

Aperçu national des questions de réglementation



**CAMPUT
2001**

Septembre 2001
Saint John, Nouveau-Brunswick

Table des matières

Régie des entreprises de service public des Territoires du Nord-Ouest	1
British Columbia Utilities Commission	3
Alberta Energy and Utilities Board	5
Saskatchewan Rate Review Panel	8
Régie des services publics du Manitoba	11
Commission de l'énergie de l'Ontario	13
La Régie de l'énergie du Québec	17
Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick	20
Prince Edward Island Regulatory and Appeals Commission	23
La Utility and Review Board de la Nouvelle-Écosse	25
Board of Commissioners of Public Utilities for Newfoundland and Labrador	28
Office national de l'énergie	31

Avant-propos

Cet Aperçu national des questions de réglementation représente une voie de communication officielle entre les membres de CAMPUT. Les compte rendus sommaires qui en font partie, présentés par les tribunaux membres, exposent les principales décisions que chaque juridiction a prises dans le domaine de la réglementation ainsi que les nouveaux enjeux auxquels les tribunaux membres ont été confrontés au cours de l'année écoulée. Nous remercions les tribunaux membres pour leur contribution.

Je remercie Deborah Emes et Jawed Aziz pour leur participation à la préparation de cet Aperçu.

Nous espérons que l'Aperçu saura vous intéresser et vous être utile. Vous pouvez également le consulter sur le site Web de l'Office national de l'énergie. Nous aimerions recevoir vos commentaires et vos suggestions au sujet du rapport et de son contenu au moment de l'assemblée du 11 septembre à Saint John.

John S. Bulger
Président, Comité des affaires réglementaires



Régie des entreprises de service public des Territoires du Nord-Ouest

À la suite des transformations survenues au gouvernement et au sein de l'industrie, en particulier la séparation du Nunavut, la déréglementation du secteur de l'électricité au Canada, la commercialisation croissante des technologies d'énergies renouvelables et le besoin de réduire les émissions de gaz à effet de serre, la Régie des entreprises de service public des Territoires du Nord-Ouest a commandé une revue stratégique et opérationnelle afin de définir ce que sera son rôle à l'avenir. Il est ressorti de cette revue que, malgré l'évolution des circonstances dans les Territoires du Nord-Ouest, notamment la séparation des territoires, il y aura toujours une importante fonction de réglementation à exercer. Toutefois, parce que la charge de travail peut varier considérablement, il a été recommandé d'élargir le mandat de la Régie afin de mieux utiliser son président et son personnel, qui compte des contractuels et des employés à temps plein. Dans l'ensemble, les divers intervenants consultés au cours de la préparation du rapport se sont dits nettement en faveur du maintien d'une régie indépendante des entreprises de service public.

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest n'a pas encore donné suite au rapport, ayant lancé, dans l'entretemps, un examen de la production, du transport et de la distribution de l'électricité dans les T.N.-O. Une des thèses que le gouvernement considère dans cet examen — et qui va à l'encontre des vues traditionnelles — est celle de l'élimination complète de la réglementation.

Dans l'intervalle, le mandat du président à temps plein devait prendre fin le 31 mars 2001, au moment même où la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest faisait savoir à ses actionnaires et à la Régie qu'elle était sur le point de déposer une demande tarifaire générale dans laquelle elle souhaitait aborder toutes les questions suscitées par la séparation des territoires, ainsi que les conséquences de la flambée des prix des combustibles, qui interviennent pour beaucoup dans ses coûts de fonctionnement puisqu'un grand nombre des collectivités de la région comptent sur l'électricité produite par génératrice diesel.

Des démarches ont été faites auprès du président, qui a accepté de rester en poste, à temps partiel, jusqu'à ce que la demande tarifaire générale puisse être examinée au cours d'une audience et qu'une ou plusieurs décisions soient rendues à son égard.

La Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest a déposé sa demande auprès de la Régie le 9 mai 2001. Dans le cadre de cette requête, elle sollicitait une ou plusieurs ordonnances visant à :

- a) fixer une base tarifaire pour les biens de la Société qui sont utilisés, ou doivent l'être, pour procurer de l'énergie et des services connexes à la population des Territoires du Nord-Ouest, y compris déterminer une provision pour fonds de roulement adéquate, et son taux de rendement équitable, pour les exercices financiers de la Société commençant le 1^{er} avril 2001 et se terminant le 31 mars 2002, et commençant le 1^{er} avril 2002 et se terminant le 31 mars 2003, respectivement (« années d'essai »);
- b) déterminer les besoins en recettes de la Société durant les années d'essai, en ce qui touche l'approvisionnement en énergie de la population des T.N.-O.;
- c) approuver les critères de planification de la capacité garantie requise (Required Firm Capacity Planning Criteria) que la Société propose dans sa demande pour la zone Snare Yellowknife, les collectivités alimentées par des génératrices diesel, et les collectivités utilisant des installations bi-combustibles;
- d) approuver le fonds pour les énergies de remplacement (Alternative Energy Fund) que la Société propose dans sa demande;
- e) approuver le maintien des fonds de stabilisation des tarifs (Rate Stabilization Funds), ainsi que divers rajustements à ces fonds, afin d'atténuer l'impact sur les tarifs de la fluctuation des prix des combustibles et des écarts par rapport aux conditions hydrologiques moyennes;

- f) approuver les modalités révisées relatives au service.

Il y a plusieurs années, on pensait que la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest continuerait de servir les deux territoires après la séparation, et un mécanisme a été conçu pour faciliter sa réglementation par le truchement d'une « division conjointe » des régies des T.N-O. et du Nunavut. Or, le gouvernement du Nunavut a décidé, en novembre 1999, de former son propre service public d'électricité, la Nunavut Power Corporation. Le gouvernement fédéral a approuvé une formule de séparation des éléments d'actif, et cela devrait simplifier pour la Régie la tâche de trancher la demande dont elle est saisie actuellement.

La Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest fonctionne dans un contexte tout à fait unique, en ce sens qu'elle exploite 31 systèmes générateurs dans 27 collectivités. La très faible densité des clients, un climat rigoureux qui pose en soi des défis logistiques, l'absence d'un réseau de transport d'électricité intégré et, enfin, le fait que la production d'électricité repose autant sur des centrales hydroélectriques que des installations au gaz naturel et au diesel, font que la Société se distingue de la plupart des autres entreprises de services publics. Ce contexte unique a une incidence profonde sur les activités de la Société et, en fin de compte, sur l'organisme qui la réglemente.

British Columbia Utilities Commission

Les enjeux les plus marquants de la période 2000-2001 ont découlé des prix élevés du gaz naturel en tant que produit de base et des prix élevés de l'électricité dans les marchés situés à l'extérieur de la Colombie-Britannique. Cet ensemble de facteurs a incité les consommateurs de gaz naturel de la province à s'adresser à la Commission pour qu'elle pallie aux tarifs élevés du gaz naturel. Les producteurs d'électricité de la province qui avaient de l'énergie à vendre dans le marché des États-Unis (p. ex., BC Hydro et Cominco) ont pu bénéficier des prix élevés dans ce marché. Parmi les principaux problèmes et défis que la Commission devra affronter à l'avenir figurent l'atténuation de l'impact des prix élevés du gaz que les consommateurs doivent payer, un examen des besoins en recettes et des tarifs de BC Hydro, une fois qu'elle sera entièrement assujettie à la réglementation de la Commission, de même que le niveau élevé des prix du marché de l'électricité. La Commission examine en outre le projet de vente des actifs de production de West Kootenay Power à une filiale de deux organismes d'État, soit Columbia Power Corporation et Columbia Basin Trust.

Services de gaz

La plupart des services publics de gaz naturel de la Colombie-Britannique ont demandé de fortes majorations de tarifs en 2000, surtout afin de récupérer la hausse du coût de la composante produit. Les sommets sans précédent atteints par les prix à Sumas au cours de l'hiver 2000-2001 ont incité la Commission à examiner les facteurs qui influent sur le prix et la validité de l'indice en tant que mécanisme de fixation des prix. La Commission a conclu que le manque de capacité à Sumas comparativement à la demande était à l'origine de l'écart de prix par rapport au nord-est de la Colombie-Britannique et à l'Alberta. La Commission a décidé qu'il fallait évaluer l'incidence des projets d'agrandissement de pipeline et d'installations de stockage proposés dernièrement pour la région qui borde le nord-ouest du Pacifique. Par suite d'une offre de BC Gas, la Commission a joint cette dernière d'organiser une

discussion entre les parties intéressées au sujet de l'équilibre des ressources régionales de gaz naturel et de lui soumettre un rapport avant le 29 juin 2001.

Les tarifs de gaz naturel sont fixés en fonction d'une année d'essai future et fondés sur le coût prévu du gaz; les différences entre le coût réel et le coût prévu du gaz sont enregistrées dans des comptes de report. Or, comme le coût du gaz a augmenté encore plus rapidement que prévu, certaines entreprises de service public accumulaient des soldes importants dans leurs comptes de report. En raison d'inquiétudes au sujet de majorations au milieu de l'année et du solde élevé du compte de rapprochement du coût du gaz (CRCG) de BC Gas, la Commission s'est penchée sur la méthode employée pour fixer les taux de recouvrement du coût du gaz pour BC Gas et amortir le solde du CRCG.

À partir des résultats de son examen, la Commission a élaboré des lignes directrices à l'intention de BC Gas pour l'établissement des taux de recouvrement du gaz et la gestion du solde du CRCG. BC Gas est tenue de déposer des rapports trimestriels et de demander que les taux de recouvrement du coût du gaz soient modifiés s'il y a écart de plus de 5 pour cent entre les recettes au titre du recouvrement du coût du gaz prévues pour une période de 12 mois et la somme des coûts du gaz prévus pour la même période, et du solde du CRCG cumulé depuis le 1^{er} janvier 2001. Ces lignes directrices pourraient convenir à d'autres services de gaz provinciaux.

La fermeture d'une grande usine de méthane du nord-ouest de la Colombie-Britannique menace la viabilité de Pacific Northern Gas (PNG), qui approvisionne cette région. Dans la décision qui a suivi l'audience sur les besoins en recettes de PNG, la Commission a inclus un taux de fidélité minimal suggéré pour cette usine. L'usine devait rouvrir ses portes en juillet 2001 pour une période indéterminée.

En Colombie-Britannique, le gaz n'est pas encore vendu directement dans les marchés commerciaux et résidentiels. En réponse aux demandes de

courtiers/négociants en gaz naturel, la Commission a entrepris de mettre au point, pour BC Gas, un tarif pour un service « ABC-T » (Agency, Billing and Collection Transportation), qui offrirait aux clients du secteur résidentiel et du secteur commercial la possibilité d'acheter du gaz à des fournisseurs autres que les services publics. La mise en oeuvre du programme de dégroupement est prévue pour le 1^{er} novembre 2002.

British Columbia Hydro and Power Authority

La loi intitulée *B.C. Hydro Rate Freeze and Profit Sharing Act*, qui a gelé les tarifs de BC Hydro du 10 décembre 1997 au 31 mars 2000, a été prorogée jusqu'au 30 septembre 2001. La Commission s'apprête à examiner les besoins en recettes et les tarifs de BC Hydro pour la période qui suivra l'expiration du gel. Dans l'intervalle, comme suite aux instructions de la Commission, BC Hydro présente des rapports trimestriels sur ses activités commerciales d'exportation. Les recettes découlant du commerce de l'électricité ont été considérables en 2000-2001, mais seront inférieures en 2001-2002, d'après les prévisions, en raison du faible niveau d'eau dans les réservoirs et de l'imposition de prix plafonds en Californie.

Au début de 2001, comme suite au niveau élevé des prix du gaz naturel et des prix de l'électricité à l'exportation, un groupe d'exploitants de serres a proposé à la Commission un projet d'installation de petites centrales de cogénération (de 1 à 10 MW) alimentées au gaz naturel qui permettrait de réduire leurs frais d'approvisionnement en gaz en vendant l'électricité à BC Hydro ou sur le marché d'exportation, tout en utilisant la chaleur résiduelle et le CO₂ dans leurs serres. Afin de pouvoir accéder au marché d'exportation, ils ont demandé à la Commission d'établir les modalités et le tarif d'accès au réseau de distribution de BC Hydro. À la suite d'une audience de courte durée tenue en mai 2001, la Commission a fixé un tarif d'accès de 1 mill/kWh majoré du coût de branchement.

