. La Société d'énergie de la Baie James, compagnie constituée par lettres patentes délivrées par le lieutenant-gouverneur en vertu de l'article 21 de la Loi sur le développement de la région de la Baie James (chapitre D-8), ci-après appelée «la compagnie», a pour objet de poursuivre, pour le compte de la Société, les travaux de développement des ressources hydro-électriques du bassin de La Grande Rivière et des bassins adjacents pour la Phase I du Complexe La Grande, soit l'aménagement des sites des centrales LG 2, LG 3 et LG 4 et des ouvrages de détournement des rivières Caniapiscou, Eastmain, Opinaca et Petite Opinaca.

Elle a également pour objets ceux qui lui sont conférés par ses lettres patentes; ces lettres patentes peuvent être modifiées par lettres patentes supplémentaires accordées en vertu de la Partie I de la Loi sur les compagnies (chapitre C-38).

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 23.

39.2. La totalité des actions émises par la compagnie est détenue par la Société qui en exerce tous les droits.

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 24.

39.3. La compagnie a les pouvoirs d'une compagnie constituée en vertu des dispositions de la partie I de la Loi sur les compagnies (chapitre C-38) et est régie par ces dispositions sauf quant à celles qui sont incompatibles avec la présente loi.

1978, c. 41, a. 12.

39.4. *(Abrogé).*

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 25.

39.5. Les affaires de la compagnie sont administrées par un conseil d'administration composé d'au plus neuf membres nommés par la Société pour un terme n'excédant pas deux ans.

Ces membres sont les administrateurs de la compagnie au sens de la Loi sur les compagnies (chapitre C-38), toutefois la qualité d'actionnaire n'est pas requise.

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 26.

39.5.1. À l'expiration de leur mandat, les administrateurs demeurent en fonction jusqu'à ce qu'ils soient remplacés ou nommés de nouveau.

1983, c. 15, a. 26.

39.6. *(Abrogé).*

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 27.

39.7. *(Abrogé).*

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 27.

39.8. Les opérations de la compagnie dans le territoire décrit à l'annexe de la Loi sur le développement de la région de la Baie James (chapitre D-8.0.1) ne sont pas régies par les dispositions de la Loi sur le régime des eaux (chapitre R-13) et de la Loi sur les transports (chapitre T-12).

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 28; 1988, c. 23, a. 90; 1988, c. 8, a. 87; 1997, c. 83, a. 44; 2001, c. 61, a. 17.

39.9. *(Abrogé).*

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 29.

39.10. Les articles 17 à 19 s'appliquent, compte tenu des adaptations nécessaires, à la compagnie ainsi qu'aux membres de son conseil d'administration.

1978, c. 41, a. 12; 1983, c. 15, a. 30.

39.11. Les actifs acquis par la Société d'énergie de la Baie James dans le territoire décrit à l'annexe de la Loi sur le développement de la région de la Baie James (chapitre D-8.0.1) pour le développement des ressources hydro-électriques du bassin de la Grande Rivière et des parties des bassins adjacents pour le Complexe La Grande sont transférés à Hydro-Québec aux dates et selon les modalités établies par entente entre les deux personnes morales.

1978, c. 41, a. 27 (*partie*); 1999, c. 40, a. 145; 2001, c. 61, a. 17.

39.12. La compagnie peut conclure toute entente avec la Régie des installations olympiques aux fins du parachèvement de l'immeuble connu sous le nom de «Stade olympique de Montréal».

1980, c. 36, a. 1.

SECTION VI TAXATION

40. La Société doit payer toutes les taxes municipales et scolaires imposées sur les immeubles qu'elle possède, à l'exclusion des centrales et des barrages.

Sous réserve du deuxième alinéa de l'article 16, elle n'est assujettie à aucune autre imposition.

Néanmoins, la Société peut, nonobstant toute disposition législative au contraire, faire avec des municipalités et avec des commissions scolaires des ententes pour le paiement de sommes fixes de deniers pour tenir lieu de toutes taxes, contributions, cotisations et redevances pour services municipaux, quelle que soit la nature de ces taxes, contributions, cotisations et redevances.

Les ententes conclues et les décisions prises à ces fins par la Société et par telles municipalités et commissions scolaires entre le 1^{er} janvier 1945 et le 1^{er} avril 1946 sont déclarées valides et elles ont leur effet depuis le 1^{er} janvier 1945.

Les ententes conclues postérieurement au 1^{er} avril 1946 en vertu du premier alinéa du présent article entrent en vigueur dès leur approbation par le gouvernement.

S. R. 1964, c. 86, a. 41; 1978, c. 41, a. 1; 1981, c. 18, a. 10; 1988, c. 84, a. 619; 1996, c. 2, a. 690; 1999, c. 40, a. 145.

SECTION VII

Abrogée, 1996, c. 2, a. 691.

41. (*Abrogé*).

S. R. 1964, c. 86, a. 43; 1978, c. 41, a. 1; 1996, c. 2, a. 691.

42. (*Abrogé*).

S. R. 1964, c. 86, a. 44; 1978, c. 41, a. 1; 1996, c. 2, a. 691.

43. (*Abrogé*).

S. R. 1964, c. 86, a. 45; 1978, c. 41, a. 1; 1996, c. 2, a. 691.

44. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 46; 1978, c. 41, a. 1; 1996, c. 2, a. 691.

45. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 47; 1978, c. 41, a. 1; 1996, c. 2, a. 691.

SECTION VIII
DISPOSITIONS SPÉCIALES

46. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 48; 1978, c. 41, a. 1; 1988, c. 23, a. 91.

47. (Abrogé).

S. R. 1964, c. 86, a. 49; 1978, c. 41, a. 1; 2005, c. 7, a. 67.

48. La Société peut se prévaloir des dispositions des articles 26, 27, 28, 29 et 32 du chapitre 66 des Lois du Québec, 1897-1898.

Elle peut aussi se prévaloir des dispositions des articles 16, 18 et 19 de la loi 12 Victoria, chapitre 183 (Statuts provinciaux du Canada) et de l'article 20 de ladite loi modifié par l'article 8 du chapitre 61 des Lois du Québec, 1872.

S. R. 1964, c. 86, a. 50; 1978, c. 41, a. 1.

Note

Lois du Québec, 1897-1898, chapitre 66; Loi amendant et refondant la loi constituant en corporation la compagnie royale d'électricité (...)

— *article 26: pénalité en cas de raccordement illégal au réseau électrique ou de modification non permise aux compteurs et autres appareils;*

— *article 27: suspension du service en cas de défaut de paiement;*

— *article 28: droit d'accès aux lieux desservis aux fins de débranchement;*

— *article 29: modifications contractuelles possibles aux articles 27 et 28;*

— *article 32: recouvrement des pénalités.*

Statuts provinciaux du Canada (1849), 12 Victoria, chapitre 183; Acte pour amender l'Acte d'Incorporation de la Nouvelle Compagnie du Gaz de Montréal, et pour étendre les pouvoirs de la dite Compagnie

— *article 16: pénalité en cas de dommages ou de modifications aux gazomètres et autres appareils;*

— *article 18: recouvrement des dommages causés par négligence ou accident; recouvrement du montant représentant l'excédent de gaz obtenu sans droit;*

— *article 19: pénalité en cas de raccordement illégal au réseau de gaz;*

— *article 20: suspension du service en cas de défaut de paiement; droit d'accès aux lieux desservis.*

48.1. Les opérations de la Société dans le territoire décrit à l'annexe de la Loi sur le développement de la région de la Baie James (chapitre D-8.0.1) ne sont pas régies par les dispositions de la Loi sur le régime des eaux (chapitre R-13) et de la Loi sur les transports (chapitre T-12).

1983, c. 15, a. 31; 1988, c. 23, a. 92; 1988, c. 8, a. 88; 1997, c. 83, a. 44; 2001, c. 61, a. 17.

SECTION IX RÉGIME DE RETRAITE

49. La Société est autorisée à établir par règlement un régime de retraite pour ses membres nommés après le 30 juin 1973 et pour ses employés, y compris des prestations au cas d'invalidité ou de décès, et à adopter toutes dispositions jugées nécessaires à cette fin.

Elle peut déterminer les rentes et prestations payables à ses employés ou à des tiers, les modalités de paiement desdites rentes et prestations, le taux de contribution de la Société et celui de ses employés ainsi que les autres conditions du droit à ces rentes et prestations.

Ce règlement peut déterminer:

1° que seuls le participant, le bénéficiaire ou leurs mandataires peuvent faire une demande de communication ou de rectification des renseignements contenus au régime;

2° le mode et la fréquence des demandes de communication et de rectification;

3° le délai accordé au responsable de l'accès pour donner suite à une telle demande.

Le présent article s'applique malgré les articles 83, 94 et 98 de la Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels (chapitre A-2.1).

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1977, c. 22, a. 56; 1978, c. 41, a. 1; 1987, c. 68, a. 79.

49.1. Le conseil d'administration peut, par règlement, modifier le régime de retraite pour accorder à ceux des membres de la Commission hydroélectrique de Québec nommés entre le 30 juin 1973 et le 1^{er} octobre 1978 et qui cessent de participer au régime de retraite, une rente de retraite immédiate ou différée à leur choix ainsi que les autres avantages prévus dans ce régime de retraite.

1978, c. 41, a. 13.

50. La Société peut, par règlement, prévoir, aux conditions qu'elle y fixe, la participation à ce régime des employés des compagnies dont elle détient 90% des actions soit qu'ils entrent au service de la Société ou qu'ils demeurent au service d'une de ces compagnies.

À cette fin, et pour toutes autres fins de son régime de retraite, la Société peut conclure des ententes avec:

a) chacune de ces compagnies;

b) les compagnies ou sociétés qui assurent les régimes de retraite de ces compagnies ou des coopératives d'électricité dont elle a acquis les biens;

c) les fiduciaires qui administrent les caisses de retraite de ces compagnies;

d) le gouvernement du Canada relativement aux rentes sur l'État.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1978, c. 41, a. 1.

51. La caisse de retraite est constituée et alimentée par les contributions et sommes suivantes:

a) une contribution de chaque participant et une contribution de son employeur;

b) les actifs accumulés en vertu du règlement numéro 12 modifié d'Hydro-Québec sous l'autorité de la Loi assurant des pensions aux employés d'Hydro-Québec et de la présente loi;

c) la Caisse de retraite remise à la Société par Montreal Trust Company, en vertu du paragraphe 10 de l'article 4 de la Loi établissant la Commission hydro-électrique de Québec (1944, chapitre 22);

d) toute caisse de retraite qui pourra être remise à la caisse de retraite d'Hydro-Québec à la suite d'une entente.

Si la caisse ainsi constituée est ou devient insuffisante pour faire face aux rentes et prestations prévues, la Société doit combler le déficit par une ou plusieurs contributions spéciales dont elle détermine les modalités.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1978, c. 41, a. 1.

52. À même la caisse ainsi constituée, la Société doit:

a) continuer à verser les rentes de retraite accordées par Montreal Light, Heat & Power Consolidated avant le 15 avril 1944 ou par la Société après cette date en vertu de l'article 17 des règlements de ladite compagnie;

b) verser les rentes et prestations payables en vertu du régime de retraite d'une compagnie ou d'une coopérative d'électricité au sujet duquel elle a conclu une entente pour la remise de la caisse de ce régime;

c) verser les rentes et prestations payables en vertu du règlement numéro 12 ou d'un nouveau règlement.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1978, c. 41, a. 1.

53. L'administration du régime de retraite de la Société est confiée à un comité désigné sous le nom de Comité de retraite d'Hydro-Québec.

La composition et les pouvoirs de ce comité sont déterminés par règlement.

Toutefois, seule la Société est chargée, à titre de fiduciaire, de la gestion de la caisse de retraite.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1978, c. 41, a. 1.

54. Les actifs de la caisse de retraite doivent être placés conformément à la Loi sur les régimes complémentaires de retraite (chapitre R-15.1).

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1989, c. 38, a. 319.

55. Tout règlement adopté en vertu de la présente section est soumis à la Loi sur les régimes complémentaires de retraite (chapitre R-15.1) et n'entre en vigueur qu'après approbation du gouvernement.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1989, c. 38, a. 319.

56. Toute créance de rente, prestation ou remboursement découlant de la présente section est incessible et insaisissable.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3.

57. Les dispositions de tout règlement adopté en vertu de la présente section et les modifications des régimes de retraite des compagnies dont la Société a acquis 90% des actions et des coopératives d'électricité dont elle a acquis les biens ne doivent pas avoir pour effet de réduire les crédits de rente des participants à l'égard de leur rémunération et de leurs services ou participation avant le 1^{er} janvier 1966, sauf, pour chaque régime, du consentement des deux-tiers des participants.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1978, c. 41, a. 1.

58. Aucune modification des dispositions d'un régime de retraite d'une compagnie ou d'une coopérative d'électricité ne doit avoir pour effet de réduire les crédits de rente des participants à l'égard de leur rémunération et de leurs services ou participation avant la date d'acquisition des actions de la compagnie ou des actifs de la coopérative d'électricité, sauf du consentement des deux-tiers des participants.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3.

59. Dans la présente section, l'expression «crédit de rente» signifie la valeur à un moment donné de la rente et des prestations prévues par un régime de retraite auxquelles un participant a acquis droit.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3.

60. La Société peut conclure une entente avec tout gouvernement, personne morale, société ou autre organisme ayant un régime de retraite, afin de faciliter les mutations réciproques de leurs employés et de déterminer les conditions et modalités de ces mutations aux fins de la retraite.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1978, c. 41, a. 1; 1983, c. 15, a. 32; 1999, c. 40, a. 145.

61. Le règlement numéro 12 modifié adopté en vertu de la Loi assurant des pensions aux employés d'Hydro-Québec est réputé constituer un règlement en vertu de la présente section.

1965 (1^{re} sess.), c. 33, a. 3; 1999, c. 40, a. 145.

SECTION IX.1

POUVOIRS ET RESPONSABILITÉS DU MINISTRE

61.1. Le ministre peut donner des directives sur l'orientation et les objectifs généraux que la Société doit poursuivre.

Ces directives doivent être approuvées par le gouvernement et entrent en vigueur le jour de leur approbation. Une fois approuvées, elles lient la Société qui est tenue de s'y conformer.

Toute directive est déposée devant l'Assemblée nationale dans les 15 jours de son approbation par le gouvernement ou, si elle ne siège pas, dans les 15 jours de la reprise de ses travaux.

2006, c. 59, a. 66.

61.2. Le ministre doit, au plus tard tous les 10 ans, faire un rapport au gouvernement sur l'application de la présente loi. Ce rapport doit notamment contenir des recommandations concernant l'actualisation de la mission de la Société.

Le ministre dépose le rapport à l'Assemblée nationale.

2006, c. 59, a. 66.

62. Le ministre est chargé de l'application de la présente loi.

1978, c. 41, a. 14.

Note

Le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles est chargé de l'application de la présente loi. Décret 419-2014 du 7 mai 2014, (2014) 146 G.O. 2, 1906.

SECTION X

Note

Cette section a cessé d'avoir effet le 17 avril 1987.

63. *(Cet article a cessé d'avoir effet le 17 avril 1987).*

1982, c. 21, a. 1; R.-U., 1982, c. 11, ann. B, ptie I, a. 33.

ANNEXE ABROGATIVE

Conformément à l'article 17 de la Loi sur la refonte des lois (chapitre R-3), le chapitre 86 des Statuts refondus, 1964, tel qu'en vigueur au 31 décembre 1977, à l'exception des articles 37a et 37b, est abrogé à compter de l'entrée en vigueur du chapitre H-5 des Lois refondues.



In the Court of Appeal of Alberta

Citation: Atco Gas and Pipelines Ltd v Alberta (Utilities Commission), 2014 ABCA 28

**Date: 20140120
Docket: 1201-0090-AC
Registry: Calgary**

Between:

Atco Gas and Pipelines Ltd.

Appellant

- and -

Alberta Utilities Commission and Office of the Utilities Consumer Advocate

Respondents

The Court:

**The Honourable Madam Justice Carole Conrad
The Honourable Mr. Justice Ronald Berger
The Honourable Mr. Justice Peter Martin**

**Reasons for Judgment Reserved
of The Honourable Madam Justice Conrad
Concurred in by The Honourable Mr. Justice Martin**

**Concurring Reasons for Judgment
of The Honourable Mr. Justice Berger**

**Appeal from the Decision by
Alberta Utilities Commission
Dated the 16th day of March, 2012
(Decision 2012-068)**

**Reasons for Judgment Reserved
of the Honourable Madam Justice Conrad**

Introduction

[1] The appellant, Atco Gas and Pipelines Ltd. [Atco] appeals from a decision of the Alberta Utilities Commission [Commission], Decision 2012-068, removing certain assets related to Atco's salt cavern storage facilities from the rate base effective July 2009. The decision arose from Atco's application to dispose of certain assets it had determined were no longer used or required in the operations of the utility.

Issues

[2] Leave to appeal was granted on two grounds:

- i. Did the Commission err in setting an effective date for removal of the Salt Cavern Excess Assets from the rate base at July 1, 2009?
- ii. Did the Commission err by requiring Atco to bear the costs and burdens attributed to non-utility use of portions of a single, indivisible asset originally acquired for the purposes of the utility?

Decision

[3] The appeal is dismissed.

Issue one:

[4] The Commission did not err in law by making its decision to remove assets from the rate base effective July 1, 2009; nor was its decision unreasonable.

Issue two:

[5] This issue deals with the removal of a portion of an asset from the rate base where that portion is no longer required for utility purposes. There is little authority on this issue and every case will have to be dealt with on its circumstances.

[6] Depending on the specific facts and circumstances, the decision to remove a portion of an asset from the rate base and the method of doing so may raise many considerations including such matters as: whether the asset can be physically, practically or legally divided; ease of division; associated costs involved and who should pay them; length of time the asset has been in the rate base; whether the divided portion has other potential uses; and generally whether

exclusion of a portion of an asset from the rate base is just and reasonable in all the circumstances.

[7] Here it was common ground that the eastern portion of the quarter section currently in the rate base was no longer required for operational purposes. The Commission determined to remove value for that portion from the rate base and the land was then available for Atco's separate use. The Commission also consented to future disposition in the event the utility eventually determined a sale was desirable on the understanding that the utility pay any associated costs of subdivision.

[8] The standard of review is one of reasonableness and in all the circumstances of this case, I cannot say that the decision is unreasonable.

Background

[9] Atco Gas and Pipelines Ltd is a gas utility within the meaning of the *Gas Utilities Act*, RSA 2000, c G-5, regulated by the Commission pursuant to that Act, the *Gas Utilities Designation Regulation*, AR 257/2007, the *Public Utilities Act*, RSA 2000, c P-45, and the *Alberta Utilities Commission Act*, SA 2007, c A-37.2. The Commission regulates the rates and tariffs of the two divisions of Atco Gas and Pipelines Ltd, namely, Atco Gas which operates the gas distribution utility and Atco Pipelines which operates a natural gas transmission utility. This appeal arises from an application of Atco Gas division. The Commission determines revenue requirements and utility rate base, and sets rates pursuant to sections 36 and 37 of the *Gas Utilities Act*.

[10] Under section 26(2)(d) of the *Gas Utilities Act*, a disposition of an asset by Atco outside the ordinary course of business requires the prior consent of the Commission.

[11] Decision 2012-068, under appeal, arises from Atco's application pursuant to section 26(2)(d) for Commission approval of the disposition of certain salt cavern assets to an affiliated company. It was intended that the balance of the salt cavern assets were to remain in the rate base, revenue requirement and rates.

[12] The decision under appeal has a long procedural history. Atco originally acquired the salt caverns land in the early 1980s to store natural gas to meet peak winter demand periods. In 2007, Atco estimated 75 per cent of the salt cavern lands had no foreseeable regulated gas transmission use due to the existence of alternative, less costly means to store natural gas. The net book values for the lands and related pipeline assets were close to \$4 million.

[13] Atco's efforts to dispose of certain portions of the salt caverns began on October 1, 2007, when it filed its 2008-2009 general rate application with the Commission (then the Alberta Energy and Utilities Board). That application proposed, effective December 31, 2007, to remove from the rate base and customer rates certain assets Atco described as the "Identified Salt Cavern Assets" on the basis the assets were no longer used or required to be used to provide utility

service. At that time, the Identified Salt Cavern Assets were larger in scope and size than the assets subsequently included in Atco's April 27, 2011 application giving rise to this appeal.

[14] On November 6, 2007, the Board ordered Atco to revise its general rate application and include the Identified Salt Cavern Assets in the general rate as the Board viewed the unilateral removal of the Identified Salt Cavern Assets from the rate base as a disposal under section 26(2)(d) of the *Gas Utilities Act*, requiring the Board's consent (Decision 2012-068 at para 22). Atco re-filed, and on February 1, 2008, Atco applied for approval to transfer the Identified Salt Cavern Assets to a non-utility affiliate. This proceeding was held in abeyance as the Commission had initiated an industry-wide inquiry to consider the impact of recent case law on utility asset dispositions.

[15] Atco wrote the Commission on July 21, 2008, stating that based on this court's decision in *Atco Gas and Pipelines Ltd v Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2008 ABCA 200, 433 AR 183; leave to appeal refused, [2008] SCCA No 347 [the *Carbon* decision], Atco had decided not to sell the Identified Salt Cavern Assets. Atco again indicated it wanted to remove the Identified Salt Cavern Assets from the rate base, but Atco would maintain ownership of the assets.

[16] On July 30, 2008, the Commission replied and restated its position that an application under section 26(2)(d) was required to determine whether the assets could be removed from the rate base (Decision 2012-068 at para 29).

[17] Atco appealed the Commission's orders of November 6, 2007 and July 30, 2008 preventing Atco from removing the assets from the rate base. On June 30, 2009, this court held that ceasing use was not a disposition falling within section 26. Thus, a utility company that owns an asset included in the rate base calculations but no longer necessary for regulated utility business, could remove the asset from the rate base without obtaining consent from the Commission under section 26 of the *Gas Utilities Act: Atco Gas and Pipelines Ltd v Alberta (Utilities Commission)*, 2009 ABCA 246, 464 AR 275; leave to appeal refused, [2009] SCCA No 401 [the *Salt Caverns* decision]. In so deciding, this court held that section 26 did not apply to the ending of a use where no third party transfer or sale is contemplated because a "disposition" of the asset would not occur. That decision noted that no harm would be done because a removal from use would still be subject to the Commission's assessment of prudence. If the Commission found that removal was imprudent, it "could make some adjustment of values in rate base or in the expenses or return on investment, so that rates approved would not make the consumers pay rates based on that types of imprudence" (para 53).

[18] Subsequent to the *Salt Caverns* decision, by letter dated July 17, 2009, Atco requested the Commission to confirm that Identified Salt Cavern Assets could be removed from its negotiation discussions relating to its 2010-2012 revenue requirements. The restriction was removed by Decision 2009-111 on July 24, 2009 on several conditions including the provision of information to the Commission so it could determine the prudence of the removal.

[19] In Decision 2009-033, the Commission approved a negotiated settlement agreement with respect to Atco's 2008-2009 revenue requirements. This settlement agreement specifically precluded issues related to the Identified Salt Cavern Assets.

[20] In Decision 2010-228, the Commission approved a negotiated settlement agreement with respect to Atco's 2010-2012 revenue requirements. The Identified Salt Cavern Assets were assigned a placeholder status (reserving the issue of the salt cavern assets for future determination) to prevent unduly delaying the proceeding.

[21] On January 22, 2010, after several negotiated settlements failed to decide the fate of the Identified Salt Cavern Assets, the Commission approved Atco's request to deal with the salt cavern assets in a separate proceeding. Those proceedings gave rise to Decision 2012-068 -- the decision now under appeal.