En février 2001, BC Hydro a demandé à la Commission de soumettre à un examen l'obligation qui lui est faite de

servir les clients industriels disposant de capacité de production autonome désireux de vendre l'électricité qu'ils produisent aux prix du marché et de s'approvisionner en volumes supplémentaires en vertu des tarifs fondés sur les coûts engagés de BC Hydro. La Commission a ordonné à BC Hydro de permettre aux clients disposant de tension de transport et de capacité de production autonome non utilisée de vendre l'électricité excédentaire qu'ils produisent, pourvu qu'ils ne se livrent pas à des opérations d'arbitrage entre le service en fonction des coûts engagés et les prix du marché. BC Hydro n'est pas tenue de fournir un service supplémentaire d'électricité en fonction des coûts engagés à un client qui vend dans le marché de l'électricité qu'il produit lui-même.

Selon le plan d'électricité intégré pour 1999 de BC Hydro, cette dernière aurait besoin d'un approvisionnement supplémentaire en électricité pour l'île de Vancouver d'ici 2007. L'option que privilégie BC Hydro serait une centrale de cogénération (laquelle s'ajouterait au projet Island Cogeneration, à Campbell River). Un nouveau gazoduc acheminerait du gaz naturel depuis la vallée du bas Fraser jusqu'à l'île de Vancouver, en traversant l'État du Washington et le détroit de Georgia.

West Kootenay Power Ltd.

En juin 2000, la Commission a accordé un certificat d'utilité publique à West Kootenay Power Ltd. (« WKP ») en vue de la modernisation de ses installations de transport vieillissantes. Le projet est censé améliorer considérablement la sécurité et la fiabilité du service électrique.

En mars 2001, WKP a déposé une demande visant la cession de ses quatre centrales de production d'hydroélectricité à une filiale distincte, et la vente subséquente des actions de la filiale à une coentreprise constituée de deux organismes d'État, soit Columbia Power Corporation et Columbia Basin Trust. La Commission examine la demande dans le cadre d'une audience publique orale.

Restructuration du secteur de l'électricité

La restructuration du secteur de l'électricité en Alberta doit passer par le dégroupement des éléments du service d'énergie électrique. La production et le service au détail concurrentiel ont été entièrement déréglementés avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2001. Les services de transport et de distribution par câbles demeurent toutefois entièrement réglementés. Par conséquent, l'EUB était légalement obligée de fixer les tarifs de ces éléments pour 2001. De plus, l'EUB était tenue d'établir une option de tarifs réglementés pour la durée d'une période de transition, afin que les clients résidentiels, les agriculteurs, les entreprises d'irrigation et les petits commerces aient le temps de choisir parmi les détaillants concurrentiels. Quelques-unes des décisions rendues pour faciliter la transition vers un marché restructuré sont décrites brièvement ci-après.

- a) Les tarifs des propriétaires d'installations de transport (PIT) déterminent les frais que les PIT (TransAlta, ATCO Electric et EPCOR Transmission) peuvent recouvrer de l'administrateur des services de transport (AST) ainsi que les modalités de service aux termes desquelles l'AST utilisera les installations des PIT.
- Les règlements négociés d'ATCO Electric à titre de PIT pour 2001-2002 ont été approuvés en vertu de la décision 2000-65. L'examen de la question a été plus rigoureux que d'habitude et un membre du personnel a assisté aux négociations pour assurer que le processus était juste et englobant. En outre, l'EUB a interrogé un comité représentant le demandeur et elle a assorti sa décision de certaines conditions.
 - Les besoins en recettes de TransAlta à titre de PIT pour 2001 ont été approuvés par voie de la décision 2001-4. L'EUB a jugé que l'opposition d'un grand nombre de parties intéressées à un règlement ne signifiait pas nécessairement que le règlement n'était pas
- juste et raisonnable. L'EUB a mené des essais indépendants et en a conclu que le règlement était juste et raisonnable.
- b) Les tarifs de l'administrateur des services de transport sont conçus pour recouvrer les frais de gestion interne de ce dernier (ESBI Alberta Ltd. [EAL] ; les coûts afférents aux câbles, soit les paiements aux propriétaires de câbles pour l'utilisation de leurs lignes de transport; les coûts de soutien du réseau, y compris la gestion de la tension, la sécurité du réseau, les réserves d'exploitation, etc.; les autres coûts sectoriels, y compris les frais du contrôleur du réseau.
- Un certain nombre de modules ont servi au déroulement des instances en ce qui a trait aux phases I et II, aux modalités du service, à la prestation de services d'urgence pour le soutien du réseau ainsi qu'à la politique de contribution d'EAL.
 - En vertu de la décision 2001-35, trois parties ont été approuvées dans le cadre du processus d'EAL relatif à l'offre permanente de crédits fondés sur l'emplacement, grâce auquel des montants incitatifs sont versés pour la construction d'installations de production d'électricité visant à atténuer les contraintes de transport dans des régions particulières et ce, pour moins qu'il en coûterait pour de nouvelles installations de transport.
- c) Les tarifs de distribution (TD) déterminent les charges payées que les détaillants paient pour la livraison d'électricité aux clients ainsi que les modalités de service aux termes desquelles les détaillants et consommateurs seront servis.
- d) Les tarifs réglementés optionnels englobent les frais de livraison réglementés et les frais d'énergie non réglementés à l'intention des petits clients aux termes des décisions 2000-73 et 2000-74. Les tarifs comprennent la charge

énergétique telle que prescrite par le ministre de l'Énergie et fixée à un « plafond non rigide » de 11 cents le kWh pour l'année 2001, avec recouvrement des soldes reportés en 2002.

- e) La restructuration du secteur de l'électricité s'accompagne d'une rationalisation des actifs. Ainsi, en juillet 2000, l'EUB a approuvé la vente des entreprises de distribution et de vente au détail de TransAlta à UtiliCorp Networks Canada. UtiliCorp a ensuite vendu son entreprise de vente au détail à EPCOR; l'EUB a approuvé cette opération en novembre 2000. En outre, TransAlta a annoncé dernièrement qu'elle propose de vendre également son entreprise de transport, afin de focaliser entièrement sur son entreprise pivot, c'est-à-dire la production d'électricité. Dans un même temps, ATCO annonçait dernièrement qu'elle souhaite vendre ses entreprises de vente au détail de gaz naturel et d'électricité.

Questions de distribution de gaz naturel

a) *Méthodologie du coût du gaz*

Une des questions concernait la méthodologie établie à la fin des années 1980 au sujet du mécanisme du taux de recouvrement du coût du gaz. La plupart des clients résidentiels continuent d'obtenir des services groupés de leur entreprise (publique) de distribution, un seul détaillant concurrentiel desservant le marché résidentiel. Étant donné la montée en flèche des prix du gaz naturel pendant l'hiver 2000-2001, des questions ont été soulevées quant à savoir si les services publics de distribution de gaz réglementés – ATCO Gas et AltaGas – devraient soumettre leurs achats de gaz à des opérations de couverture. L'EUB a convoqué une instance pour examiner cette question et d'autres points de la méthodologie relative au coût du gaz, et doit rendre une décision à cet effet avant la fin de l'année.

b) *Dégroupement du tarif gazier*

L'EUB a introduit une autre instance visant l'examen de la répartition de ces coûts et doit rendre une décision à cet effet avant la fin de l'année.

c) *En rendant la décision 2000-85, l'EUB a précisé les principes à observer en ce qui concerne les processus de règlement négocié à l'unanimité, notamment les suivants :*

- Le processus de règlement doit être juste et accessible aux parties intéressées; les renseignements disponibles doivent suffire à faire comprendre les points faisant l'objet des négociations. Toutes les parties doivent avoir l'occasion de participer et de se faire entendre.
- Il incombe aux demandeurs de présenter une preuve et une justification suffisantes à l'appui du règlement.
- L'EUB n'approuvera pas de règlement partiel si ce dernier dépend de l'approbation du règlement dans son ensemble. Si l'EUB rejette le règlement, elle doit fournir les motifs de son refus.
- Afin de déterminer l'acceptabilité d'un règlement, l'EUB doit examiner la question de savoir s'il est conforme à l'intérêt public, s'il est juste et raisonnable pour toutes les parties intéressées, s'il est fondé sur une argumentation rationnelle et s'il soutient la demande de manière complète et adéquate.

d) *Demandes concernant la vente de propriétés productrices*

Par sa décision 2001-46 en date du 29 mai 2001, l'EUB a refusé d'approuver les demandes d'ATCO Gas concernant la vente de certaines propriétés productrices, l'EUB ayant jugé que la vente proposée n'était pas conforme à l'intérêt public.

Tarifs de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL)

Par sa décision 2001-44 en date du 29 mai 2001, l'EUB a approuvé le règlement tarifaire du réseau de l'Alberta visant à établir les besoins en recettes de NGTL et les droits de 2001 et 2002. Ce processus de règlement négocié a été examiné dans le cadre d'une instance par voie de mémoires et a été jugé conforme à l'intérêt public.

Nouveaux défis et enjeux

En plus des questions traitées ci-dessus au sujet de la restructuration des secteurs de l'électricité et du gaz naturel, l'EUB prévoit que d'autres défis se présenteront à elle dans les mois à venir :

- l'aménagement et l'optimisation de l'infrastructure de transport nécessaire au soutien des nouvelles installations de production, ce qui soulèvera des questions concernant le choix des emplacements et les coûts;
- le besoin d'assurer la continuité de services publics sûrs et fiables dans un contexte de réglementation axée sur le rendement et de rationalisation des actifs;
- la gestion de l'incidence des coûts attribuables aux comptes de report de 2000 du secteur de l'électricité;
- définir le rôle de l'organisme de réglementation dans un milieu dorénavant « déréglementé ».

Saskatchewan Rate Review Panel

Contexte

En novembre 1999, le gouvernement de la Saskatchewan créait le Saskatchewan Interim Rate Review Panel (SIRRP) en vertu d'un arrêté ministériel, et lui confiait le mandat de le conseiller jusqu'en juillet 2000 à propos des tarifs perçus par les monopoles de service public et d'assurance. Ce comité intérimaire a examiné deux demandes de modifications tarifaires au cours de son mandat. D'après l'opinion générale, son efficacité et son efficience ont permis au gouvernement d'obtenir des conseils objectifs au sujet des modifications proposées.

En juillet 2000, toujours en vertu d'un arrêté ministériel, le gouvernement mettait sur pied le Saskatchewan Rate Review Panel (le SRRP ou le comité) à titre d'organisme permanent d'examen des demandes de modifications tarifaires soumises par les monopoles de service public et d'assurance de l'État. Chacune des sociétés d'État du ressort du comité (SaskEnergy, SaskPower et SGI AutoFund) est assujettie à une loi particulière et dirigée par un conseil d'administration indépendant.

Le comité se compose des membres suivants : Bob Lacoursiere (président), Jack Boan (vice-président), Tracey Bakkeli, Jo-Ann Carignan-Vallee, Sheldon Craig et Joan Meyer. Le mandat de chaque membre prend fin le 25 juillet 2002.

Mandat général

Le comité est chargé d'examiner les demandes de modifications tarifaires soumises par les sociétés d'État que lui transmet le ministre responsable de la Crown Investments Corporation, et de se prononcer sur leur équité et leur caractère raisonnable en tenant compte des intérêts des consommateurs, de la société d'État et du grand public.

Les fonctions d'examen du comité sont les suivantes :

- recevoir les demandes de modifications tarifaires des sociétés d'État;
- déterminer la procédure d'examen et veiller à ce qu'elle soit portée à la connaissance du public;
- retenir les services d'un ou plusieurs consultants chargés d'aider le comité à examiner l'équité et le caractère raisonnable des propositions de modification;
- mettre à la disposition du public, avant de tenir une assemblée publique, les documents portant sur les modifications tarifaires, exception faite de l'information commercialement sensible;
- tenir des assemblées publiques et, au moyen d'avis suffisants, informer le public au sujet de la date et du lieu de ces assemblées, en précisant, le cas échéant, les règles de participation du public et de la société d'État;
- donner l'occasion au public d'examiner et de commenter les modifications tarifaires proposées, dans la mesure où il est raisonnablement permis de le faire aux termes du mandat du comité et selon le calendrier que le comité doit respecter pour effectuer son travail et remettre son rapport au ministre responsable de la Crown Investments Corporation;
- prendre connaissance des présentations du ou des consultants ou de la société d'État, examiner tout mémoire reçu et recevoir les observations du public;
- après avoir effectué sa propre analyse et étudié la documentation de la société d'État, du ou des consultants et du public, rédiger un rapport sur le mémoire de la société d'État et le présenter au ministre responsable de la Crown Investments Corporation;

- si le comité détermine que les modifications tarifaires proposées sont justes et raisonnables, recommander que les modifications soient mises en oeuvre;
- si le comité détermine que les modifications tarifaires proposées ne sont pas justes et raisonnables, recommander que les modifications tarifaires soient elles-mêmes modifiées et expliquer les motifs de cette décision;
- transmettre son rapport sur les modifications tarifaires proposées au ministre responsable de la Crown Investments Corporation en respectant le délai prescrit dans les paramètres d'examen des tarifs de la société d'État en question;
- mettre son rapport à la disposition du grand public.