Decision 2012-068

[22] The Commission found that the proposed disposition of surplus assets did not offend the "no-harm test" traditionally employed by it and its predecessors as rates and services would not be adversely impacted. It determined, however, that the portion of the salt cavern assets no longer "used or required to be used to provide utility service" under section 37 of the *Gas Utilities Act* was broader than the Surplus Assets listed in Atco's April 2011 application.

[23] As a result, the Commission directed Atco to remove from the rate base and revenue requirements the "Surplus Assets" (SW 34-55-21-W4M quarter section, a disposal well on that land and a water system transporting water from the North Saskatchewan River) and the "Additional Assets" (the eastern half of SE 34-55-21-W4M quarter section and the well located on the land). The decision also ordered the "Related Assets" (water infrastructure, brine disposal infrastructure and control fluid infrastructure) be removed from the rate base and revenue requirements. Collectively, the assets ordered to be removed were referred to as the "Salt Cavern Excess Assets".

[24] The Commission also directed that if Atco wished to dispose of the Related Assets and the Additional Assets, including subdivision of the SE 34-55-21-W4M in the Additional Assets, the Commission approved such disposition, with all costs, including subdivision to be borne by Atco's shareholders.

[25] The Commission backdated the effective date of the removal of the assets to July 1, 2009, the day following issuance of the *Salt Caverns* decision, on the basis that Atco knew at that time that it did not require the Commission's consent to remove the assets from the rate base.

Standard of Review

[26] As a specialized and expert tribunal charged with the administration of a comprehensive set of legislation regulating all aspects of the energy industry in the Province of Alberta, decisions of the Commission are entitled to a high degree of curial deference. Decisions

requiring the interpretation of its governing statutes and regulations, and the application of its experience and expertise, will be measured on a standard of reasonableness: *Coalition of Citizens Impacted by the Caroline Shell Plant v Alberta (Energy and Utilities Board)* (1996), 187 AR 205 at para 14 (CA).

[27] There is no true jurisdictional issue and there was no breach of the rule against impermissible retroactive rate making.

[28] I am satisfied that the standard of review for the two issues on this appeal is one of reasonableness.

Issue 1: Did the Commission err in setting an effective date for removal of the Salt Cavern Excess Assets from the rate base at July 1, 2009?

[29] A regulatory authority fixes just and reasonable rates pursuant to sections 36 and 37(1) of the Act which reads as follows:

36 The Commission, on its own initiative or on the application of a person having an interest, may by order in writing, which is to be made after giving notice to and hearing the parties interested,

(a) fix just and reasonable individual rates, joint rates, tolls or charges or schedules of them, as well as commutation and other special rates, which shall be imposed, observed and followed afterwards by the owner of the gas utility,

(b) fix proper and adequate rates and methods of depreciation, amortization or depletion in respect of the property of any owner of a gas utility, who shall make the owner's depreciation, amortization or depletion accounts conform to the rates and methods fixed by the Commission,

(c) fix just and reasonable standards, classifications, regulations, practices, measurements or service, which shall be furnished, imposed, observed and followed thereafter by the owner of the gas utility,

(d) require an owner of a gas utility to establish, construct, maintain and operate, but in compliance with this and any other Act relating to it, any reasonable extension of the owner's existing facilities when in the judgment of the Commission the extension is reasonable and practical and will furnish sufficient business to justify its construction and maintenance, and when the financial position of the owner of the gas utility reasonably warrants the original expenditure required in making and operating the extension, and

(e) require an owner of a gas utility to supply and deliver gas to the persons, for the purposes, at the rates, prices and charges and on the terms and conditions that the Commission directs, fixes or imposes.

37(1) In fixing just and reasonable rates, tolls or charges, or schedules of them, to be imposed, observed and followed afterwards by an owner of a gas utility, the Commission shall determine a rate base for the property of the owner of the gas utility used or required to be used to provide service to the public within Alberta and on determining a rate base it shall fix a fair return on the rate base.

[30] As set out in *Salt Caverns* at para 20, a regulatory authority looks at two components when fixing just and reasonable rates, namely:

- (1) current expenses and taxes, and
- (2) an annual amount constituting a just and proper return on capital invested in the utility.

[31] As a result, the amount of capital invested and attributed which becomes part of the rate base is extremely important to both the consumers and the utility. This has led to considerable litigation over valuations of items and designation of assets appropriately within the rate base. At the end of the day, the Commission has the final say on whether an asset is included, or not included, in the rate base. See: *Salt Caverns* at para 22; *Alberta Power v Alberta (Public Utilities Board)* (1990), 102 AR 353 (CA).

[32] Arguments on appeal centered on this court's recent decisions in *Carbon* and *Salt Caverns*. *Carbon* dealt with issues arising from a gas storage facility at Carbon, Alberta, where the facility started out as a producing gas field and was converted to a storage reservoir. Eventually the facility was no longer required for gas storage and issues surrounding removal from the rate base were raised on appeal to this court. The Board had concluded that the Carbon storage facility played no role in the appellant's gas distribution system and its only present contribution was to generate revenue that would reduce rates. The Board noted that ordinarily revenue generation on a stand-alone basis would likely not satisfy the use or required to use test for inclusion in the rate base. It found, however, that the Carbon storage facility was unique, due to its historical role as both an operational part of the system and as a source of revenue from leasing of surplus capacity. As a result of this historical uniqueness, the Board included the Carbon facility within the rate base, notwithstanding its only use was for revenue generation.

[33] This court found the Board's decision unreasonable. The court defined the question before the court as an "extricable question of law: whether revenue generation by the Carbon storage facility qualifies as a 'use' under the proper interpretation of the statute" (para 21). The court concluded that the phrase "used or intended to be used" to provide service are only those assets used in an operational sense and not merely used for revenue generation or accounting for the revenue.

[34] *Carbon* found at para 29 that the concept of assets becoming “dedicated to service” and so remaining in the rate base forever is inconsistent with the decision in *Atco Gas & Pipelines Ltd v Alberta (Energy & Utilities Board)*, 2006 SCC 4 at para 69, [2006] 1 SCR 140 [the *Stores Block* decision] and would fetter the Board’s discretion to deal with changing circumstances. In *Stores Block*, the Supreme Court of Canada found that regulation of the gas utility does not give the end customers an ownership interest in the assets of the utility.

[35] At para 30 in *Carbon*, this court held:

The end customers are entitled to service, not assets. The service that they are entitled to is the delivery of gas on reasonable and just terms, not revenue generation. Just as the end customers have no ownership interest in the assets of the utility, they have no interest in the profits, unregulated revenues, or unregulated businesses of the utility. The value of economic assets is often largely determined by the revenues they can generate, and if the end customers are not entitled to any ownership interest in the assets, they are likewise not entitled to any interest in the cash flow generated by those assets: *Store Block* at para 78. The end customers are entitled to receive gas delivery services from the utility, not revenue-generating services or gas rate subsidization.

[36] In *Carbon*, no operational use existed, and the court found that mere revenue generation, or accounting for revenue, was not a service. As a result, the Board’s decision to include the Carbon facilities in the rate base was found to be unreasonable.

[37] In *Salt Caverns*, this court paraphrased from the *Carbon* decision at para 14:

In any event, to the extent to which the answers to the legal issues raised in the first and second questions on which leave was granted are not premature, they are largely resolved by this court’s recent decision in “*Carbon*” where the Court held that that the Board had no jurisdiction to include in rate base, assets which were not being used or required to be used in providing service to the public, in an operational context. Past or historical use of assets does not permit their inclusion in rate base unless they continue to be used in the system.

[38] As a result of that language, the Commission and the respondent Utilities Consumer Advocate [UCA] argue that if there is no jurisdiction to include assets not being used in the utility operations, then prior orders that included such assets are a nullity. In my view, the court in *Salt Caverns* was not intending to expand upon the *Carbon* decision by use of the word jurisdiction, but was merely summarizing *Carbon* in a general way. I do not read *Carbon* as suggesting that this is a jurisdictional issue such that past orders of the Board which included assets of no operational use were a nullity. Rather, the court found accounting for revenue and revenue generation standing alone are not part of the utility service, and that they should not be included in the rate base.

[39] The decision in *Salt Caverns* is important here. In that case, the court addressed the question of whether unilateral withdrawal of assets from utility service and the rate base was a “disposition” under section 26(2)(d), requiring commission approval. The court concluded that the scope of the language of section 26(2)(d) referred to giving up ownership, in whole or in part. It found that the words do not refer to starting or stopping a particular use, acquiring or losing a need, or to objects becoming useful or useless. In the end, the court found that the language did not apply to ending a use. Interestingly, in arriving at this decision the court stated at paras 51-53:

So I interpret the words of s. 26 as not applying to ending a use. If that produced an absurd result, or crippled the Commission’s power to regulate rates, then one might have to look harder at s. 26 and even try to stretch its words.

But I see no *hiatus* here. It is common ground that as part of a normal rate hearing, the Commission can and must decide what items (property) are to be considered part of the rate base and given a value on which the utility company is entitled to recover a return on investment: s. 37 of the *Gas Utilities Act*. . . .

Indeed, counsel for the appellant stressed to us what the Commission could do when hearing a rate application if it found want of due prudence in starting or stopping the use of some asset in the regulated utility. It could make some adjustment of values in the rate base or in the expenses or return on investment, so that rates approved would not make the consumers pay rates based on that type of imprudence.

[40] Determining usefulness will depend upon meeting the traditional criteria for what is, and what is not, in the rate base and does not involve a section 26 application because the property has not been disposed.

[41] These authorities indicate that, at least on a go forward basis, assets no longer used or required for use should not be included in the rate base, and the utility can unilaterally remove such assets from the rate base without the consent of the Commission. But, at the end of the day, the Commission will have the final say on whether property is, or is not, required for the use or future use of the utility as that falls squarely within its legislative mandate. In addition, a commission has the right to make whatever adjustments are necessary to compensate for imprudent removal of such assets in the interim.

[42] This reasoning was confirmed by McFadyen JA in *Calgary (City) v Alberta (Utilities Commission)*, 2010 ABCA 158, 487 AR 191. This was a leave to appeal application following the *Carbon* and the *Salt Caverns* decisions. In the *Calgary (City)* case, the Commission ordered assets removed from the rate base and adjustment to the rate base as of April 1, 2005, when the applicant had first indicated to the Commission that the asset was not used, or required to be used, in providing service to the public. The Commission backdated the removal of the asset from the rate base. In refusing to grant leave to appeal, McFadyen JA stated at para 23:

Although the Commission may require that the utility prove that the asset is no longer being used in its operations, and that the cessation of use of the asset is not imprudent, absent proof of imprudence, **the adjustment date must be the date on which the utility, in fact, stopped using the asset, not the date on which the Commission agreed that the asset was no longer being used.** (Emphasis added.)

[43] Atco asserts that the effective date for removal of surplus assets should be within 30 days of the decision on its application, regardless of the closing date of the surplus assets transaction. It says Atco was penalized for complying with the Commission's earlier express directions, and for the uncertainty created by the Commission's refusal to communicate acceptance that the assets should be removed from the rate base. Although the Commission had been acting on a misapprehension of the law, Atco says that does not alter the fact its assets were effectively frozen.

[44] Atco says the facts in *Carbon* are distinguishable. In *Carbon*, the appropriate date for removal of assets was found to be the date management first determined the assets were not required for utility operations. In that case, however, the Commission authorized utilization of the assets for non-utility purpose pending determination of the issue. Thus, revenue was not lost in *Carbon*, whereas here, the Commission's directions resulted in no revenue from the non-utility assets. Atco argues that any date earlier than 30 days from the present decision without compensation yields an artificial, perverse result and is unreasonable.

[45] Atco also submits that the principle against retroactive ratemaking should be mechanically applied, and that backdating the removal of the salt cavern assets to July 1, 2009, without using a deferral account or interim rate, is a violation of the principle against retroactive ratemaking. It says the Commission erred in law.