Depuis sa création en juillet 2000, le comité a examiné quatre demandes de hausses tarifaires, soit une de SGI AutoFund, une de SaskPower et deux de SaskEnergy. Jusqu'ici, le gouvernement a approuvé les recommandations du comité, qui portaient sur des hausses inférieures à celles demandées (voir l'annexe A). En ce qui concerne le deuxième examen des tarifs de SaskEnergy, le gouvernement s'est écarté d'une seule recommandation du comité et a réduit le déficit du compte d'écart relatif au coût du gaz (Gas Cost Variance Account, ou GCVA) pour ainsi éliminer le besoin de recourir à des droits de recouvrement au titre du GCVA.

Sommaire des demandes de hausses tarifaires des sociétés d'État	Recommandations du SRRP
<p>SGI – Auto Fund</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hausse des primes d'assurance de 2,0 % en moyenne, pour un total de 8,3 M\$, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2001. • Rajustement des tarifs par classe de véhicules en fonction des données d'accidents, c.-à-d. rééquilibrage des tarifs en observant certaines limites (\$ ou %). 	<ul style="list-style-type: none"> • Refuser la hausse globale moyenne de 2 %. • Autoriser le rééquilibrage en réduisant les limites proposées. • Refuser le rétablissement d'un solde positif dans la réserve de stabilisation des tarifs (Rate Stabilization Reserve [RSR]).
<p>SaskEnergy (demande n° 1)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hausse du prix du gaz de 5,59 cents le mètre cube. • Hausse des frais de livraison de gaz naturel de 2,4 % en moyenne. • Hausses tarifaires avec prise d'effet le 1^{er} novembre 2000, soit le début de la nouvelle année gazière. 	<ul style="list-style-type: none"> • Approuver la hausse du prix du gaz demandée. • Refuser la hausse des frais de livraison. • Reporter hausse au 1^{er} décembre 2000 (report d'un montant estimatif de 11,2 M\$ en coûts du gaz à l'année suivante, soit 2001-02).
<p>SaskPower</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hausse des tarifs d'électricité de 3,25 % en moyenne. • Hausse des tarifs en vigueur le 1^{er} janvier 2001. • Restructuration des tarifs avec écarts importants de 0 à 10 % entre catégories d'abonnés. 	<ul style="list-style-type: none"> • Permettre le rééquilibrage de certains tarifs, sans dépassement d'une hausse générale de 2 %. • Mettre les nouveaux tarifs en vigueur le 1^{er} avril 2001 ou par la suite. • Plafonner les hausses par catégorie à 6 %.
<p>SaskEnergy (demande n° 2)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hausse du prix du gaz de 11,57 cents/mètre cube jusqu'à 28,28 cents/mètre cube. • Début de résolution de la question du déficit de 80,2 M\$ dans le GCVA. • Modification du tarif en vigueur du 1^{er} juin 2001 au 31 octobre 2002. 	<ul style="list-style-type: none"> • Utiliser des prévisions plus récentes sur le coût du gaz pour calculer les tarifs. • Inclure des recettes supplémentaires dans les calculs. • Imposer des droits de recouvrement au titre du GCVA (2,62 cents/mètre cube) et une charge pour le coût du gaz (24,39 cents/mètre cube) pour atteindre un prix du gaz total de 27,01 cents/mètre cube.

Régie des services publics du Manitoba

Questions relatives aux tarifs de gaz naturel.

L'escalade rapide du prix du gaz naturel a constitué le principal défi de la Régie en 2000. En mai 2000, la Régie a modifié sa méthode de traitement des demandes visant les hausses de tarif, en remplaçant les audiences annuelles traditionnelles par des ajustements trimestriels. Aux termes de cette nouvelle méthode de tarification (MT), la Régie oblige le distributeur de gaz à demander l'autorisation de majorer le tarif trimestriellement en fonction de la moyenne des prix mensuels des 12 mois à venir.

La Régie a autorisé un ajustement de tarif correspondant à 50 % de la différence entre le prix du marché utilisé pour le calcul du tarif précédent et le prix moyen établi en fonction des douze mois à venir. Elle avait la possibilité de fixer le facteur d'ajustement à tout montant qu'elle jugeait raisonnable et de tenir une audience orale ou une audience par voie de mémoires.

La montée en flèche des prix du gaz survenue au cours de l'hiver a obligé la Régie à revoir sa méthode d'ajustement des tarifs. Selon les arguments présentés, un facteur d'ajustement de 50 % devait assurer la stabilité du tarif et refléter les conditions réelles du marché si les fluctuations n'étaient que légères. Cependant, en vertu de la MT, les tendances haussières ou baissières importantes entraînent un écart par rapport aux prix du marché, rendent le prix moins transparent et gonflent considérablement le compte d'écarts des prix du gaz acheté (compte d'écarts), dont le rôle est de contrôler les différences entre le facteur d'ajustement (50 %) et les prix du marché. Au Manitoba, le coût total du gaz, qui s'établissait à 200 millions de dollars en moyenne, est passé à 500 millions de dollars, tandis que le compte d'écarts passait de 3 millions de dollars à 111 millions de dollars en peu de temps.

La Régie a opté récemment pour une nouvelle approche. Le tarif continuera d'être révisé

trimestriellement, mais on utilisera un facteur de 100 % de la différence entre le prix du marché utilisé pour le calcul du tarif précédent et le prix moyen établi en fonction des douze mois à venir.

L'utilisation du prix moyen de 12 mois au lieu d'un prix moyen de six mois ou de trois mois est à l'étude.

Ce processus a soulevé de sérieuses questions de transparence du prix ainsi que des questions de concurrence touchant les courtiers. Lorsque de fortes sommes s'accumulent dans le compte d'écarts, la question de responsabilité et le principe de l'utilisateur-payeur peuvent nuire au transfert de clients entre le service public et les courtiers en gaz et avoir une incidence sur les nouveaux clients. La démarche de la Régie à ce chapitre a été d'établir un compte spécial visant à recouvrer les montants du compte d'écarts auprès des clients qui en sont la cause. Les clients peuvent se protéger contre les fluctuations qui en découlent en utilisant le régime budgétaire ou en optant pour un contrat à prix fixe auprès d'un courtier en gaz naturel.

Parmi les 220 000 clients résidentiels de la province, environ 50 000 achètent du gaz à des courtiers; ces derniers fournissent de 35 % à 40 % de la totalité du gaz consommé, ce qui comprend les clients commerciaux.

Fusion de Manitoba Hydro et Centra Gas

Centra Gas demeure complètement assujettie à la réglementation provinciale même si toutes ses actions ont été acquises par la société d'État Manitoba Hydro au milieu de 1999. On prévoit que la réglementation de ces deux entreprises de service public sera rationalisée par voie de modifications législatives.

Il est à noter qu'un important monopole existe maintenant au Manitoba à la suite de l'acquisition de cette entreprise de distribution gazière, bien qu'il s'agisse d'un monopole d'État.

La Régie s'attend à ce que Manitoba Hydro, la société mère, dépose une demande comportant une étude détaillée des économies synergiques issues de l'acquisition de Centra Gas. Selon les indications fournies lors de l'audience sur l'acquisition, les économies prévues se situeraient dans une fourchette de 12 millions de dollars à 15 millions de dollars annuellement, et seraient réalisées à même la prestation de services courants tels que la facturation et les services à la clientèle, les services généraux, la lecture des compteurs, etc.

Société d'assurance publique du Manitoba (Auto)

La Société d'assurance publique du Manitoba est un monopole d'État d'assurance automobile sans égard à la responsabilité. La Régie a mis sur pied un fonds de réserve pour faire face aux sinistres découlant de circonstances inhabituelles, par exemple, les tempêtes hivernales. L'objectif du fonds de réserve a

été atteint et la société a été en mesure d'accorder un rabais de 16,6 % à ses clients.

Manitoba Hydro

La province du Manitoba a présenté un projet de loi qui imposerait des tarifs d'électricité uniformes sur l'ensemble du territoire manitobain. À l'heure actuelle, les abonnés des régions rurales paient un tarif plus élevé pour le produit au premier échelon tarifaire seulement. Selon Manitoba Hydro, ce coût, qui s'élève à 12 millions de dollars, sera récupéré à même les tarifs d'exportation. Une proposition à cet effet avait été déposée auprès de la Régie pour approbation, mais elle a été retirée après qu'une modification législative eût été annoncée.

Les abonnés de Manitoba Hydro profitent d'un gel de tarifs qui dure depuis 1997.

Mandat

La *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* définit le mandat de la Commission de l'énergie de l'Ontario (la Commission). Les fonctions et les attributions de la Commission évoluent à mesure que, de simple organisme de réglementation, elle se transforme en une entité qui exercera d'importantes responsabilités administratives sur les futurs marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Au cours de l'exercice 2000-2001, la Commission a rempli les fonctions de réglementation qu'elle exerce depuis toujours dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel, tout en relevant l'énorme défi de préparer l'avènement d'un nouveau marché concurrentiel de l'électricité en Ontario.

Performance

Réglementation de l'électricité

État de préparation du marché

En septembre 2000, le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie a annoncé qu'il fixerait une date pour l'instauration du nouveau marché de l'électricité concurrentiel lorsque la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ) et la Commission de l'énergie de l'Ontario lui signaleraient que les intervenants du marché du gros et du détail étaient prêts.

Le 2 janvier 2001, Floyd Laughren, président de la Commission, a informé par lettre les intervenants du marché que la Commission se chargerait de coordonner les activités visant à préparer le marché du détail. Dans son plan de préparation du marché du détail (retail market readiness plan), diffusé le 21 février 2001, la Commission propose une seule date d'ouverture pour le marché du gros et du détail, et un processus d'autocertification pour les services publics de distribution.

La Commission a déterminé que les intervenants du marché du détail pourraient être prêts à fonctionner

sur le nouveau marché concurrentiel dès le 14 décembre 2001. Elle suit les progrès accomplis dans ce sens et a diffusé un plan d'autocertification en avril.

La priorité actuelle de la Commission est de faire en sorte que tous les intervenants soient munis d'un permis, que les codes nécessaires soient mis en place et que les tarifs dégroupés soient approuvés, avant l'ouverture du marché à la concurrence. Le gouvernement a annoncé que le marché concurrentiel sera instauré d'ici au mois de mai 2002.

Réglementation axée sur la performance

La Commission a adopté un régime de réglementation axée sur la performance (RAP) pour les distributeurs d'électricité, afin de simplifier la réglementation économique et d'offrir des incitatifs aux sociétés de distribution, comme cela devrait se faire dans une industrie concurrentielle de l'électricité.

Ce régime prévoit un plafonnement des prix pour les tarifs de distribution, fixe des normes de performance minimales à l'égard des services aux clients et établit un cadre cohérent pour surveiller la fiabilité du service. Le plafonnement des prix exige que tout changement des prix de distribution soit basé sur des changements dans les prix des intrants et un taux de productivité annuel exigé de 1,5 %.

Tarifs

À la fin de mars, la Commission avait reçu 122 demandes. Elle en avait approuvé trente-neuf au 17 juillet, et elle examinera le reste au cours de l'année. La plupart des services publics sollicitent un taux de rendement basé sur le marché de 9,88 %.

En 2000, la Commission a examiné pour une première fois le projet de budget de fonctionnement annuel de la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité et les redevances que celle-ci propose d'exiger. En août, elle a approuvé des besoins en recettes initiaux pour l'année 2000 puis, en janvier 2001, les besoins en recettes pour l'année en cours.

Codes et manuels

La Commission a établi plusieurs codes, accompagnés de manuels de règles, de lignes directrices et d'instructions procédurales, à l'intention des intervenants du marché de l'électricité. Les codes et les manuels relevés ci-dessous constituent le cadre de fonctionnement du marché concurrentiel de l'électricité.