[46] The respondent UCA takes a different position. It argues that the effective date for removal of the assets must be September 1, 2007, the date Atco first determined that the assets were no longer required for operational purposes. UCA argues once assets serve no utility purpose, there is no jurisdiction to retain them in the rate base and any decisions which included them are void. UCA says that since customers cannot share any revenues earned from assets with no valid operational purpose, nor share in any gain on the sale of such surplus assets, customers should not be forced to pay for assets once they are determined to be surplus. (See *Carbon* at para 30; *Stores Block* at para 69.) The UCA argues that it is irrelevant if the assets were earning income to Atco's benefit, or incurring costs to its account, during this time. Rather, the only issue is whether the assets were being used or required for operations of the utility. If not, they should be excluded, and there was no jurisdiction to include the assets in the rate base from September, 2007.

[47] The Commission was alive to and considered the arguments, and concluded that July 1, 2009 should be the effective date for removal of the Salt Cavern Excess Assets from utility service, rate base, revenue requirement and rates. Atco was directed to refund to customers all

amounts collected through rates associated with those assets from and after that date. In arriving at its decision, the Commission considered the facts, the submissions and the law.

[48] The Commission has broad, discretionary powers to set just and reasonable rates: *Gas Utilities Act*, sections 36 and 37. The Commission is required to balance the interests of the public while acting in a fair manner towards the utility. This regulatory compact between the Commission and Atco is well known:

Under the regulatory compact, the regulated utilities are given exclusive rights to sell their services within a specific area at rates that will provide companies the opportunity to earn a fair return for their investors. In return for this right of exclusivity, utilities assume a duty to adequately and reliably serve all customers in their determined territories, and are required to have their rates and certain operations regulated.

Stores Block at para 63

[49] Discussing the statutory requirement to set just and reasonable rates, the Supreme Court of Canada noted:

Rate regulation serves several aims — sustainability, equity and efficiency — which underlie the reasoning as to how rates are fixed:

. . . the regulated company must be able to finance its operations, and any required investment, so that it can continue to operate in the future . . . Equity is related to the distribution of welfare among members of society. The objective of sustainability already implies that shareholders should not receive “too low” a return (and defines this in terms of the reward necessary to ensure continued investment in the utility), while equity implies that their returns should not be “too high”. (R Green and M Rodriguez Pardina, *Resetting Price Controls for Privatized Utilities: A Manual for Regulators* (1999), at 5)

Stores Block at para 62

[50] Fairness to customers requires that the rate base include only assets used or to be used for operation of the utility and not assets with no production value. At the same time, the Commission has an obligation of fairness to the utility. The Commission recognized the effect of its directions to Atco when it selected a July 1, 2009 implementation date.

[51] I do not accept Atco’s submission that the Commission erred in law by engaging in prohibited retroactive ratemaking. Whether a decision is impermissible retroactive ratemaking is an issue of fact. (See *Atco Gas, Re*, 2010 ABCA 132, 477 AR 1, discussed below.) There are two fundamental policy concerns behind retroactive ratemaking. With regard to the utility, retroactive ratemaking is unfair because a utility relies on certain rates to make business

decisions. To change them after the fact could cause unexpected results for the utility: Yvonne Penning, "Can Economic Policy and Legal Formalism Be Reconciled: The 1986 Bell Rate Case" (1989) 47 *U Toronto Fac L Rev* 607 at 610. With regard to consumers, retroactive ratemaking redistributes the cost of utility service by asking today's customers to pay for expenses incurred by yesterday's customers: "Can Economic Policy and Legal Formalism Be Reconciled" at 610. Clearly, that should be avoided.

[52] In this case, removing the salt cavern assets from the rate base or revenue requirement would cause a decrease in rates and a benefit for customers, not an increase after the fact. Thus, retroactivity to July 1, 2009 works in favour of customers from that date forward. The question here involves the question of fairness to the utility.

[53] Where a utility has knowledge that assets are not required for operational purposes, and knows it can unilaterally remove them, the utility must also be taken to know that the rates will be subject to change as a result of the non-inclusion of those assets in the rate base. It has the choice to remove the assets and utilize them in other revenue generating operations. Once there is knowledge, the harm of retroactive ratemaking from the utility's perspective vanishes.

[54] Retroactive ratemaking was considered by this court in *Calgary (City) v Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2010 ABCA 132, 477 AR 1 at paras 46-47 [*Deferred Gas Accounts* decision], where it confirmed the problems surrounding retroactive ratemaking by a regulatory authority:

Generally, ratemaking and rates must be prospective: *Coseka Resources Ltd v Saratoga Processing Co* (1980), 31 A.R. 541 at para. 29, 16 Alta. L.R. (2d) 60 (C.A.). A utility's past financial results can be used to forecast future expenses, but a regulator cannot design future rates to recover past revenue deficiencies: *Northwestern Utilities Ltd., Re* (1978), [1979] 1 SCR 684 at 691 and 699 [*Northwestern Utilities*].

Retroactive ratemaking "establish[es] rates to replace or be substituted to those which were charged during that period": *Bell Canada v. Canada (Canadian Radio-Television & Telecommunications Commission)*, [1989] 1 SCR 1722 at 1749. Utility regulators cannot retroactively change rates because it creates a lack of certainty for utility consumers. If a regulator could retroactively change rates, consumers would never be assured of the finality of rates they paid for utility services.

[55] The *Deferred Gas Accounts* decision of this court, following *Stores Block*, set down guiding principles for determining whether ratemaking was impermissibly retroactive.

[56] Simply because a ratemaking decision has an impact on a past rate does not mean it is an impermissible retroactive decision. The critical factor for determining whether the regulator is engaging in retroactive ratemaking is the parties' knowledge. Hunt JA stated at para 57:

Both *Bell Canada 1989* [*Bell Canada v Canada (Canadian Radio-Television and Telecommunications Commission)*, [1989] 1 SCR 1722] and *Bell Aliant* [*Bell Canada v Bell Aliant Regional Communications*, 2009 SCC 40, [2009] 2 SCR 764] (which concerned deferral accounts rather than interim rates) illustrate the same preoccupation: **were the affected parties aware that the rates were subject to change?** If so, the concerns about predictability and unfairness that underlie the prohibitions against retroactive and retrospective ratemaking become less significant. (Emphasis added.)

[57] If a utility is aware that a rate is interim and subject to change, then a regulator's revision of the rate will not be disallowed for impermissible retroactive ratemaking. This was the conclusion reached by the Supreme Court of Canada in *Bell Canada v Canada (Canadian Radio-Television and Telecommunications Commission)*, [1989] 1 SCR 1722, 60 DLR (4th) 682 [*Bell Canada 1989*].

[58] According to the Supreme Court of Canada in *Bell Canada 1989* at 1756, alteration of an interim rate by a regulator is simply a function of regulators who have the mandate to ensure rates and tariffs are, at all times, just and reasonable.

[59] In this appeal, the Commission expressly reserved the issue of the salt cavern assets, among others, from the revenue requirement determination: Commission's Decisions 2009-033 and 2010-228. Atco says the use of a placeholder (reserving the issue of the salt cavern assets for future determination) was not enough to enable the Commission to revisit the matter in subsequent years. Atco submits that the terms "interim rate order" and "deferral account" are well understood by all parties and that the use of the word "placeholder", without more, is not enough to achieve the same purpose as interim rates and deferral accounts. I do not agree. Atco had all the information it required by June 2009 to know that it was not entitled to revenue from inclusion of those assets in the rate base.

[60] In 2009 and 2010, as permitted under the *Gas Utilities Act*, Atco engaged in negotiation of issues related to the salt cavern assets and revenue requirements. The resulting Negotiated Settlements in 2009 and 2010 expressly reserved making a decision about removing the salt cavern assets from the revenue requirement because the parties were addressing the matters in separate proceedings. The Negotiated Settlements (found in the Commission's Decision 2009-033 and Decision 2010-228) set Atco's revenue requirement for 2009 and 2010. Atco knew that the Negotiated Settlements only represented a partial rate, subject to the determination of the proceedings relating to the salt cavern assets. This is apparent when in 2010 the parties to the Negotiated Settlements agreed to not delay the rate setting proceedings for the sake of determining the fate of the salt cavern assets:

In a letter dated January 22, 2010, the Commission agreed with all parties that the present proceeding should not be delayed as a result of any issues regarding the Identified Salt Cavern Assets. The Commission granted [Atco's] request to deal with the Identified Salt Cavern Assets in a separate, subsequent proceeding. Given that the removal of Identified

Salt Cavern Assets would constitute a change to revenue requirement which would ultimately be reflected in a change to rates, the Commission considered that any such Identified Salt Cavern Assets proceeding would be a rate-setting proceeding.

Decision 2010-228 at para 26

[61] Not only did Atco agree to deal with the salt cavern assets in a separate proceeding, it was aware that the revenue requirement would change as a result of removal of the assets. Although there was no discussion about interim rates or deferral accounts, Atco had knowledge that the impact of the subsequent proceeding could result in a different revenue requirement. It not only can be taken to have known that it could remove the assets from the rate base, but the reservation of the issue of the salt cavern assets for a future proceeding certainly supports the Commission's finding here.

[62] Slavish adherence to the use of interim rates and deferral accounts should not prohibit adjustments in a case such as this. Regulators have a broad, discretionary authority when ratemaking. The relevant question here is whether the utility knew from the actions or words of the regulator that the rates were subject to change. Atco clearly knew since 2007 that the identified salt cavern assets were not being used or required for operations of the utility. Atco's submission that a commission can only change rates if it used an interim rate or deferral account misapprehends the reason why deferral accounts and interim rates can be retrospectively altered by a regulator. The question here is not whether the regulator used the name "deferral accounts" or "interim rates" but whether Atco was aware that the rate could be altered retroactively.

[63] The Commission recognized the problem it had created by refusing to allow removal of excess salt cavern assets and therefore elected not to set the date before July 1, 2009. It awarded Atco compensation on a *quantum meruit* basis for the period January 1, 2008 to June 2009. But by July 1, 2009, Atco not only knew the excess assets were not required for operations, it was aware it could unilaterally remove them. It could, at that time, have withdrawn the assets and utilized them prudently in any manner short of disposition as defined under section 26. As a result, it was Atco's decision to freeze the use of the assets by not unilaterally withdrawing them once *Salt Caverns* issued. It should have recognized that rates would change.

[64] I reject the UCA's argument that it was a jurisdictional error not to order an implementation date of September 2007, when Atco first indicated the assets were no longer used or would be used for utilities services. Moreover, given the history of this matter, the uncertainty of the law, and the Commission's acceptance of its role in directing the assets not be removed, the Commission's choice of a later date is reasonable. The Commission was exercising its broad, discretionary power to set just and reasonable rates when it selected the implementation date as it is entitled to do.

[65] In summary:

1. Assets not being used or required to be used for utility service are not to be included in the rate base; and

2. a utility has the responsibility to withdraw assets from the rate base once the assets are no longer used or required to be, and no Commission approval is required. Such removal is, of course, subject to a prudence review by the Commission.

This decision falls squarely within the Commission's mandate, it is not unreasonable and is owed deference by this court. The appellant has failed to show that the Commission erred in law or acted unreasonably in exercising its discretionary power, and this ground of appeal must be dismissed.

Issue 2: Did the Commission err by requiring Atco to bear the costs and burdens attributed to non-utility use of portions of a single, indivisible asset originally acquired for the purposes of the utility?

[66] The Commission included the eastern portion of the undivided SE quarter of section 34, township 55, range 21-W4M in the assets found no longer used or required for providing utility service (the Additional Assets) and excluded them from the rate base. The Commission held that since no more salt caverns are to be developed, and the water pipeline is not necessary to maintain the existing caverns, then the Additional Assets should also be removed from the rate base. It is common ground that these assets are not required for operations, but Atco argues this quarter section is an undivided asset that should not be notionally divided for rate base purposes. The Commission rejected that argument and held that customers should not be burdened by the costs attributed to the unused portion of the land and well just because Atco chooses not to subdivide or use the land in some other manner.

[67] The Commission held that subdivision of this quarter section is not required to remove part of the asset from the rate base, finding it could remove a proportional amount of the book value of the land and non-depreciable assets. It stated at para 100:

[Atco] is free then to make whatever use of the Additional Assets and Related Assets it may wish to for its own purposes. Given that it is not necessary to subdivide the property to remove the value of the Additional Assets and the Related Assets from rate base and revenue requirement, the cost of any subdivision of the property which [Atco] may wish to pursue for its own purposes or to dispose of the property should be for the account of [Atco] shareholders.

Both the Additional Assets and unused infrastructure (the Related Assets) were to be removed from the rate base. In addition, the Commission agreed that if Atco wished to proceed with a subdivision of the eastern portion of the quarter section and dispose of that land, the Commission consented to such a disposition under section 26(2)(d) of the *Gas Utilities Act*, on the basis that the costs of any subdivision would be borne by Atco.

[68] Atco says that the decision is unreasonable. It says that part of the asset is still required for the rate base, the asset has always been in the rate base, and the Commission cannot exclude a portion of an asset from the rate base without bearing the costs of such removal.

[69] The issue here is unique in that Atco does not want to proceed with subdivision due to costs of that subdivision. It involves the removal from the rate base of a portion only of a legally undivided asset, namely, a quarter section of land already in the rate base. The quarter section is an undivided parcel of land originally acquired in the 1980s for the purpose of establishing salt caverns on its western half and ensuring sufficient land for further salt caverns to the east, if and when required. Since then, other storage methods negate the need for future salt caverns. The existing salt caverns located on the westerly portion of the SE 34-55-21-W4M continue to have use for future utility service, but the eastern half of the quarter section and the well located on that land have no further use or expected use in operations.

[70] In its 2008-2009 General Rate Application and its earlier application, Atco had included the Additional Assets among those it sought to remove from the rate base, indicating that it wished to transfer the eastern portion of the quarter section to a non-utility affiliate, Atco Energy Solutions Ltd. This is notable as it is some evidence of an alternative use of this portion of land. By the 2011 application, the County of Strathcona had increased the development levy resulting in subdivision costs estimated at \$1.2 million. As a result, Atco said that its affiliate no longer had any interest in acquiring the land.

[71] Atco takes the position that the quarter section is one indivisible asset acquired for utility purposes. As the asset is, and has historically been, used in operations and included in the rate base, it should remain there unless the cost of subdivision is borne by the ratepayers. Atco submits that the whole asset is properly in the rate base and the Commission cannot divide an undivided asset into portions for the purpose of excluding the value and costs associated with that portion from the rate base.

[72] At a minimum, Atco says that if the Commission wants to separate the value and costs associated with the eastern half from the rate base that should be accomplished by a legal subdivision of the property, which, if directed by the Commission, should be a cost recoverable from ratepayers as the utility would not voluntarily incur such a cost.

[73] I am satisfied that the Commission cannot order Atco to legally subdivide its quarter section of land. The authorities provide that an asset owned by a utility is the utility's private property. (See: *Stores Block*; *Salt Caverns*). While the Commission has the power under section 26 to block the sale of an asset in the rate base, it does not have the converse authority to interfere with property rights and order the sale of an asset. The Commission, therefore, cannot order the property be subdivided in order to treat the unused portion as no longer part of the rate base.

[74] In *Atco Gas and Pipelines Ltd v Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2009 ABCA 171, 454 AR 176 [the *Harvest Hills* decision], this court considered the regulatory board's jurisdiction to appropriate proceeds of sale from lands not used nor required to be used to provide service. Relying on the *Stores Block* decision, this court held at para 29 there was no power to allocate proceeds from a sale or interfere with ownership rights where the asset is no longer needed to provide service to customers.

[75] Nonetheless, the Commission can make decisions about assets in the rate base. It is mandated to fix just and reasonable rates pursuant to section 36 of the *Act*. In so doing, section 37 grants the Commission jurisdiction to determine the rate base and decide what assets are used or required to be used in providing utility service as described by this court in *Salt Caverns* at paras 28 and 31:

Can it be reasonably argued that this regulatory power is confined to ruling on adding new items to the rate base, but inapplicable to excluding old or unused items? No. Phillips, [*The Regulation of Public Utilities* (Public Utilities Reports, 1992)] at 302 quotes another established textbook and lists items which regulatory commissions may exclude from the rate base. They include obsolete property, property to be abandoned, overdeveloped property and facilities for future needs, and property used for non-utility purposes.

...

The paragraphs above show that the rate-regulation process allows and compels the Commission to decide what is in the rate base, i.e. what assets (still) are relevant utility investment on which the rates should give the company a return. The traditional test is whether they are used or required to be used, and (as will be seen below) nothing in the legislation changes that.

[76] The Commission is also required under section 37(2) to give due consideration to:

- (a) to the cost of the property when first devoted to public use and to prudent acquisition cost to the owner of the gas utility, less depreciation, amortization or depletion in respect of each, and
- (b) to necessary working capital.

[77] Thus, the Supreme Court of Canada in *Stores Block* described the Board's responsibility as "maintaining a tariff that enhances the economic benefits to consumers and investors of the utility" (para 64). A commission must consider the symmetry of risk and return for both the utility and its customers. As stated by the majority in *Stores Block* at para 69:

Assets are indeed considered in rate setting, as a factor, and utilities cannot sell an asset used in the service to create a profit and thereby restrict the quality or increase the price of service. Despite the consideration of utility assets in the rate-setting process, shareholders are the ones solely affected when the actual profits or losses of such a sale are realized; the utility absorbs losses and gains, increases and decreases in the value of assets, based on economic conditions and occasional unexpected technical difficulties, but continues to provide certainty in service both with regard to price and quality.

[78] In addition, the Commission has discretion to act in the public interest when customers would be harmed or face some risk of harm. As described by the majority in *Atco Ltd v Calgary Power Ltd*, [1982] 2 SCR 557 at 576:

It is evident from the powers accorded to the Board by the legislature in both statutes mentioned above that the legislature has given the Board a mandate of the widest proportions to safeguard the public interest in the nature and quality of the service provided to the community by the public utilities. . . . This no doubt has a direct relationship with the rate-fixing function which ranks high in the authority and functions assigned to the Board.

[79] The Supreme Court of Canada in *Stores Block* held that while the Board could not allocate or appropriate sale proceeds, it had other options within its jurisdiction when a sale would affect the quality and/or quantity of the service offered by the utility or create additional operating costs for the future, such as not approving a sale. Additionally, the Board could attach conditions. The majority at para 77 suggested, "It could also require as a condition that the utility reinvest part of the sale proceeds back into the company in order to maintain a modern operating system that achieves the optimal growth of the system." But *Stores Block* also held that the ratepayers could not enjoy any of the profits of the sale, notwithstanding that through rates the ratepayers pay for or contribute to the acquisition of the asset.

[80] In *Harvest Hills*, this court (at para 34) was of the view that the Board may impose conditions where it had a valid concern to guard against land speculation.

[81] Similarly, in *Salt Caverns*, this court considered the possibility of a commission adjusting values of property in the rate base where it had a concern that the use or disuse of some asset lacked prudence. It stated at paras 52-53:

It is common ground that as part of a normal rate hearing, the Commission can and must decide what items (property) are to be considered part of the rate base and given a value on which the utility company is entitled to recover a return on investment: s. 37 of the *Gas Utilities Act*. . . .

Indeed, counsel for the appellant stressed to us what the Commission could do when hearing a rate application if it found want of due prudence in starting or stopping the use of some asset in the regulated utility. It could make some adjustment of values in the rate base or in the expenses or return on investment, so that rates approved would not make the consumers pay rates based on that type of imprudence.

[82] *Harvest Hills* focussed on the issue of disposition of land that had already been subdivided, so division was not contested. In this case, the Commission authorized a disposition under section 26(2)(d), but did not order the land divided. Rather, it removed the value it attributed to the eastern portion of the quarter section no longer required for utility service purposes. In doing so, it was determining the rate base including the property still in use for

utility service pursuant to section 37, as it is entitled to do. Atco was free to use that substantial portion of land as it saw fit. There was no evidence suggesting it had no alternative uses.

[83] The parties did not direct the court to any authority governing principles surrounding the removal of a portion of an asset from the rate base. In my view, those principles should be developed incrementally. While I recognize the general principle that assets which cease to have a utility purpose should be withdrawn from the rate base, the question still remains: "what is the asset?" Considerations for the Commission will vary with the facts and circumstance of the case, and in particular, the nature of the asset. Depending on the facts, the decision to remove a portion of an asset from the rate base may raise many considerations, including such matters as whether an asset can be physically, practically or legally divided; ease of division; associated costs involved and who should pay them; length of time the asset was in the rate base; whether the divided portion has other potential uses; whether separation of part of an asset sterilizes the remainder; and in general, what is just and reasonable in the circumstances. The list is neither definitive of factors to be considered, nor will every case require consideration of all criteria. The fact situation could vary from an easily divisible asset to a physical plant where the portion not required for operational use has no other functional purpose, yet costs associated with the unused and unneeded portion. Is an undivided plant two assets for the rate base purposes?

[84] In this case, the land had been in the rate base since 1982. As a result the utility had received a return on its investment for some time. The parties were in agreement that the eastern portion of this land and the well were not needed for the operations of the utility. Could it have other uses? The asset here is a tract of land. The Commission concluded that Atco was free to engage in other uses for the unused portion of land, if it chose not to sell. No evidence suggested that this land had no other use, short of subdivision and sale, nor that the eastern portion of the quarter section (some 80 acres) would be sterilized for other use so long as the western portion remained in the rate base. Indeed, Atco's earlier application for approval to remove for sale to a related company is evidence supporting a finding of other uses.

[85] Atco sought, at a minimum, that the subdivision costs be borne by the ratepayers but the Commission was not prepared to place that burden on the ratepayers. It authorized other uses, obviously concluding that subdivision was unnecessary for all uses.

[86] Since the authorities have established that ratepayers cannot share in any of the sales of assets, it follows that holding property within the rate base, once its use has expired, works to the detriment of the ratepayer. The recent principles set down in *Stores Block* and *Carbon* make it clear that ratepayers have no opportunity to share in the better times when land values rise, so it is important to protect the ratepayer by ensuring only proper assets remain in the rate base. In judging reasonableness, it is important to remember that since ratepayers cannot share in sale proceeds of utility assets, their protection for fair treatment lies in excluding assets not required for utility operations from the rate base.

[87] Other choices for dealing with this quarter section might have been selected by the Commission. For example, perhaps the Commission could have elected to keep the whole asset

in the rate base and ensure prudent non-utility use of the eastern half and share in that revenue because the asset remains in the rate base. While the authorities suggest that an asset cannot be kept in the rate base for the purpose of earning non-utility revenue, those cases were dealing with assets no longer required for utility purposes. I do not read the authorities as denying flexibility where a portion of an asset is required for utility operations and removal of the balance of the asset is not just or reasonable. I do not need to make that decision here in view of the Commission's decision to remove value of the eastern half from the rate base.

[88] The Commission obviously considered the eastern portion and the balance of the quarter section as two assets for rate purposes. That decision is a reasonable one on the facts of this case.

[89] In summary:

1. Fair treatment for ratepayers requires exclusion of assets not required for utility operations from the rate base.
2. The standard of review of a commission's decision to remove an asset from the rate base is one of reasonableness.
3. The Commission's decision to treat the quarter section of land as two assets for the rate base purposes and direct the utility to remove the costs of the non-utility use portion from the accounting determination of the rate base and revenue requirement was not unreasonable on the facts and circumstances here, and I see no basis for appellate intervention.

Conclusion

[90] The appeal is dismissed.

Appeal heard on June 11, 2013

Reasons filed at Calgary, Alberta
this 20th day of January, 2014

I concur:

Conrad J.A.

Martin J.A.

**Concurring Reasons for Judgment of
The Honourable Mr. Justice Berger**

[91] I have had the advantage of reading in draft form the Reasons for Judgment Reserved of Conrad J.A. of November 22, 2013.