- le Code d'affiliation (*Affiliate Relationships Code*)
- le Code de conduite des détaillants en électricité (*Electricity Retailer Code of Conduct*)
- le Code de règlement au détail (*Retail Settlement Code*)
- le Code sur le service d'approvisionnement standard pour les distributeurs (*Standard Supply Service Code*)
- le Code des réseaux de distribution d'électricité (*Electricity Distribution System Code*)
- le Code des réseaux de transport d'électricité (*Electricity Transmission System Code*)
- le Manuel des méthodes comptables (*Accounting Procedures Handbook*)
- le Manuel des tarifs de distribution d'électricité (*Electricity Distribution Rate Handbook*)

En juin 2000, la Commission a diffusé le chapitre 10 du manuel des tarifs de distribution d'électricité, qui expose les trois façons dont les distributeurs peuvent offrir le service d'approvisionnement standard, soit : en appliquant un prix de référence fixe; en passant par un tiers; ou en sollicitant une dispense de l'application du code sur le service d'approvisionnement standard.

La Commission a également commandé un étude sur la méthode d'estimation du prix de référence pour le service d'approvisionnement standard. Les recommandations découlant de l'étude ont servi à établir le premier prix de référence fixe et le prix-plafond pour le service d'approvisionnement standard offert par un tiers. La Commission fera actualiser

l'étude à mesure qu'approche la date de l'instauration du marché concurrentiel, pour s'assurer que les prix reflètent bien les conditions du marché à ce moment-là.

Facturation électronique

Un comité consultatif et un groupe de travail ont élaboré une ensemble complet de normes régissant les opérations commerciales électroniques. Dans la pratique, ces normes permettront aux détaillants et aux distributeurs d'électricité d'échanger efficacement les renseignements sur les clients et la facturation de sorte que les comptes puissent être réglés rapidement et sans erreurs.

Permis

En 2000-2001, la Commission a continué de délivrer des permis aux intervenants du marché de l'électricité concurrentiel de l'Ontario. En tout, elle a délivré 36 permis à des détaillants, 28 à des grossistes, six à des producteurs et un à un distributeur.

La Commission a doté de permis de distribution toutes les sociétés de distribution possédées par des municipalités de la province, ainsi que Hydro One Networks Inc. et Canadian Niagara Power Company Limited.

En outre, des permis ont été délivrés à 95 producteurs, 46 détaillants, 36 grossistes ainsi qu'à la SIGMÉ. La Commission a aussi accordé des permis à 27 agents de commercialisation de gaz qui sont autorisés à vendre directement à des consommateurs de faibles quantités.

Regroupements, acquisitions, fusions et désinvestissements

La Commission est chargée d'examiner les demandes de regroupement, d'acquisition, de fusion et de désinvestissement qui intéressent le réseau de distribution d'électricité. Cet examen vise à protéger les intérêts des consommateurs en garantissant que les nouvelles entités seront financièrement viables et qu'elles fourniront un niveau élevé de service.

Des 114 demandes reçues, 105 avaient été approuvées au 17 juillet 2001.

Installations

Suivant la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, les sociétés doivent obtenir une ordonnance de la Commission pour construire de nouvelles lignes d'électricité de plus de deux kilomètres de long, exploitées à des charges de 50 kilovolts ou plus. La Commission a examiné et approuvé deux importants projets concernant l'aménagement d'installations de transport d'électricité.

En janvier 2001, la Commission a rendu une ordonnance, assortie de conditions, par laquelle elle a approuvé une demande de Hydro One en vue de construire, dans la région d'Ottawa, deux lignes qui se raccorderont à des installations que Hydro-Québec est en voie de construire. Les lignes proposées accroîtront de 1 250 MW la capacité d'interconnexion de l'Ontario pour les importations et exportations d'électricité.

Dans le cas de l'autre projet, la Commission a approuvé une demande en vue de construire une nouvelle ligne de transport à 240 kilovolts destinée à raccorder l'usine de cogénération de 440 mégawatts que TransAlta propose de construire dans la région de Sarnia au réseau d'électricité provincial.

Réglementation du gaz

Tarifs

Au cours de l'année, les forces du marché ont provoqué des hausses phénoménales du prix du gaz naturel à la tête du puits. La Commission a examiné huit demandes de la part de distributeurs de gaz désireux de « passer » ces coûts additionnels à d'autres intervenants.

La Commission a examiné deux demandes visant les droits déposées par Union Gas Limited, une demande d'Enbridge Consumers Gas, et une demande de Natural Resource Gas Limited.

Dans une de ses demandes, Union Gas proposait notamment le dégroupement de ses tarifs associés au

transport et au stockage en amont et l'adoption d'un plan global de de tarification axée sur la performance. La Commission a étudié la demande au cours d'une audience orale en août 2000, et a publié sa décision en juillet 2001.

La demande de Enbridge Consumers Gas a débouché sur l'acceptation d'un règlement en juin 2001.

Projet de règle d'accès pour les distributeurs de gaz

La Commission a diffusé l'avant-projet d'une règle d'accès en matière de distribution de gaz qui établit les principes et les normes devant régir les rapports commerciaux des distributeurs avec les agents de commercialisation et avec les consommateurs. La Commission examine présentement les commentaires reçus des parties intéressées.

Nouvel accord-type de concession de gaz

En janvier 2001, la Commission a approuvé un nouvel accord-type de concession (modèle franchise agreement) à l'intention des services publics de gaz et des municipalités. L'établissement d'accords-types permet à la Commission de simplifier le processus d'approbation réglementaire grâce à l'uniformisation des accords à l'échelon de la province.

Le nouvel accord énonce les conditions que la Commission est disposée à accepter dans les accords de concession et il représente un consensus entre les services publics de gaz et l'Association des municipalités sur tous les points sauf deux : les droits à exiger pour les permis et les droits relatifs à l'utilisation d'emprises. La Commission a décidé que les municipalités pouvaient exiger des droits basés sur les coûts pour l'octroi de permis, mais qu'elles ne devaient pas en percevoir pour l'utilisation des emprises et réserves routières municipales.

Par la suite, le gouvernement a adopté le Règlement 61/01, qui interdit aux municipalités de percevoir des droits d'utilisation et des droits d'octroi de permis auprès des sociétés gazières et des services publics d'électricité.

La Commission a approuvé à titre provisoire la prolongation de plus de 60 accords de concession municipaux en attendant l'approbation du nouvel accord-type de concession.

Revue du processus de réglementation

En 2000, la Commission a commencé à revoir ses processus de réglementation dans le but de les rationaliser. À la suite de consultations avec les intervenants, le comité de réexamen du processus d'audience a recommandé de lancer des projets pilotes touchant les trois domaines suivants : exigences de dépôt préalable de la preuve, élaboration d'une liste des questions et lignes de conduite concernant la participation à un processus de règlement extrajudiciaire des différends.

La Loi de 2001 sur l'efficacité du gouvernement (projet de loi 57) apporte les changements suivants à la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* :

- Les zones de stockage du gaz doivent être désignées par ordonnance de la Commission, plutôt que par règlement pris par le lieutenant gouverneur en conseil, sur la recommandation de la Commission.
- Le directeur de l'octroi des permis est investi du pouvoir d'imposer des pénalités de jusqu'à 10 000 \$ par jour aux titulaires qui contreviennent aux conditions des permis ou aux règles de la Commission, ou encore aux sociétés qui poursuivent des activités sans détenir les permis voulus. Les personnes frappées d'une pénalité peuvent demander une audience devant la Commission.

Nouveaux enjeux et perspectives

Voici certaines des grandes questions dont la Commission traitera au cours de l'année à venir :

- État de préparation du marché - Les services publics auront-ils en place les systèmes et les processus qu'il leur faut pour offrir le service standard d'approvisionnement, calculer les

coûts à payer aux termes d'un règlement, produire des factures de coûts dégroupés, changer de fournisseurs et exécuter des opérations commerciales électroniques?

- Information à l'intention du consommateur - Comment la Commission peut-elle fournir des renseignements utiles aux consommateurs et favoriser une transition sans heurt à un marché de l'électricité concurrentiel?
- Réexamen des processus réglementaires - Comment la Commission peut-elle rationaliser ses besoins d'information et ses processus réglementaires?
- Régime RAP de deuxième génération dans le secteur de l'électricité - La Commission devrait-elle concevoir son régime RAP de deuxième génération, compte tenu du besoin d'un mécanisme d'ajustement des prix, d'un effort de gestion de la demande et de normes de fiabilité et de qualité du service?
- Réglementation des services publics de gaz - Comment la Commission peut-elle concilier ses responsabilités au titre de la réglementation des tarifs des services publics de gaz et la tendance vers une réglementation axée sur la performance? Quelles normes et quels principes devraient régir les opérations commerciales des agents de commercialisation et des entreprises de services publics?
- Surveillance du marché - Comment la Commission s'acquittera-t-elle des responsabilités que la Loi lui impose au chapitre de la surveillance des marchés de l'électricité et qu'elle partage avec la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité?

La Régie de l'énergie du Québec

Introduction

La Régie de l'énergie est un organisme indépendant et autonome opérant selon un mode quasi judiciaire ou d'équité procédurale selon la nature des demandes. La Régie fixe ou modifie les tarifs et conditions auxquels l'électricité est transportée ou distribuée ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté, livré ou emmagasiné. La Régie examine également les plaintes des consommateurs d'électricité et de gaz naturel. De plus, la Régie exerce un pouvoir de surveillance sur les prix des produits pétroliers et de la vapeur.

Structure de marché

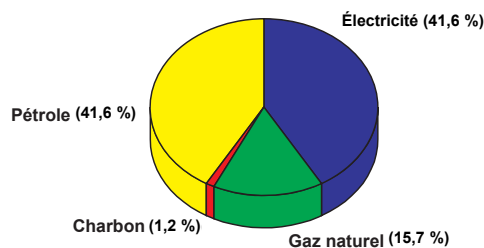
Une concentration très marquée des activités de distribution est observée tant dans le secteur de l'électricité que du gaz naturel. Hydro-Québec contrôle 97 % de la distribution au Québec, alors que les réseaux municipaux et privés d'électricité distribuent 3 % de l'électricité.

Dans le gaz naturel, Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) livre 97 % des volumes vendus au Québec, alors que Gazifère Inc. (Gazifère) de Hull livre 3 % des volumes.

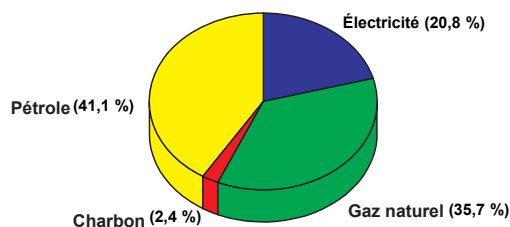
Bilan énergétique

L'électricité représente 42 % de la consommation énergétique au Québec comparativement à 21 % dans le reste du Canada. Quant au gaz naturel, on constate plutôt l'inverse, soit une part de marché au Québec de 16 % par rapport à 36 % dans le reste du Canada.

Consommation énergétique au Québec - 1999



Consommation énergétique au Canada sans Québec - 1999



Bilan des activités

Électricité

Détermination des tarifs de transport d'électricité [Audience sur la demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité (R-3401-98)]

En matière d'électricité, la Régie exerce progressivement ses pouvoirs dans ses nouveaux champs de compétence, notamment en matière de tarification, de conditions de fourniture et de programmes commerciaux. La Régie étudie présentement la demande de modification des tarifs de transport d'électricité que lui a soumise Hydro-Québec, par le biais de sa division de transport TransÉnergie, le 15 août 2000.

TransÉnergie demande à la Régie d'approuver, pour l'année 2001, un revenu requis de l'ordre de 2,6 milliards de dollars, une base de tarification composée d'actifs de l'ordre de 15 milliards de dollars pour l'année 2001 et un taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire de 10,6 %. Cette demande requiert également l'approbation par la Régie des tarifs, termes et conditions du service de transport de TransÉnergie.

Onze intervenants du Québec et cinq intervenants provenant du reste du Canada et des États-Unis participent au dossier.

Révision des conditions de fourniture de l'électricité d'Hydro-Québec (Règlement 634) (R-3439-2000)

Dans la décision D-2000-95 rendue le 26 mai 2000, la Régie demande à Hydro-Québec le dépôt de propositions sur trois thèmes : le contrat d'abonnement et les obligations qui s'y rattachent, le mesurage et la facturation et, enfin, les modes de paiement et les politiques de crédit et de recouvrement.