[92] Application of the principles that emerge from the reported cases cited by counsel support dismissal of the appeal. They are the following:

- 1) Section 37 of the *Gas Utilities Act*, RSA 2000, G-5 requires an asset to have an operational purpose in providing utility services to be included within the rate base. The cost of assets without an operational purpose in providing service to the public cannot be included in the rate base and in customer rates.
- 2) Section 26 of the *Gas Utilities Act* does not require the consent of the Commission prior to a utility removing an asset from the rate base.
- 3) It follows that a utility may, without obtaining prior Commission approval, remove an asset from the rate base at the time that the utility management considers that the asset is no longer used or required to be used, or will soon become no longer used or required to be used, in an operational sense to provide regulated utility services.
- 4) The Commission has no jurisdiction to include in the rate base assets which are not being used or required to be used in providing service to the public in an operational context: *Atco Gas and Pipelines Ltd. v. Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2008 ABCA 200, 433 A.R. 183 (the “Carbon decision”); *Atco Gas and Pipelines Ltd. v. Alberta (Utilities Commission)*, 2009 ABCA 246, 464 A.R. 275 (the “Salt Caverns decision”). See also the comments of McFadyen J.A. in *Calgary (City) v. Alberta (Utilities Commission)*, 2010 ABCA 158, 487 A.R. 191.

[I appreciate full well that my colleague takes a different view with respect to the use of the term “jurisdiction” in this context. With great respect, I prefer the commentary of Jones and Villars, *Principles of Administrative Law*, 5th ed. (Edmonton: Carswell, 2009) at p. 149 on the issue of when a decision is *ultra vires* and void:

“The question sometimes arises whether an *ultra vires* act is void or merely voidable. The answer is important in order to determine whether the delegate’s action has any legal effect prior to the declaration by the court that it is *ultra vires*. In principle, all *ultra vires* administrative actions are void, not voidable, and there are not degrees of invalidity ... Although people may have acted on the assumption that the delegate did have authority to do the impugned action, the effect of the court’s granting of judicial review must be to declare that that was an erroneous state of affairs, that the delegate never has jurisdiction to do the particular action in the manner complained of.” (footnotes omitted)

After all, review by this Court is confined to errors of law or jurisdiction thereby limiting the Court to a determination as to whether actions of the inferior tribunal are void.]

- 5) When the assets cease to have a utility purpose, the utility is obliged to withdraw the assets from regulated service without first obtaining Commission approval.
- 6) The Commission has no jurisdiction over non-utility assets that are located within a single indivisible quarter-section of land originally acquired for the purposes of the utility when it would not have such jurisdiction if the non-utility assets were physically separated from utility assets.
- 7) It is not open to the Commission to compel the utility to physically subdivide a quarter-section in order for the Commission to determine that customers should not be obligated to pay for non-utility assets located within that quarter-section.
- 8) When assets no longer have an “operational purpose” within the meaning of paras. 25 and 27 of the *Carbon* decision and paras. 14 and 56 of the *Salt Caverns* decision, it is open to the Commission to direct the utility to remove the cost of the additional assets and the related assets from the regulatory accounting determination of rate base, revenue requirement and customer rates.
- 9) It is the utility and its shareholders that must bear the burden of any losses on disposition of an asset and any decrease in value in property originally acquired by the utility to provide utility service. (See para. 69 of *Atco Gas and Pipelines Ltd. v. Alberta (Energy and Utilities Board)*, [2006] 1 S.C.R. 140). In other words, the cost of any sub-division of the property or

its disposition is for the account of the utility's shareholders. (My colleague would afford the Commission some latitude. Given the statutory framework, I would not. The utility alone absorbs losses and gains).

[93] In concurring in the result, I find it unnecessary to comment further on the fulsome reasons of my colleague.

Appeal heard on June 11, 2013

Reasons filed at Calgary, Alberta
this 20th day of January, 2014

Berger J.A.

Appearances:

H.M. Kay, Q.C.

N.M. Gretener

for the Appellant

B.C. McNulty

for the Respondent Alberta Utilities Commission

T.D. Marriott

for the Respondent Utilities Consumer Advocate

10
P931
2010

HEARINGS
BEFORE
ADMINISTRATIVE TRIBUNALS
FOURTH EDITION

by
ROBERT W. MACAULAY, Q.C.
and
JAMES L. H. SPRAGUE, B.A., LL.B.

CARSWELL®



This short discussion is occasioned by the split decision of the Federal Court of Appeal, and is subsequent reversal by the Supreme Court of Canada, in *Bell Canada v. Canadian Radio-Television and Telecommunications Commission*.³⁷² As a regulator, I cannot agree with the Federal Court of Canada's decision in which I feel that the majority opinion misapplied or misunderstood long standing and highly regarded rate-making principles. The Supreme Court of Canada's reversal is must better founded on sound regulatory principles.

Before looking in some detail at the *Bell* case I would like to review some court decisions that regulators in Canada have long respected.

12.23(h) Court Decisions on Retroactivity in Rate Regulation

In *Re Northwestern Utilities Ltd. and the Public Utilities Bd. v. City of Edmonton*³⁷³ the issue was whether future rates could recover a past deficiency. The court said no.

In saying so, the court laid down an honoured principle of rate regulation, practiced by regulators across North America, namely, that future rates could not be used to pick up accumulated losses in the past. There is a principle that times must match.

Mr. Justice Estey on behalf of the Supreme Court of Canada stated:

[T]he question is whether or not the interim rates prospectively applied will produce an amount in excess of the estimated total revenue requirements for the same period of the utility by reason of the inclusion in the computation of those future requirements of revenue shortfalls which have occurred prior to the date of the application in question, whether or not those "shortfalls" have been somehow incorporated into the rate base or have been included in the operating expenses forecast for the period in which the new interim rates will be applied.

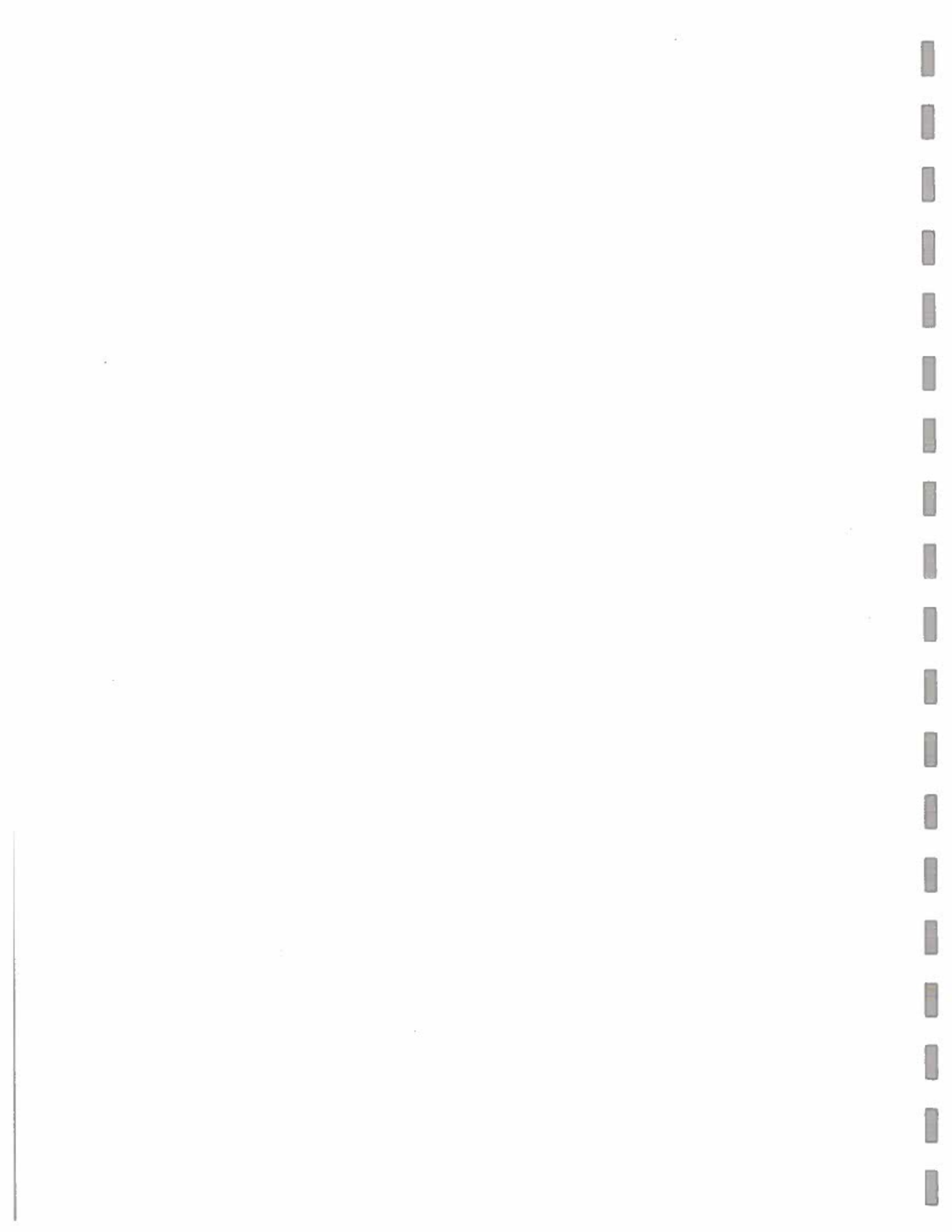
This declaration, however, is subject, in my opinion, to two binding Supreme Court of Canada decisions which qualify and give flexibility in a vital way to that decision.

The *Edmonton (City) v. Northwestern Utilities Ltd.* case,³⁷⁴ involved a "gas adjustment clause" often called a "variation account". Variation accounts are very common regulatory adjustment mechanisms. The Supreme Court of Canada held that a regulatory tribunal must estimate operating expenses as accurately as possible. But if the tribunal has concluded that, in the circumstances, it is not

³⁷² (1987), [1988] 1 F.C. 296, 79 N.R. 58, 43 D.L.R. (4th) 30 (C.A.), reversed [1989] 1 S.C.R. 1722, 38 Admin. L.R. 1.

³⁷³ *Northwestern Utilities Ltd. and Public Utilities Bd. v. Edmonton (City)*, [1979] 1 S.C.R. 684, 7 Alta. L.R. (2d) 370, 12 A.R. 449, 89 D.L.R. (3d) 161, 23 N.R. 565 at S.C.R. p. 703, D.L.R. p. 173.

³⁷⁴ *Edmonton v. Northwestern Utilities Ltd. (No. 2)*, [1961] 1 S.C.R. 392, 34 W.W.R. 600, 82 C.R.T.C. 129, 28 D.L.R. (2d) 125 at S.C.R. p. 406, D.L.R. p. 139.



possible to estimate for the future it may, when it is in the best public interest for the consumers and the utility, establish a deferral account.

In the *City of Edmonton* case, the Court stated:

[T]he proposed order would be made in an attempt to ensure that the utility should from year to year be enabled to realize, as nearly as may be, the fair return mentioned in the subsection and to comply with the Board's duty to permit this to be done. *How this should be accomplished, when the prospective outlay for gas purchases was impossible to determine in advance with reasonable certainty, was an administrative matter for the Board to determine, in my opinion.* [Italics are mine]

A second major case dealing with this issue before the Court of Appeal of Ontario in *Dow Chemical Canada Inc. v. Union Gas Ltd.*³⁷⁵ The Court concluded that the statutes involved in the two *Edmonton* and *Northwestern* cases and the *Ontario* case were very close.