Demande pour la reconduction d'un programme commercial « Services à l'implantation des électrotechnologies (SIE) » (R-3453-2000)

Dans sa décision D-2001-65 rendue le 6 mars 2001, la Régie approuve la reconduction d'un programme SIE. Hydro-Québec devra soumettre un rapport de suivi quadrimestriel et un rapport annuel d'avancement indiquant la mesure dans laquelle les objectifs fixés ont été atteints et, le cas échéant, les modifications apportées aux objectifs initiaux.

Demande d'approbation d'un programme de puissance interruptible II (R-3455-2000)

Dans sa décision D-2001-110 rendue le 24 avril 2000, la Régie approuve la mise en place du programme de puissance interruptible II et approuve les taux proposés par Hydro-Québec. Ce programme permet à Hydro-Québec Distribution d'interrompre, en la rachetant, de la puissance aux clients participants. Ces derniers reçoivent en contrepartie une compensation financière versée par Hydro-Québec Production.

Gaz naturel

Mise en place de mesures et mécanismes incitatifs (« PBR ») (R-3425-99)¹

Dans sa décision D-2000-183 rendue le 5 octobre 2000, la Régie accepte l'entente signée en date du 21 août 2000 par le distributeur SCGM et un groupe

d'intervenants participant à un processus d'entente négociée (PEN) amorcé le 19 mai 1999.

Il s'agit d'une entente de cinq ans prévoyant l'établissement à chaque année, dans le cadre d'un processus d'entente négociée, du revenu plafond et du revenu requis du distributeur, le tout devant être soumis à l'approbation de la Régie. Toute différence favorable entre ces deux montants, avant le début de l'exercice financier, sera partagée entre les actionnaires et les consommateurs dans les proportions de 52,5 % et de 47,5 %, en tenant compte du fait que 40 % du montant attribué aux consommateurs est réinvesti dans un fonds d'efficacité énergétique (FEÉ). À la fin de l'exercice financier, si les tarifs autorisés devaient générer un excédent de rendement, les clients en récupéreraient 662/3 % dans les tarifs de l'année subséquente.

L'entente prévoit la possibilité d'une bonification du rendement de l'actionnaire pouvant atteindre 400 points de base sur deux exercices financiers consécutifs. Diverses modalités s'appliquent en cas de dépassement du revenu plafond. L'entente prévoit également la nécessité pour le distributeur d'atteindre les objectifs de performance pré-établis, notamment en matière de qualité du service.

Plans d'efficacité énergétique (R-3444-2000 pour SCGM et R-3446-2000 pour Gazifère)

La décision D-2000-211 rendue le 15 novembre 2000 approuve la mise en place du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) déposé par SCGM. Le PGEÉ permet de dégager un bénéfice net de 4,7 millions de dollars pour la communauté des usagers tel que mesuré par le test du coût total en ressources (TCTR). Les économies d'énergie, calculées sur la durée de vie des mesures d'efficacité, sont de l'ordre de 98 millions de mètres cubes de gaz naturel.

La décision D-2001-55 rendue le 19 février 2001 approuve le Plan d'affaires et d'implantation du programme d'efficacité énergétique soumis par Gazifère.

1 Ce sujet sera élaboré par M. Guérin lors de sa présentation à l'Assemblée

Dans les deux cas, un mécanisme d'ajustement des pertes de revenus (MAPR) a été autorisé.

Dégroupement des tarifs – SCGM (R-3443-2000)

Dans sa décision D-2001-78 rendue le 16 mars 2001, la Régie approuve la structure et les dispositions tarifaires proposées par SCGM qui visent à rendre effectif le dégroupement des services pour l'ensemble des principales composantes, soit la marchandise, le gaz de compression, le transport, l'équilibrage des volumes et la distribution. Le dégroupement permet d'introduire la concurrence dans certains services qui étaient offerts traditionnellement par le distributeur. À partir du 1er octobre 2001, les clients pourront s'approvisionner directement auprès de tiers pour les composantes transport et équilibrage.

Produits pétroliers

La Régie reconduit, dans sa décision D-2000-141 rendue le 21 juillet 2000, pour une période de trois ans, le montant de 3¢/litre fixé par la décision D-99-133 au titre des coûts d'exploitation que doit supporter un détaillant en essence et en carburant diesel.

Par ailleurs, une importante audience sur l'inclusion des coûts d'exploitation que doit supporter un détaillant en essence ou en carburant diesel dans la région de la Capitale nationale s'est amorcée avec le dépôt d'une demande en ce sens en décembre 2000 (dossier R-3457-2000).

La Régie publie sur son site Internet, à chaque semaine, le Bulletin d'information sur les prix des produits pétroliers au Québec afin de renseigner les consommateurs, de chaque région du Québec, sur le prix moyen à la pompe, sur le prix minimum estimé par la Régie et sur l'évolution des prix de vente au détail de l'essence, du carburant diesel et de l'huile à chauffage.

Priorités 2001 - 2002

La Régie poursuivra les travaux destinés à approuver un tarif de transport d'électricité et la révision du

Règlement 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité par Hydro-Québec. La Régie prévoit amorcer l'étude du revenu requis pour les activités de distribution d'Hydro-Québec.

La Régie étudiera les mesures adoptées par les distributeurs de gaz naturel aux fins d'atténuer les fluctuations des prix de la marchandise observées sur les marchés aux fins de protéger les consommateurs.

La Régie étudiera vraisemblablement une demande de SCGM visant un projet d'approvisionnement en gaz naturel de sa franchise à partir du bassin gazier de l'Île de Sable, au large des côtes de la Nouvelle-Écosse.

Également, la Régie analysera l'impact des mesures contenues à sa loi constitutive sur les pratiques commerciales dans la vente au détail de l'essence ou de carburant diesel.

Conclusion

La Régie se garde à l'affût des meilleures approches en vue d'alléger la procédure et de favoriser une réglementation axée sur l'amélioration de la performance des distributeurs et la satisfaction des besoins des consommateurs.

À l'échelle continentale, la Régie entretient des liens privilégiés avec la Commission de l'énergie de l'Ontario, la Commission de régulation de l'énergie du Mexique ainsi qu'avec ses partenaires américains regroupés au sein de la National Association of Regulatory Utility Commissioners. La Régie participe aux conseils d'orientation de divers centres de recherche en réglementation et en énergie. Elle continuera, par ailleurs, à jouer un rôle actif au sein de l'Association canadienne des membres de tribunaux administratifs (ACMTUP).

Au niveau international, elle poursuivra ses efforts en vue de développer des liens étroits avec les régulateurs ayant participé au Forum mondial sur la régulation de l'énergie tenu à Montréal en mai 2000.



**CAMPUT
2001**

Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick

Au cours de la dernière année, la Commission a continué de se pencher sur le réseau de distribution de gaz naturel du Nouveau-Brunswick. À la suite de la décision par écrit qu'elle a rendue en mars 2000 au sujet des codes de conduite, elle a délivré un addenda portant sur un certain nombre de questions pour lesquelles des éclaircissements étaient nécessaires. Un des points importants de l'addenda avait trait à la modification des unités de facturation mesurables, c'est-à-dire le remplacement de l'unité de volume par le gigajoule. Ce changement avait pour but de favoriser la cohérence des données entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick afin d'éliminer la confusion parmi les clients.

En juin 2000, la Commission a rendu une décision sur les permis de construction de pipelines pour les besoins de distribution de gaz, qui a eu pour effet d'autoriser la construction de conduites à très haute pression et de conduites à haute pression dans de nombreuses localités jusqu'en décembre 2001. La construction de conduites intercalaires y est autorisée pour la durée de la période d'aménagement de cinq ans, soit jusqu'en 2005.

Depuis que cette décision a été rendue, EGNB a atteint le but qu'elle s'était donné, c'est-à-dire d'installer des conduites à très haute pression et des conduites à haute pression à Fredericton, Oromocto, Moncton et Saint John. Des conduites intercalaires sont en construction dans ces municipalités.

Dans le cadre du processus décisionnel, la Commission a donné le temps nécessaire au demandeur, Enbridge Gas New Brunswick (EGNB), et à la Union of New Brunswick Indians (UNBI), d'élaborer un protocole sur ce qui suit :

- la conception d'une enquête sur les plantes médicinales, les plantes servant aux usages traditionnels et les ressources archéologiques;
- l'octroi d'une indemnité de 15 000 \$ à la UNBI pour la conduite de l'enquête;

- la participation future de la UNBI au développement de l'industrie du gaz naturel;
- l'avis devant être donné à la UNBI lorsqu'un site d'importance en matière archéologique pour la population autochtone est découvert durant la construction.

Au cours des travaux effectués à Moncton, la découverte d'un site archéologique a incité le MAWIW Council of First Nations (qui n'est pas considéré comme faisant partie de la UNBI) à demander une ordonnance de cessation des travaux sous prétexte que EGNB n'avait pas respecté les engagements prévus dans le protocole. Une enquête subséquente a permis d'établir que le site n'était pas « d'importance » et la construction a été achevée depuis. Même si la Commission n'a pas officiellement rendu « l'ordonnance de cessation des travaux », elle a donné des directives aux parties intéressées afin qu'elles révisent le protocole et soumettent un document établi par consensus. La Commission donnera suite officiellement au protocole révisé.

En juin 2000, la Commission a rendu sa décision au sujet des taux et tarifs de distribution de gaz naturel. Au cours des audiences sur les taux et tarifs d'EGNB, la Commission a décidé que la question de l'allocation des frais aux intervenants doit faire l'objet d'une instance par écrit. Elle a invité les parties à se prononcer sur les aspects suivants :

- i) selon quels principes doit-on déterminer si les frais seront attribués ou non;
- ii) quelles sont les lignes directrices à observer en matière d'évaluation des frais;
- iii) quelles sont les procédures à suivre pour fixer ou calculer les frais.

Plusieurs interventions sont parvenues à la Commission, y compris celles du demandeur et de la Union of New Brunswick Indians. Par suite d'un examen détaillé des renseignements soumis et des méthodes employées par d'autres autorités, la

Commission a décidé qu'elle « attribuera les frais à son gré et avec discrétion, et tiendra compte des intérêts des parties qui demandent que les frais leur soient accordés, de même que les intérêts des clients qui, en bout de ligne, devront en assumer le coût à même les tarifs ». Si la Commission « juge que l'allocation de frais est justifiée, elle décidera en outre si les frais doivent être fixés par la Commission ou calculés ».

La Commission a diffusé des lignes directrices générales visant à aider toute partie désireuse de demander le paiement de ses frais à titre d'intervenant :

- i) En soumettant sa demande, le demandeur doit démontrer de quelle façon il a aidé la Commission à mieux comprendre les questions soumises à son examen.
- ii) Toute partie qui présente une demande d'allocation de frais doit la justifier en fonction de l'intérêt public. Il est d'autant plus important de présenter une telle justification lorsque :
 - l'intervention ne visait pas à protéger un intérêt direct ou pécuniaire,
 - l'intervenant bénéficie, ou aurait dû normalement bénéficier, d'autres sources de financement,
 - l'intervenant n'a pas consenti un effort raisonnable en vue de négocier,
 - les frais d'intervention demandés s'ajoutent aux frais d'exploitation normaux de l'intervenant.

La Commission tient actuellement des audiences en vue d'examiner une demande d'Énergie NB, l'entreprise de service public d'électricité de la province. En vertu de la Loi sur les entreprises de service public, Énergie NB doit demander l'approbation de la Commission pour tout projet dont les dépenses en immobilisations prévues s'élèvent à 75 millions de dollars ou plus. La Commission fera part de sa recommandation au

service public en fonction des résultats de l'examen de sa demande et de l'audience pertinente.

Dans le cadre de sa demande, Énergie NB a demandé la tenue d'une audience générale pour l'étude de trois questions :

- i) Est-il raisonnable de croire qu'Énergie NB aura besoin de l'électricité actuellement produite par Coleson Cove et/ou Pointe Lepreau ou des installations de remplacement dans les années à venir?
- ii) Quels sont les points pertinents qui doivent être examinés au cours de toute audience spécifique subséquente sur la mise à niveau et/ou l'entretien d'une installation de production?
- iii) Quelles sont la nature et la portée de la preuve qu'Énergie doit produire à ces audiences?

L'audience générale, qui représente une « nouvelle » démarche pour la Commission, a eu lieu pendant la semaine du 4 juin 2001. Elle a permis aux intervenants de poser des questions supplémentaires au demandeur au sujet de la preuve qu'il avait déposée à l'avance pour répondre aux questions soumises. Chaque installation fera l'objet d'une audience particulière à une date ultérieure.

Outre les audiences visant Énergie NB, la Commission a reçu une demande de Potash Company of Saskatchewan (PSC), qui sollicite une concession de producteur local de gaz lui permettant de demander un permis de construction de pipeline en vue de la desserte de l'installation qu'elle exploite à Sussex, au Nouveau-Brunswick. L'audience relative à cette demande était prévue pour juillet 2001.

Cette activité plus intense a obligé la Commission à augmenter considérablement son effectif et à déménager dans des locaux plus vastes. Compte tenu des projets mis de l'avant par Énergie NB et

de l'extension du marché du gaz naturel, il est peu probable que la Commission soit moins active au cours de la prochaine année.

En plus de l'augmentation de charge de travail prévue, l'ampleur du rôle et du mandat de la Commission sera plus grande pour ce qui a trait à la restructuration de l'industrie de l'énergie électrique au Nouveau-Brunswick, comme l'indique le Livre blanc sur la Politique énergétique publié récemment (février 2001) par le gouvernement de la province. La Commission sera notamment chargée d'établir les tarifs de transport, de déterminer si des coûts non amortis existent et d'établir des droits de sortie pour toute partie qui quitte le réseau de production actuel.

Une des premières étapes de l'application de la politique énergétique est la mise sur pied du comité de conception du marché. Ce comité, qui doit regrouper des représentants du gouvernement, du secteur privé et d'organisations non gouvernementales, sera chargé de faire des recommandations sur la structure et les règles d'un grand marché d'électricité en gros pour le secteur industriel. La Commission est représentée à ce comité; ce dernier se réunira chaque semaine afin d'être en mesure de présenter ses recommandations au gouvernement d'ici la date limite, soit mars 2002.

Prince Edward Island Regulatory and Appeals Commission



Renseignements généraux

La Prince Edward Island Regulatory and Appeals Commission (IRAC) est née en 1991, de la fusion des anciennes Public Utilities Commission et Land Use Commission, et du bureau du Director of Residential Rental Property. L'IRAC est chargée de l'application, en partie ou en totalité, de quelque 25 lois provinciales. Son mandat comprend la réglementation, entre autres, de la tarification des produits pétroliers et celle des services municipaux d'aqueduc et d'égout, de même que l'application des lois intitulées *Lands Protection Act* et *Maritime Electric Company Limited Regulation Act*. Ses fonctions d'appel touchent les lois suivantes : *Planning Act*, *Revenue Administration Act*, *Rental of Residential Property Act*, *Revenue Tax Act*, et *Real Property Tax Act*.

2000-2001

Dans l'Île-du-Prince-Édouard, comme dans bien d'autres régions, le coût croissant des combustibles a eu un effet radical sur les prix de l'énergie et les services énergétiques, notamment dans les marchés de l'électricité, de l'essence et des combustibles de chauffage domestique.

Électricité

Le réseau de distribution d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard, déjà déréglementé, a fait l'objet de changements additionnels au cours de l'année écoulée.

Le coût élevé de la production sur place au moyen de combustibles fossiles a toujours été problématique et est à l'origine des coûts d'électricité parmi les plus élevés au Canada. Au cours des douze derniers mois, l'escalade des coûts et les interruptions de production à la centrale de Pointe Lepreau ont imposé un fardeau financier considérable à la Maritime Electric Company, Limited (MECL).

En 1976, le réseau de l'île a été relié à celui d'Énergie Nouveau-Brunswick (Énergie NB) au

moyen d'un câble sous-marin. Une bonne partie de l'électricité utilisée par MECL provient d'Énergie NB depuis ce temps-là. (Cette société est une entité participante dans la centrale de Pointe Lepreau.)

Une importante mesure a été prise en 1994 en ce qui concerne la réglementation de l'industrie. Le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard, avec l'accord de MECL, adoptait une loi qui éliminait à toutes fins utiles le mode de réglementation traditionnel de la société, mais fixait en même temps les tarifs d'électricité de l'île à 110 % de ceux pratiqués par Énergie NB. (La société avait jusqu'en 1998 pour atteindre le taux cible de 110 %.)

L'IRAC a continué d'exercer des fonctions de surveillance; des dispositions législatives ont permis d'assurer la protection de MECL contre le financement des tarifs d'électricité du Nouveau-Brunswick.

Pendant l'année écoulée, MECL a déposé une demande en vertu de la loi afin de recouvrer les fonds qu'elle considère comme une forme de financement des tarifs d'Énergie NB, à la suite de la décision du gouvernement du Nouveau-Brunswick de dévaluer son investissement dans Énergie NB de 450 millions de dollars après qu'Énergie NB eût décidé de radier 450 millions de dollars au titre de la valeur comptable de la centrale de Pointe Lepreau. MECL a majoré ses tarifs de 4,53 % le 1^{er} janvier afin de compenser le montant du financement réclamé.

Lors d'une audience publique qui a débuté à la fin de janvier 2001, MECL a défendu la majoration de 4,53 % et le gouvernement est intervenu pour contester l'opinion de MECL quant à la disposition législative sur laquelle cette dernière s'appuyait pour solliciter une révision de tarif. L'IRAC a rendu une ordonnance autorisant la poursuite de l'instance, mais cette décision a été portée en appel devant la Cour Suprême par l'intervenant. Avant que la Cour ne se prononce, MECL et le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard se sont de nouveau entendus sur des modifications législatives.

Une loi modifiant la loi intitulée *Maritime Electric Company Limited Regulation Act* a été adoptée en mai. En conséquence, l'instance a été suspendue et la demande déposée auprès de l'IRAC a été retirée.

Entre autres dispositions, la loi permet à MECL de recouvrer la hausse de tarif de 4,53 %, mais l'oblige à affecter les recettes supplémentaires encaissées entre le 1^{er} janvier 2001 et le 1^{er} avril 2002 à une réduction des tarifs de l'année suivante. Elle autorise également l'ajustement des tarifs de base par voie de réglementation. Les règlements sont en cours d'élaboration et les répercussions définitives sur l'IRAC ne sont pas encore connues.

En soumettant sa demande relative au financement, MECL se présentait devant l'IRAC pour la première fois en six ans; l'audience n'a pas été achevée.

Gaz naturel

Les résultats du forage durant l'année d'un puits d'exploration de gaz naturel dans l'est de l'Î.-P.-É n'ont pas été annoncés.

L'entreprise de service public d'électricité a également manifesté de l'intérêt pour la

construction dans l'île d'une installation de production alimentée au gaz naturel. L'aménagement d'un gazoduc pour le transport de gaz jusqu'à la province serait alors nécessaire.

Pétrole

Puisque l'île est le seul endroit au Canada où les prix des combustibles sont réglementés, l'évolution rapide des prix de l'énergie a été le point saillant des activités de l'IRAC au cours de l'année écoulée. L'industrie s'oppose à la réglementation et s'est adressée à l'IRAC pour encourager la déréglementation ou l'adoption d'une structure tarifaire fondée sur les prix du gros occasionnels. La plupart des réactions du public sont dirigées contre l'augmentation considérable des profits des grandes pétrolières et l'effet de la hausse des prix sur les consommateurs. Le modèle de tarification en vigueur est fondé sur le pétrole brut et utilisé depuis 13 ans; l'IRAC analyse le régime actuel en vue d'une simplification éventuelle.

La Utility and Review Board de la Nouvelle-Écosse

Aperçu

La Utility and Review Board de la Nouvelle-Écosse (U&RB) a été créée en décembre 1992 par proclamation de la *Utility and Review Board Act*, qui regroupait en une seule entité la Board of Commissioners of Public Utilities, la Nova Scotia Municipal Board, la Expropriations Compensation Board et la Nova Scotia Tax Review Board. La U&RB détient un très large mandat qui repose sur un éventail de lois. Ses activités s'inscrivent dans l'une de deux catégories : elles sont réglementaires ou juridictionnelles. Sur le plan réglementaire, la U&RB régit les services publics d'électricité et d'aqueduc, les gazoducs et la distribution du gaz naturel, octroie des permis aux transporteurs publics de passagers, approuve les tarifs de l'assurance automobile et approuve les droits de la Halifax - Dartmouth Bridge Commission. Depuis avril 2000, la U&RB a tenu des audiences concernant la réglementation du jeu, la régie des alcools et la classification des films.

Électricité

Nova Scotia Power Inc. (NSPI) est le plus important des services publics réglementés par l'U&RB. La NSPI assure 97 % de la production d'électricité dans la province et 95 % de sa distribution. Elle succède à la Nova Scotia Power Corporation, qui a été privatisée en 1992. Le 1^{er} janvier 1999, la NSPI est devenue la principale filiale de NS Power Holdings Inc., connue sous le nom de Emera Inc. depuis juillet 2000.

Il n'y a eu jusqu'ici aucune démarche en vue de restructurer l'industrie des services d'électricité en Nouvelle-Écosse, et la U&RB continue de réglementer la NSPI en fonction du coût du service. Bien que la déréglementation ne soit pas imminente, le gouvernement provincial a lancé, au cours des derniers mois, un processus de consultation publique qu'il a surnommé la Revue

de la stratégie énergétique (Energy Strategy Review). Dans un document de consultation publique diffusé en mars 2000, intitulé *Powering Nova Scotia's Economy, A Public Discussion Paper on the Province's Energy Strategy*, le gouvernement a indiqué qu'il se penchera sur la restructuration du secteur de l'électricité dans le cadre de cet exercice de revue.

NSPI n'a pas demandé d'augmentation de tarif depuis 1995. En mars 1996, la U&RB lui a accordé une hausse de tarif moyenne de 1,8 %. Malgré tout, la U&RB n'a pas été inactive en 2001 dans le domaine de la fixation des tarifs.

Dans une décision rendue le 9 juillet 2001, la U&RB a rejeté une demande de la NSPI qui sollicitait « l'approbation d'un processus par lequel des plans de solutions énergétiques intégrés, souples et basés sur le marché peuvent être élaborés, approuvés et offerts aux consommateurs ». La NSPI demandait l'autorisation de mettre en oeuvre un mécanisme d'« approbation accélérée » de tarifs qui cibleraient certains clients et certains « segments du marché » en fonction de trois critères : est-ce que le tarif spécial permettrait de conserver le client? favoriserait-il un déplacement de la demande de la période de pointe aux heures creuses? ou encouragerait-il une consommation accrue pendant les heures creuses? Les tarifs seraient rattachés à des produits et services choisis, et ils permettraient de recouvrer le coût différentiel associé à la prestation des « plans de solutions énergétiques ». NSPI a indiqué qu'elle offrirait probablement plus de vingt plans tarifaires du genre dans la première année après avoir reçu l'approbation de la U&RB. Selon la formule d'approbation proposée, la demande serait considérée comme approuvée par la U&RB vingt jours après son dépôt, à moins que la U&RB demande des renseignements complémentaires, auquel cas le tarif prendrait effet cinq jours après que les renseignements ont été fournis.

La U&RB reconnaît que les tarifs de fidélité (load retention rates) ont leur raison d'être dans quelques rares circonstances, ayant en fait approuvé un tarif de fidélité l'an dernier à l'égard de clients qui songeaient à s'approvisionner pour au moins 2 000 kVA auprès d'une autre source, et reconnaît aussi que des tarifs horaires bien structurés, c'est-à-dire la facturation en fonction de l'heure de la journée, peuvent s'avérer utiles pour encourager un déplacement de la demande; cependant, elle trouvait la proposition inadmissible non seulement en raison de la formule d'approbation, mais aussi, et surtout, à cause du caractère discriminatoire des tarifs proposés. À titre d'illustration, NSPI avait laissé entendre qu'elle pourrait offrir aux consommateurs résidentiels des régions où le gaz naturel devenait accessible des tarifs plus bas qu'aux habitants des régions qui n'auront pas accès au gaz naturel. La U&RB a émis l'opinion suivante : « NSPI semble vouloir jouir de la souplesse d'une entreprise sans vocation de service public, tout en continuant de bénéficier des avantages d'un monopole réglementé. La U&RB ne trouve pas qu'une telle flexibilité sur le plan de la facturation puisse se justifier en ce moment. » La U&RB a suggéré à NSPI de songer à étendre ses tarifs horaires actuels à d'autres catégories de consommateurs.