The Court of Appeal in the *Dow* case referred to the decision of Estey J. in the following terms:

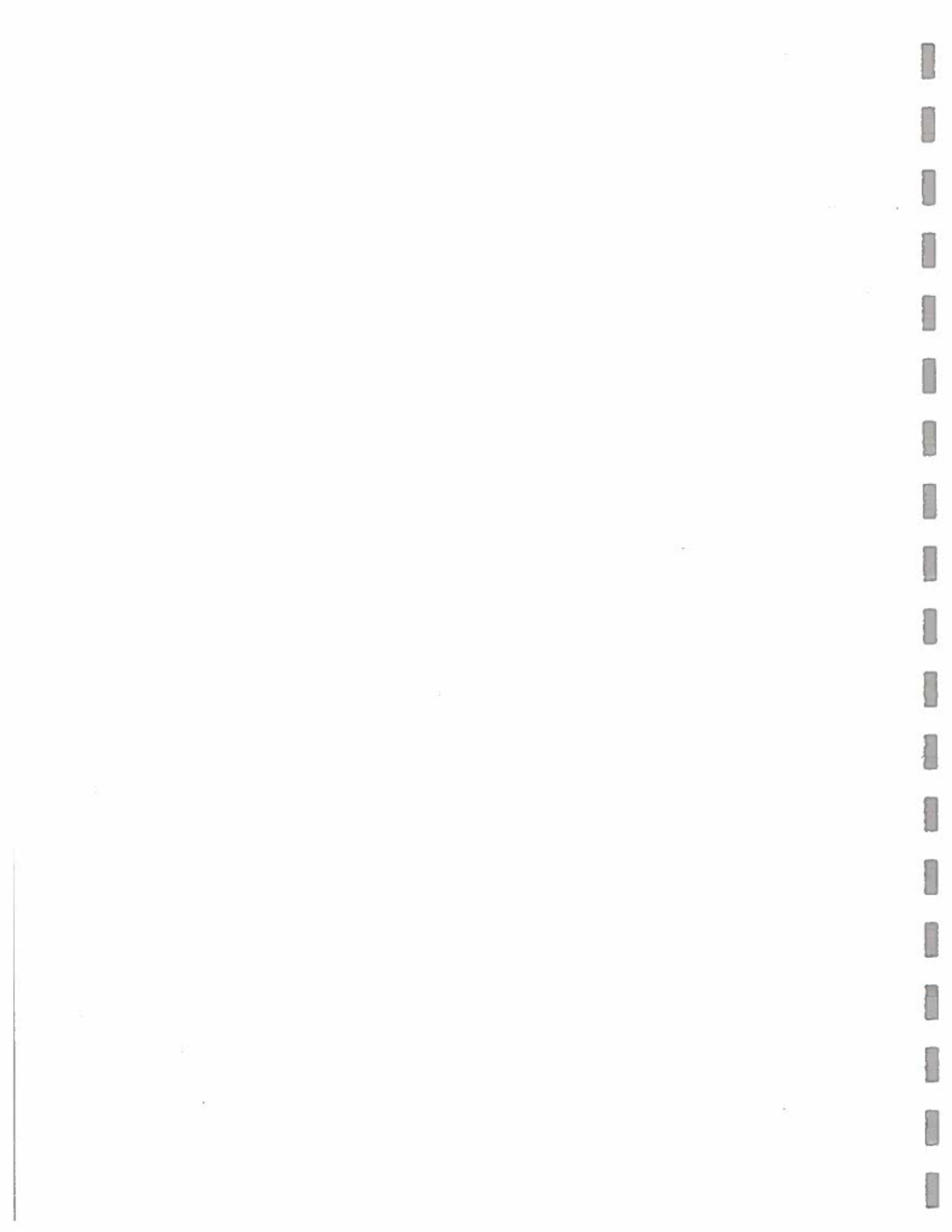
What Estey J. said as to the Alberta statute [in the 1979 *Northwestern Utilities Ltd.* case] is equally applicable to the *Ontario Energy Board Act*, but I do not believe that the prospective nature of the Act inflexibly circumscribes the power of the Board so as to limit it to the consideration only of future costs and expenses.

The Court concluded that the treatment of a premium in that case was prospective, that it was not possible to estimate the full cost of the premium yet, that an attempt to do so now would be unfair to the customers and that the tribunal had separated those funds at the time the expense first began to arise.

The essence of these decisions is that, in the absence of legislation to the contrary, future rates shall rely on future costs — the costs to serve the future customers. *However*, in setting those future rates, the tribunal has to consider the evidence and information available to it. If it cannot accurately estimate the cost of a known item it may set up deferral accounts or some similar concept. If the tribunal could not do that it would not be creating "just and reasonable rates".

The deferral period allows the tribunal time within which to determine the size of the cost and how the amounts should be allocated so as to create just and reasonable rates. The tribunal may establish deferral accounts or provide for future adjustments where, on the evidence, the tribunal cannot be sure of the extent of identified costs subjects or where not to make such a provision would be unjust to customers and the *utility alike*. A proviso, however, is that the tribunal must select a reasonable period over which to be able to make the adjustment.

³⁷⁵ *Dow Chemical Can. Inc. v. Union Gas Ltd.* (1983), 42 O.R. (2d) 731, 3 Admin. L.R. 314, 150 D.L.R. (3d) 267 (C.A.) at O.R. p. 736.



It is my view that an essential element of a deferral account or provision for a future adjustment is to give notice of it when setting the future rate. This removes the element of surprise and unfairness. Two questions are left open:

- (1) How would a court deal with the matter had the item not been identified when the rate was struck? or
- (2) Had the tribunal not been able, reasonably, to establish the need for the future adjustment? (Neither of which facts existed in the *Bell and CRTC* case).

In terms of past events, as opposed to future events, the court introduced another principal of flexibility in determining just and reasonable rates.

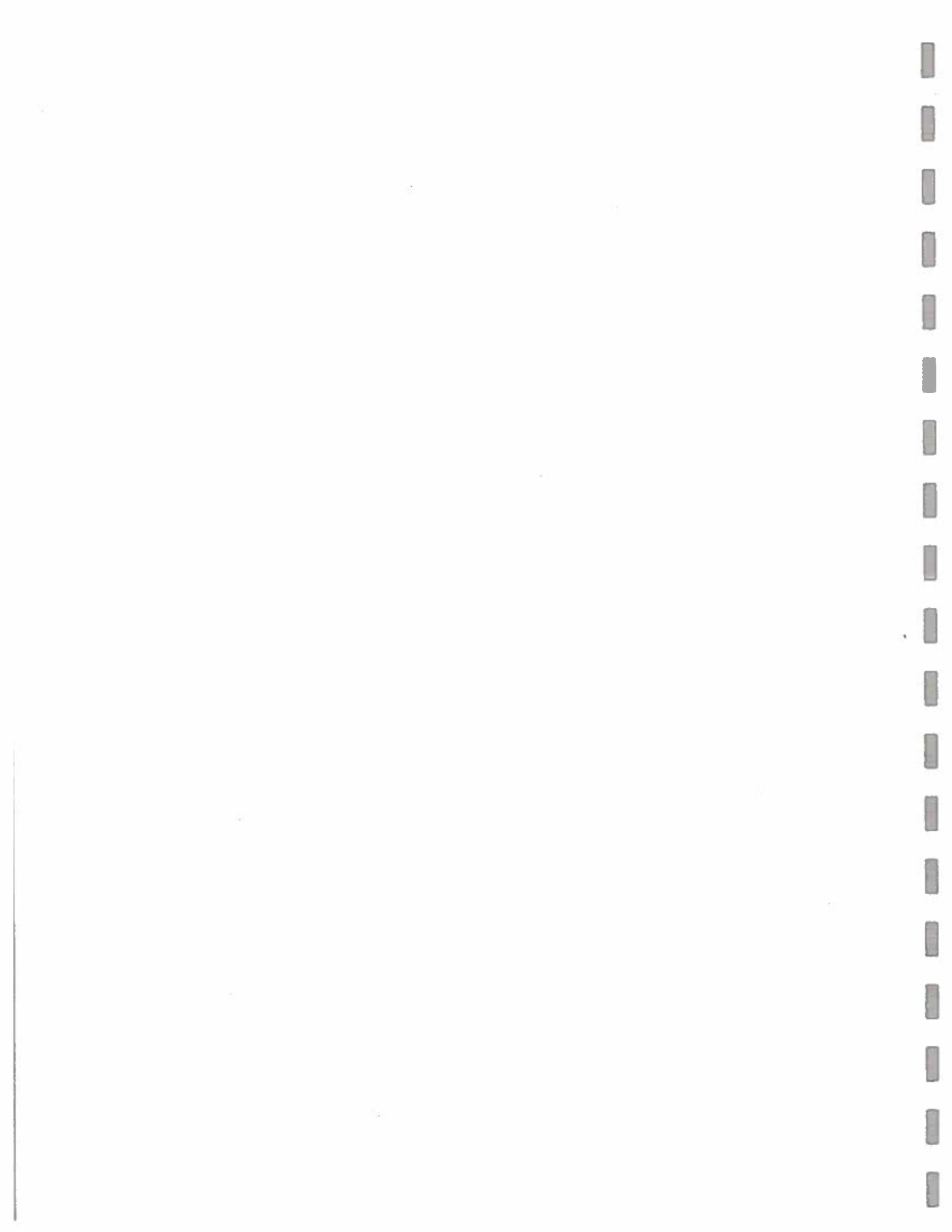
Second, in *Nova v. Amoco Canada*³⁷⁶ the court held that a regulatory tribunal could vary rates and tolls retroactively based upon a complaint concept. Many rates in North America are set "as agreed" subject to complaint. The court held that the rates could be retroactively adjusted reaching back to the date of the complaint. If a tribunal did not have the implicit power to make that adjustment the rates would end up being unjust and unreasonable. This type of complaint based system was referred to as a "negative disallowance scheme" (as compared to the "positive approval schemes" in the *Northwestern* and *Edmonton* cases) by the Supreme Court of Canada in *Bell Canada v. Canadian Radio-Television and Telecommunications Commission*.³⁷⁷ Referring to its earlier decision in *Nova v. Amoco Canada* the Supreme Court stated (at p. 55 N.R.) that "It has generally been found that negative disallowance schemes provide the power to make orders which are retroactive to the date of the application by the ratepayer who claims that the rates are not "just and reasonable". On the other hand, positive approval schemes have been found to be exclusively prospective in nature and not to allow orders applicable to periods prior to the final decision itself."

The difference between the *Northwestern* and the *Edmonton* cases, supra, and the *Nova* case, supra, was that the former dealt with prospective rates that would need to be adjusted in the future while the *Nova* case dealt with rates that were retrospective (existing rates) and were adjusted for the past. The *Nova* decision is important and much of its reasoning, in my opinion, is applicable whether one is talking of retrospective or prospective rate-making. The case deals with what would be unjust and unreasonable rates if the retrospective (retroactive) adjustments was not to be made.

Every day regulators across Canada are faced with applications to fix rate periods commencing before or after the date of application. The possibility of facing a period for which rates have not been adjusted upwards or downwards would lead to unjust determination and unfair rates, unless a tribunal could adjust for those everyday occurrences.

³⁷⁶ *Nova v. Amoco Can. Petroleum Co.*, [1991] 2 S.C.R. 437, [1991] 6 W.W.R. 391, 38 N.R. 381, 128 D.L.R. (3d) 1, 32 A.R. 613.

³⁷⁷ *Supra* note 32.



See also *Coseka Resources Ltd. v. Saratoga Processing Co.*³⁷⁸ In that case, the court looked at whether the Alberta Public Utilities Board ("APUB") could readjust rates back to the date of an interim order, some three years earlier. The court found that the PUB had that authority. In that case, the PUB noted that it did not at that time have enough information and wanted a trial period.

The court found there would be a windfall gain and unjust losses to customers unless there was a retroactive final rate-fixing. The court also found that the authority to make interim decisions would be meaningless if it implied only the authority to issue a decision to be made final later.

See also the decision in *Eurocan Pulp and Paper Co. v. British Columbia Energy Commission*³⁷⁹ referred to by Justice Estey without distinction in the *Nova* decision where the British Columbia Court of Appeal approved the fixing retroactively of rates.