Le 16 mars 2001, la U&RB a approuvé un code de conduite provisoire qui régira les relations de NSPI avec des sociétés affiliées. Le code, qui entre en vigueur le 16 septembre 2001, vise à garantir que des filiales non réglementées de la société de portefeuille ne se fassent pas subventionner par les clients de NSPI.

Gaz naturel

Comme nous l'avons indiqué dans le rapport de l'an dernier présenté à CAMPUT, la U&RB a octroyé, en novembre 1999, une concession de distribution de gaz naturel à Sempra Atlantic Gas

Company (Sempra), une filiale de Sempra Energy, compagnie californienne du secteur de l'énergie dont les recettes se sont chiffrées à 7 milliards de dollars US en 2000. Le gouverneur en conseil a agréé l'octroi de la concession en décembre 1999.

Sempra a commencé à aménager son réseau de distribution en octobre 2000 et elle a posé quelque 16 km de conduites de distribution dans le parc industriel Burnside, à Dartmouth et dans Crichton Park, une zone résidentielle de Dartmouth, avant de suspendre les travaux de pose pour l'hiver. Ces canalisations principales n'ont pas encore été raccordées au latéral Halifax de Maritimes & Northeast et Sempra n'a pas encore sollicité de permis d'exploitation.

Dans une décision rendue le 3 mai 2001, la U&RB a approuvé le tarif initial de Sempra, ainsi que son plan tarifaire pluriannuel et les modalités du service.

Le 29 juin 2001, Sempra a demandé à la U&RB de rendre une ordonnance qui « consente à la cession de sa concession de distribution de gaz naturel, sinon à l'approbation de changements à la concession. Dans sa demande, Sempra faisait valoir que les circonstances avaient changé considérablement pour des raisons tout à fait indépendantes de sa volonté, citant, en particulier, l'impossibilité de poser des conduites sous des routes secondaires et des accotements de routes provinciaux, le niveau sans précédent de volatilité et d'imprévisibilité des prix de l'énergie — et son effet néfaste sur les marges bénéficiaires de la compagnie — de même que l'exploitation proposée du latéral Point Tupper à une pression nettement inférieure à celle sur laquelle la compagnie avait misé lorsqu'elle a formulé le projet de desservir des zones à partir de ce latéral.

La U&RB a diffusé des instructions sur la procédure, le 6 juillet 2001, soulignant que les modifications sollicitées par Sempra « touchaient des questions de fond et n'étaient pas conformes

aux règlements en vigueur ». Ainsi, en plus d'entendre la demande de Sempra, la U&RB a décidé de solliciter de nouvelles demandes en vue de la construction et de l'exploitation de réseaux de livraison de gaz dans la province. Jusqu'à présent, elle a reçu 14 avis d'intention de solliciter des concessions, dont dix pour des zones précises dans la province, et quatre pour l'ensemble de la

province. Parmi les compagnies qui ont déposé des avis de demande pour des concessions englobant toute la province figuraient AltaGas, Enbridge et SaskEnergy. La date limite pour la réception des demandes est le 30 août 2001, et l'audience doit débiter le 15 octobre 2001.

Board of Commissioners of Public Utilities for Newfoundland and Labrador

La Board of Commissioners of Public Utilities (BCPU) est un organisme de réglementation quasi-judiciaire indépendant, nommé par le lieutenant-gouverneur en conseil, dont les activités sont régies principalement par la loi intitulée *Public Utilities Act*, R.S.N., 1990. La BCPU est constituée, en vertu de la loi, de trois commissaires à temps plein et jusqu'à six commissaires à temps partiel. Elle a un effectif de dix employés, dont six font partie du personnel administratif, et quatre, du personnel de réglementation. La BCPU finance intégralement ses activités grâce aux redevances perçues auprès des industries qu'elle réglemente et ne reçoit donc aucun financement de la part du gouvernement provincial.

La BCPU applique les lois suivantes, ou certaines de leurs dispositions :

- *The Electrical Power Control Act*,
- *The Public Utilities Acquisition of Land Act*,
- *The Automobile Insurance Act* (en partie),
- *The Motor Carrier Act*,
- *La Loi sur les transports routiers (Canada)*,
- *The Expropriations Act*,
- *The Public Utilities Act*.

Services publics d'électricité

La Newfoundland Power Inc., entreprise du secteur privé, et la Newfoundland and Labrador Hydro Corporation, société d'État, sont les deux principaux services publics d'électricité exploités dans la province de Terre-Neuve et le Labrador qui sont réglementés par la BCPU. Ceux-ci lui soumettent régulièrement de nombreux rapports sur leurs activités, dont la BCPU se sert pour exercer une surveillance continue à l'égard de l'industrie des services publics d'électricité de la province.

Les questions importantes traitées par la BCPU cette année comprennent les suivantes :

Newfoundland & Labrador Hydro

P.U. 25(2000-2001)

P.U. 38(2000-2001)

Le 19 novembre 1999, Newfoundland & Labrador Hydro (Hydro) a déposé une demande visant l'ajustement des tarifs qu'elle facture à ses clients industriels de l'île. Par l'ordonnance P.U. 23(1999-2000), la BCPU a fixé des tarifs provisoires pour cette catégorie de clients, pour la période comprise entre le 1^{er} janvier 2000 et le 30 novembre 2000, et a ordonné à Hydro de déposer une étude actualisée sur le coût du service qui tiendrait compte des résultats d'exploitation et résultats financiers réels de 1999. Après avoir examiné la question, la BCPU a décidé que les renseignements fournis ne permettaient pas de fixer des tarifs définitifs pour les clients industriels, et que ces tarifs ne devaient pas être fixés définitivement sans qu'il soit tenu compte des tarifs facturés par Hydro à ses autres catégories de clients. La BCPU a donc enjoint Hydro de déposer une demande générale sur les droits au plus tard le 1^{er} mai 2001, et d'y inclure un chemin critique des étapes et activités menant au dépôt de la demande, ainsi que des rapports d'étape toutes les deux semaines quant au respect de ce calendrier. À la suite d'une demande de Hydro, la date de dépôt a été reportée au 31 mai 2001 aux termes de l'ordonnance modificatrice P.U. 38(2000-2001).

P.U. 31(2000-2001)

Le 16 octobre 2001, Newfoundland & Labrador Hydro a déposé sa demande d'approbation du budget des immobilisations de 2001. Un budget des immobilisations total de 54 681 000 \$ a été approuvé à la suite d'une audience publique.

Newfoundland Power Inc.

P.U. 7(2000-2001)

Le 25 mai 2000, Newfoundland Power a déposé une demande d'ajustement de son barème tarifaire pour tenir compte de l'ajustement de stabilisation

des tarifs (AST) et de l'ajustement relatif à la taxe municipale (ATM). L'AST a pour but d'assurer la stabilité des coûts de l'énergie électrique en dépit des fluctuations des prix du combustible. L'ATM est un transfert de taxes imposées par les municipalités dans lesquelles la société exerce des activités. Ces deux ajustements se sont traduits pour les clients par une réduction globale de 1,1 % au titre des coûts énergétiques.

P.U. 24(2000-2001)

Le 15 août 2000, Newfoundland Power a demandé l'approbation de son budget des immobilisations de 2001, d'un montant prévisionnel de 39 109 000 \$; d'une base tarifaire de 505 688 000 \$ pour 1999; d'une base tarifaire moyenne prévisionnelle de 518 724 000 \$ pour 2000; et d'une base tarifaire moyenne prévisionnelle de 526 065 000 \$ pour 2001. La demande a été approuvée à la suite d'une audience publique.

P.U. 30(2000-2001).

La formule d'ajustement automatique, établie par la BCPU en 1998, a été appliquée pour fixer les taux de 2001. Le taux de rendement présumé sur le capital-actions a été calculé à partir de la moyenne des taux de rendement des obligations du Canada à long terme et s'est établi à 9,25 % pour 2001. Il en est résulté un taux de rendement de la base tarifaire de 10,13 % qui s'est situé à l'intérieur de la fourchette fixée pour 2000, soit de 10,10 % à 10,46 %. En conséquence, les taux découlant de l'application de la formule n'ont pas changé.

P.U. 37(2000-2001)

Le 8 février 2001, Newfoundland Power Inc. a demandé l'autorisation de céder un montant de 7 743 000 \$ en recettes excédentaires découlant du règlement en sa faveur d'un litige l'opposant à l'agence canadienne des douanes et du revenu. Ces recettes excédentaires ont eu pour effet de hausser

le taux de rendement de la base tarifaire de la société pour 2000 au-delà de la limite supérieure du taux de rendement permis (10,46 %). La société a proposé de céder l'excédent en accordant un crédit forfaitaire de 1,90 % sur la totalité des montants facturés aux clients durant la période comprise entre janvier 2000 et décembre 2000. La demande a été approuvée à la suite d'une audience publique et les rabais ont été inclus dans les factures d'avril.

Ordonnance en instance

Le 8 mai 2001, Newfoundland Power Inc. a demandé à la BCPU l'autorisation de modifier son budget des immobilisations de 2001 afin d'y inclure l'achat des structures support d'Aliant Telecom Inc. situées dans le territoire de service du demandeur. Des dépenses en immobilisations supplémentaires d'un montant de 45 858 000 \$ sont nécessaires sur une période de cinq ans, dont 50 % (26 245 000 \$) est payable en 2001. Les structures achetées consistent en 69 848 poteaux communs et 32 027 poteaux réservés à un seul utilisateur. La décision de la BCPU est en instance.

Examen des CTAC

La BCPU régleme les frais que Newfoundland Power Inc et Newfoundland Hydro peuvent exiger comme contribution au titre de l'aide à la construction (CTAC) pour fournir des prolongements de lignes aux clients des secteurs commercial et résidentiel. Selon la politique actuelle sur les CTAC, approuvée par la BCPU, tous les prolongements de lignes à l'intention des clients saisonniers et résidentiels, ainsi que les prolongements de lignes dont le coût de construction est évalué à plus de 25 000 \$, doivent faire l'objet d'une approbation préalable.

Au cours de l'exercice précédent, la BCPU a traité 18 demandes touchant les CTAC.

Assurance automobile

La BCPU continue d'exercer des responsabilités au chapitre de la réglementation des tarifs d'assurance automobile exigés par les compagnies faisant affaire dans la province. Au cours de 1997, les branches accidents et propriété de l'industrie des assurances ont été soumises à l'examen d'un comité d'enquête de la House of Assembly. En mars 1998, ce comité a présenté des recommandations à l'Assemblée concernant des changements qu'il convenait d'apporter à la réglementation de l'industrie de l'assurance automobile en ce qui touche les tarifs et l'intervention continue de la BCPU dans ce domaine. Autant que sache la BCPU, peu de progrès avait été accompli, au moment de la production du présent compte rendu, pour mettre en oeuvre les recommandations du rapport du comité d'enquête.

Au cours de la dernière année, la BCPU a achevé une audience portant sur les tarifs d'assurance automobile exigés dans le marché de l'assurance automobile secondaire à but non lucratif, que l'on appelle Facility Association. L'examen de la BCPU a porté principalement sur les profits excédentaires déclarés par l'association et sur la question de savoir si ces profits avaient découlé de tarifs approuvés par la BCPU. Cette dernière a constaté que la Facility Association avait simplement agi à titre d'administrateur des fonds représentant les primes payées et que, même si des profits avaient été réalisés à même ces fonds, et sans égard à qui les profits appartiennent, les profits ne doivent pas servir à déterminer les tarifs futurs. La BCPU a

constaté en outre que même si les tarifs approuvés avaient contribué aux profits, ces tarifs avaient été approuvés en fonction de principes actuariels solides et les renseignements les plus sûrs dont elle disposait au moment où elle les a fixés.

Au cours des douze mois précédents, la BCPU a rendu 73 ordonnances en matière d'assurance.

Autres faits importants

En janvier 2001, David Vardy a annoncé sa retraite de la fonction publique. Il avait été nommé président et premier dirigeant de la BCPU en septembre 1994. Avant sa nomination, il s'était longuement distingué dans la fonction publique provinciale, notamment comme titulaire de plusieurs postes supérieurs. En 2000, David a reçu la médaille d'or de l'Institut professionnel de la fonction publique du Canada.