12.23(i) Interim Rate Approvals: The Bell Decision

In addition to the "deferral account" and the "negative disallowance scheme" discussed above, the ability to act retrospectively may also be found as implied in the authority to make interim rate orders. The authority of the CRTC to make an order having retrospective effect in order to adjust for an earlier interim order was challenged in *Bell Canada v. Canadian Radio-Television and Telecommunications Commission*.³⁸⁰

The Commission's authority to deal with rates was a "positive approval scheme" found in s. 335(1) of the Railway Act, R.S.C. 1985, c. R-3:

335.(1) Notwithstanding anything in any other Act, all telegraph and telephone tolls to be charged by a company . . . are subject to the approval of the Commission and may be reviewed from time to time.

In approving such rates the Commission was directed, by s. 340(1) of the Railway Act to ensure that "All tolls shall be just and reasonable. . . ."

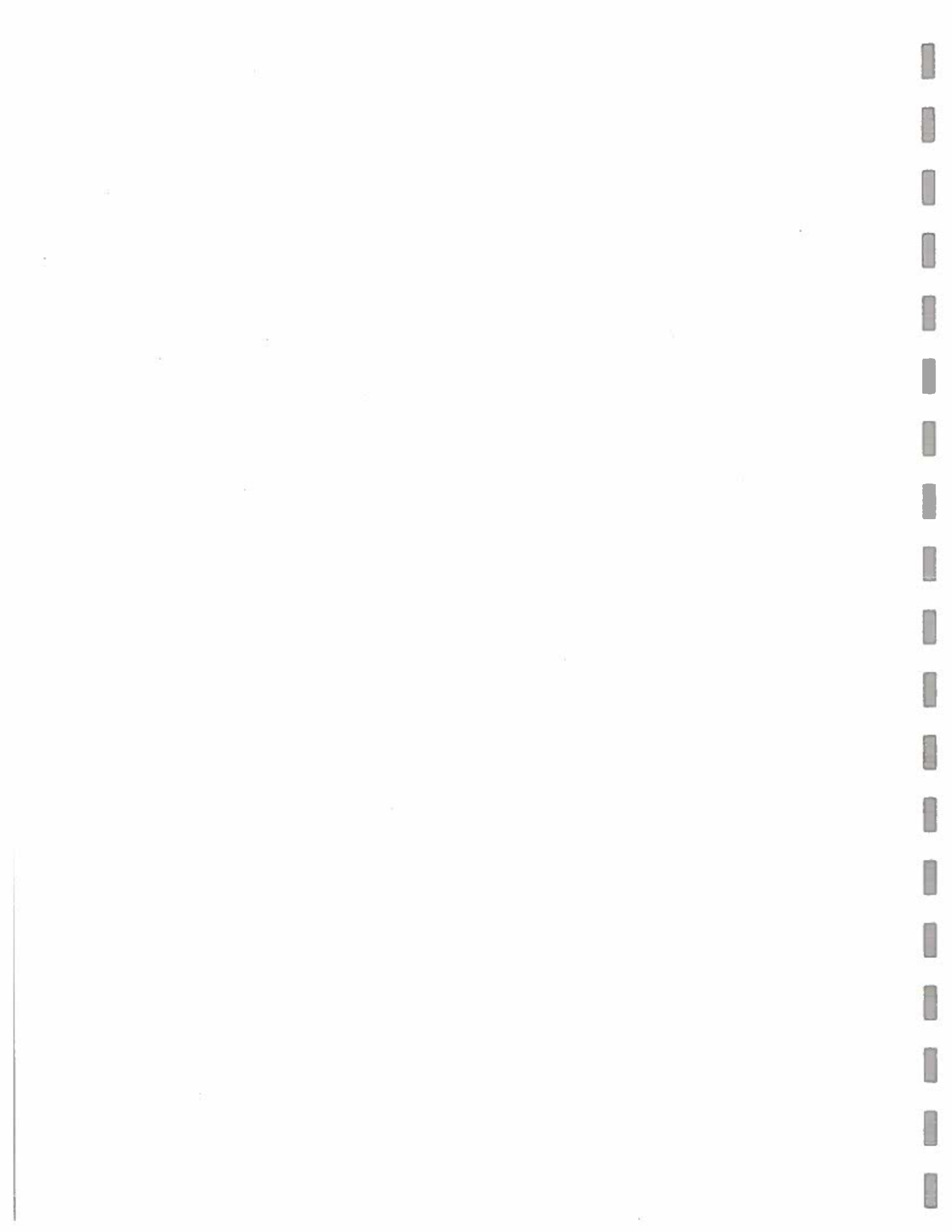
The Commission also had the authority to make interim orders pursuant to s. 60(2) of the National Transportation Act, R.S.C. 1985, c. N-20:

60.(2) The Commission may, instead of making an order final in the first instance, make an interim order and reserve further directions either for an adjourned hearing of the matter or for further application.

³⁷⁸ *Coseka Resources Ltd. v. Saratoga Processing Co.* (1981), 16 Alta. L.R. (2d) 60, 126 D.L.R. (3d) 705, 31 A.R. 541. Leave to appeal to S.C.C. refused (1981), 40 N.R. 172, 34 A.R. 360 (S.C.C.). The Supreme Court of Canada expressly approved *Coseka Resources* in *Bell Canada v. Canadian Radio-Television Telecommunications Commission*, supra, note 32.

³⁷⁹ *Eurocan Pulp and Paper Co. v. B.C. Energy Comm.* (1978), 87 D.L.R. (3d) 727 (B.C. C.A.).

³⁸⁰ Supra note 372.



E30
01
K13
2011

ENERGY LAW AND POLICY

Gordon Kaiser and Bob Heggie, Editors

CARSWELL®



passage from *Law Society of New Brunswick v. Ryan*²⁴² where Iacobucci J. articulated the relationship between the reasons of the tribunal and the reasonableness of its decision.

A decision will be unreasonable only if there is no line of analysis within the given reasons that could reasonably lead the tribunal from the evidence before it to the conclusion at which it arrived. If any of the reasons that are sufficient to support the conclusion are tenable in the sense that they can stand up to a somewhat probing examination, then the decision will not be unreasonable and a reviewing court must not interfere. *This means that a decision may satisfy the reasonableness standard if it is supported by a tenable explanation even if this explanation is not one that the reviewing court finds compelling.*²⁴³

The Board in Brant County concluded, "[w]e believe that the standards that a court would use in reviewing a Board Decision are no different than those this panel should use in reviewing a prior Board Decision".²⁴⁴

IV. Public Utility Law Principles

1. Retroactivity

No one disputes that retroactive rate-making is improper. This is recognized most recently by the Supreme Court of Canada in the *ATCO* decision and in numerous other decisions before.²⁴⁵ In *Northwestern Utilities Ltd. v. Edmonton (City)*, Estey J. stated at para. 9:

It is clear from the many provisions of the *Gas Utilities Act* that the board must act prospectively and may not award rates which will recover expenses incurred in the past and not recovered under rates established for past periods.

The general principle is that when a Board establishes a final order with respect to rates, that rate is in effect until replaced. That is, the final rate is either replaced by an interim rate or is replaced by a new final rate order in a subsequent proceeding. The reason is that the regulatory compact assumes that, between rate hearings, there will always be over-earnings or under-earnings, but the utility must accept the consequences. It is not entitled to be reimbursed if it does not make its full allowed rate of return. On the other hand, the utility does not have to give money back to the ratepayers if it earns in excess of that amount. Rates are to be

²⁴² [2003] 1 S.C.R. 247, (sub nom. *Ryan v. Law Society (New Brunswick)*) 2003 CarswellNB 145, 2003 CarswellNB 146 (S.C.C.), at para. 55.

²⁴³ *THESL (C.A.)*, supra note 55, at para. 44 (quoting *Ryan* para. 55).

²⁴⁴ *Brant County*, supra note 109, at para. 38.

²⁴⁵ *Northwestern Utilities Ltd. v. Edmonton (City)* (1978), [1979] 1 S.C.R. 684, (sub nom. *Northwestern Utilities Ltd., Re*) 1978 CarswellAlta 141, 1978 CarswellAlta 303 (S.C.C.); *Coseka Resources Ltd. v. Saratoga Processing Co.* (1980), 126 D.L.R. (3d) 705, 1980 CarswellAlta 136 (Alta. C.A.); leave to appeal refused [1981] 2 S.C.R. vii (S.C.C.); *Dow Chemical Canada Inc. v. Union Gas Ltd.* (1982), 141 D.L.R. (3d) 641, 1982 CarswellOnt 753; affirmed (1983), 42 O.R. (2d) 731, 1983 CarswellOnt 785 (Ont. C.A.).

corrected at the time of the next hearing on a going-forward basis. They are not made retroactive. This allows the utility to finance its operations on a predictable basis and provides finality to proceedings.

The principle against retroactivity follows the presumption against retroactive application of statutes as outlined by the Supreme Court of Canada in *Brosseau v. Alberta (Securities Comm.)*.²⁴⁶ As the Federal Court of Canada said in *Apotex*,²⁴⁷ the statute does not expressly authorize the making of retroactive regulations if the regulations cannot apply retroactively.

There are, however, qualifications to retroactive principle. The first is that where rates have been set on an interim basis only, the regulator may subsequently adjust the rates that commence at the date of the interim order.²⁴⁸ Another related exception is outlined by the Supreme Court of Canada in the *Edmonton (City)* case²⁴⁹ and the Ontario Court of Appeal decision in *Dow Chemical*,²⁵⁰ which provides that an energy board can establish deferral accounts. This does not violate the principle that future rates shall rely on future costs, only that it may not be possible at the time when the rate-setting exercise is underway to estimate those costs accurately. The deferral account allows the correct amount to be captured when it is crystallized. That leaves open another question on which decisions often conflict, that is, whether establishing a deferral account guarantees recovery of those costs in rates. Or, as it is sometimes said, is the prudence of recovery to be determined only when the amount crystallizes?

A third qualification concerns billing errors. In *Brant County*,²⁵¹ Board staff relied upon the Supreme Court of Canada decision in *Bell Canada v. CRTC*,²⁵² where the Court distinguished between interim rate and final rate noting that if the rates are interim the Board could backdate the effective date to the date of the interim order, which is not possible in the case of a final order. The Board held that this decision did not apply to *Brant County*, stating:

This is not a case where the Board is varying the rate for the GS > 50 kW

²⁴⁶ (1989), 93 N.R. 1, (sub nom. *Barry v. Alberta (Securities Commission)*) 1989 CarswellAlta 611, 1989 CarswellAlta 19 (S.C.C.).

²⁴⁷ *Apotex Inc. v. Canada (Attorney General)* (1993), 18 Admin. L.R. (2d) 122, 1993 CarswellNat 820, 1993 CarswellNat 1357 (Fed. C.A.); affirmed (1993), [1994] 3 S.C.R. 1100, 1993 CarswellNat 1912 (Fed. T.D.) [*Apotex*].

²⁴⁸ *Bell Canada v. Canadian Radio-Television & Telecommunications Commission*, *supra* note 64, at 1758 [S.C.R.] *et seq.*; *Bell Canada — Revenue Requirement for 1993 and 1994*, Decision 93-12, pp. 75-6.

²⁴⁹ *Edmonton (City) v. Northwestern Utilities Ltd. (No. 2)*, [1961] S.C.R. 392, 34 W.W.R. 600, 82 C.R.T.C. 129, 28 D.L.R. (2d) 125, 1961 CarswellAlta 25 (S.C.C.) [*Edmonton (City)*] at 406 [S.C.R.].

²⁵⁰ *Dow Chemical Canada Inc. v. Union Gas Ltd.* (1983), 42 O.R. (2d) 731, 3 Admin. L.R. 314, 150 D.L.R. (3d) 267, 1983 CarswellOnt 785 (Ont. C.A.) [*Dow Chemical*] at 736 [O.R.].

²⁵¹ *Brant County*, *supra* note 109.

²⁵² *Bell Canada v. Canada Radio-Television & Telecommunications Commission*, [1989] S.C.J. No. 68, 1989 CarswellNat 586, 1989 CarswellNat 697 (S.C.C.) [*Bell Rebate*] at 708.

Th
du
me
me
pri

rev
me
to
is
fin
of
rev
case

this
plic
orde
app
mati

not
tergu
ers
to
yo

Cou
Re²⁵

253

254