La BCPU est maintenant présidée par Robert (Bob) Noseworthy. M. Noseworthy a été nommé président/premier dirigeant en janvier 2001. Il est diplômé de l'université Memorial, à Terre-Neuve, et détient un diplôme en ingénierie du Nova Scotia Technical College (maintenant Dal Tech) ainsi qu'une maîtrise en administration des affaires de l'université Western Ontario. Il a occupé auparavant les poste de sous-ministre des Affaires municipales et provinciales, président/premier dirigeant de la Newfoundland and Labrador Housing Corporation et président de la Municipal Assessment Agency.

Office national de l'énergie

Office national de l'énergie

En 2000-2001, plusieurs événements ont mis en relief l'ampleur du mandat de l'Office national de l'énergie (l'Office ou l'ONÉ). L'Office aspire à être reconnu comme un chef de file respecté en matière de sécurité, de protection de l'environnement et de réglementation sur le plan économique, comme en font foi les quatre buts fondamentaux qu'il a établis et qu'il exprime sous forme de résultats finals.

Nous présentons ici quelques-uns des événements marquants de la dernière année ainsi que les nouveaux enjeux auxquels l'Office sera confronté, dans le contexte de ces buts.

But 1 : Les installations réglementées par l'ONÉ sont sécuritaires et perçues comme telles.

But 2 : Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits individuels.

Un des principaux objectifs de l'Office est de promouvoir la sécurité et la protection de l'environnement. Les deux buts ci-dessus en témoignent. Tout en ayant des fins différentes, ils sont liés sur le plan opérationnel et constituent les pierres d'angle du programme de réglementation de l'ONÉ.

Les installations assujetties à la réglementation de l'ONÉ présentent des risques. Toutefois, l'application de méthodes avisées pour la conception, la construction, l'exploitation et l'entretien permet de gérer efficacement ces risques. Bien que la responsabilité première des questions de sécurité et de protection environnementale incombe à l'industrie, l'ONÉ joue un rôle de promotion important dans ces domaines en veillant à ce que le cadre de réglementation incite les entreprises à toujours améliorer leur rendement.

Afin d'atteindre le but qu'il s'est fixé en ce qui a trait à la sécurité et à l'environnement, l'ONÉ a consacré des efforts considérables à l'élaboration de son propre programme de gestion de l'environnement et de la sécurité. La vérification des systèmes de gestion, conformément au Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres (RPT), fait partie intégrante de ce programme. Au milieu de 2000, l'ONÉ a entrepris des projets-pilotes ayant pour but l'élaboration et la mise en application de méthodes et protocoles de vérification appropriés, en se basant sur les principes de la réglementation axée sur les buts, conformément à l'esprit du RPT. En octobre 2000, l'ONÉ a commencé à effectuer auprès de quatre sociétés la vérification des systèmes de gestion assujettis au RPT, en mettant l'accent sur leurs programmes d'intervention d'urgence, de formation permanente et d'intégrité des pipelines. Au cours de l'année qui vient, l'ONÉ a l'intention d'étendre la portée des vérifications pour y inclure d'autres éléments de programmes visés par le RPT.

Une des composantes du programme de gestion de l'ONÉ sur la sécurité est l'élaboration d'indicateurs de rendement en matière de sécurité qui nous permettront d'évaluer l'efficacité des programmes de sécurité des entreprises réglementées par l'ONÉ. Le nombre total d'incidents et ruptures sur les pipelines réglementés par l'ONÉ sont deux indicateurs que l'Office analyse depuis plusieurs années. En 2000, 47 incidents ont été signalés et une rupture est survenue, soit sur la canalisation principale de Westcoast Energy Inc. (Westcoast) à l'est de Hope, en Colombie-Britannique. Ces chiffres confirment une tendance à la baisse amorcée il y a six ans. Même si cette tendance est positive, chaque événement qui survient n'en est pas moins important. Un de ces incidents, l'explosion du bâtiment de commande d'une station de compression exploitée par Gazoduc TQM à East Hereford, au Québec, a occasionné des blessures graves à un employé. L'ONÉ et le Bureau de

sécurité des transports poursuivent une enquête afin de déterminer l'origine de cette explosion.

En outre, l'Office prend des mesures de précaution afin de prévenir de tels incidents. À la suite de nombreux incendies sur le pipeline de soufre de l'usine à gaz de Pine River, appartenant à Westcoast, l'Office a ordonné à Westcoast de cesser tous travaux sur le pipeline. Il a tenu une audience sur cette question par la suite, et a décidé en avril 2001 de ne pas permettre à Westcoast de remettre le pipeline en service tant que certaines questions de sécurité n'auront pas été réglées.

But 3 : Les Canadiens et les Canadiennes profitent d'une plus grande efficacité économique.

L'Office poursuit ce but de trois façons : les décisions qu'il prend, la publication de renseignements sur le marché de l'énergie et l'efficacité en matière de réglementation.

La diffusion et l'interprétation de données sur le marché de l'énergie favorisent le fonctionnement efficace des marchés énergétiques. Au cours de la dernière année, dans le cadre de ses activités de surveillance des questions énergétiques, l'Office a publié cinq Évaluations du marché de l'énergie (ÉMÉ). Il s'agit de rapports d'analyse sur les principaux produits énergétiques de base. L'Office a également mis en production un document de perspective globale sur les enjeux et tendances à long terme en matière d'énergie au Canada. Ce rapport, intitulé *L'énergie au Canada - Offre et demande*, devrait paraître en 2003.

Deux des ÉMÉ portent sur le gaz naturel. *Le marché du gaz naturel au Canada : Dynamique et prix*, une analyse de la réaction des prix aux fluctuations de l'offre et de la demande sur le marché du gaz naturel, a été publiée en novembre 2000. D'après la conclusion du rapport, le fonctionnement du marché du gaz naturel a été tel que les besoins du Canada ont été satisfaits à des prix du marché

équitable. La deuxième, *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2000-2002*, qui traite des facteurs ayant une influence sur l'offre de gaz naturel à court terme et des perspectives de productibilité à court terme, a été publiée en décembre 2000.

En octobre 2000, l'Office a publié une ÉMÉ intitulée *Les sables bitumineux du Canada : Perspectives de l'offre et du marché jusqu'en 2015*, portant sur l'offre et le marché du bitume et du pétrole brut synthétique, l'histoire de la mise en valeur des sables bitumineux et l'incidence de leur mise en valeur sur les marchés énergétiques canadiens. En mai 2001, l'Office a publié une ÉMÉ intitulée *Liquides de gaz naturel en Amérique du Nord - Établissement des prix et convergence*, qui explique comment les prix des LGN sont établis et traite de l'incidence de la convergence des prix de l'énergie.

Toujours en mai 2001, l'Office a publié sa première ÉMÉ sur le marché de l'électricité : *L'électricité au Canada - Tendances et enjeux*. Ce rapport aborde les questions de demande et de production d'électricité au Canada, sous forme d'analyse, province par province, du commerce de l'électricité, des faits nouveaux en matière de réglementation et des prix.

La restructuration et la déréglementation qui se produisent actuellement sur le marché nord-américain de l'électricité se répercutent sur le genre de demandes que l'Office reçoit, parce qu'elles favorisent une intégration régionale encore plus poussée des secteurs de l'électricité et du gaz naturel. Trois demandes actuellement devant l'Office en sont de bons exemples : celle de Sumas Energy 2, Inc., qui porte sur une ligne internationale de transport d'électricité allant des États-Unis à un point situé près d'Abbotsford, en Colombie-Britannique; celle d'Énergie Nouveau-Brunswick, qui sollicite l'autorisation de construire

une ligne internationale d'électricité devant s'étendre de la frontière canado-américaine, près de Woodland, dans le Maine, à la péninsule de Pointe Lepreau; celle de Georgia Strait Crossing Pipeline Limited visant un gazoduc reliant Sumas, dans l'État de Washington, à l'île de Vancouver.

L'Office a tenu un certain nombre d'audiences concernant divers projets qui ont contribué au développement continu d'un réseau pipelinier efficient : de nouveaux gazoducs dans le nord-est de la Colombie-Britannique (le projet de gazoduc Ladyfern de Ricks Nova Scotia Co. et le doublement du gazoduc de gaz marchand Chinchaga, de Murphy Oil Company) et dans le sud-est de l'Alberta (le gazoduc North Suffield d'AEC Suffield Gas Pipeline Inc), l'agrandissement d'un oléoduc en Saskatchewan et en Alberta (programme d'agrandissement Terrace - Phase II d'Enbridge Pipelines Inc.) et la suspension des services sur un pipeline de produits pipeliniers en Ontario (latéral Don Valley de Trans-Northern Pipelines Inc.).

L'Office a approuvé la demande de droits de Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) en août 2000. Une nouvelle demande visant les droits de 2001 a été reçue et fera l'objet d'une audience qui débutera le 11 octobre 2001. TransCanada Pipelines Ltd. (TransCanada) a déposé une demande en mai 2001 concernant les droits et le tarif de 2001 et 2002. TransCanada a soumis une autre demande auprès de l'Office en juin 2001, cette fois au sujet du coût du capital. L'Office avait traité des questions de coût du capital pour la dernière fois dans le cadre de la décision RH-2-94 sur le coût du capital d'un groupe de pipeliniers, rendue en mars 1995. L'Office a pris plusieurs mesures en vue d'assurer qu'elle peut traiter cette demande de manière efficiente, par exemple, la tenue d'un séminaire sur le coût du capital en novembre 2000.

L'ONÉ poursuit ses efforts en vue d'accroître l'efficacité de la réglementation. Ainsi, elle

continue de se préparer au dépôt d'une demande visant le pipeline du Nord, notamment par la mise sur pied d'un Comité directeur pour la préparation au développement dans le Nord en mai 2000. Ces démarches sont conformes à la *Loi sur l'ONÉ* et à la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, et comprennent des consultations auprès d'autres organismes de réglementation en vue de clarifier et de simplifier le processus de réglementation des pipelines et installations connexes. À la fin de l'an 2000, l'ONÉ et l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie ont signé un protocole d'entente visant à mettre au point un cadre de collaboration en matière d'évaluations environnementales dans la vallée du Mackenzie. De concert avec d'autres ministères du gouvernement fédéral et organismes de réglementation, l'ONÉ joue un rôle actif en vue de définir les besoins et processus futurs en matière de réglementation dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon.

But 4 : L'ONÉ répond aux nouveaux besoins liés à la participation du public.

Afin d'atteindre son quatrième but, l'ONÉ a créé un programme de participation du public. En mars 2001, il a tenu un atelier à l'interne sur la participation du public au processus décisionnel, dont l'objectif était une vision partagée sur cette question au sein de l'Office. En vue de resserrer les liens avec les groupes intéressés, des membres de l'Office se sont rendus au Québec et dans les provinces de l'Atlantique pour y rencontrer des représentants d'agences gouvernementales, d'organismes de réglementation et de groupes d'intérêt. Des délégations formées de membres et d'employés de l'Office ont fait de même au Yukon, dans les Territoires du Nord-Ouest et en Alaska, afin de discuter des possibilités et des défis liés aux activités de développement dans le Nord.

De plus, l'Office a organisé des rencontres avec le public pour discuter des processus d'évaluation environnementale et d'examen réglementaire

relativement à des projets particuliers, pour que les gens intéressés à y participer puissent mieux comprendre ces processus.

L'ONÉ sait très bien que les Canadiens et les Canadiennes ne participeront à ces processus que s'ils ont accès à des renseignements faciles à comprendre, diffusés à temps et axés expressément sur la question à l'étude. Le site Web de l'ONÉ renferme, entre autres éléments d'information, des renseignements sur le rôle de l'Office en matière de réglementation, des rapports d'évaluation des marchés de l'énergie, des données statistiques, des ordonnances d'audience, des motifs de décision et des transcriptions d'audiences. En décembre 2000, l'Office a transmis une webdiffusion d'audience dans Internet et prévoit continuer d'étendre l'accès

à ses audiences par cette méthode. L'Office accorde également une grande importance aux relations interpersonnelles; en 2000, près de 3 000 appels téléphoniques ont été logés à son numéro sans frais, le 1-800-899-1265.

Le 1^{er} avril 2001, dans le but de faciliter la consultation des documents déposés auprès de l'Office, ce dernier a inauguré son système de dépôt électronique (SDÉ). Deux semaines plus tard, l'Office recevait une première demande conforme au protocole du SDÉ. Ce système, auquel on peut accéder par le biais du site Web de l'Office (www.neb-one.gc.ca) permet de créer, de stocker, d'échanger, de chercher et de consulter les documents réglementaires déposés.