



L'ÉLECTRICITÉ AU NORD DU 60^e PARALLÈLE

Rapport du
sous-comité sur
la commission d'énergie
du nord canadien



Chambre des Communes
Keith Penner, député
président

SOUS-COMITÉ SUR LA COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

Président: M. Keith Penner
(Lib., Cochrane—Supérieur, Ont.)
Vice-président: M. René Gingras
(Lib., Abitibi, Qué.)

L'hon. Warren Allmand
(Lib., Notre-Dame-de-Grâce—Lachine—Est, Qué.)

M. Peter Ittinuar
(N.P.D., Nunatsiaq, T.N.-O.)

M. Raymond Chénier
(Lib., Timmins—Chapleau, Qué.)

M. Dave Nickerson
(P.C., Western Arctic, T.N.-O.)

Les députés suivant ont également collaboré au travail du sous-comité: MM. Bill Yurko (Ind., Edmonton—Est, Alberta), de mai 1981 à janvier 1982; Jim Manly (N.P.D. Cowichan—Malahat—Les Iles, C.-B.), mai et juin 1981; et l'honorable Erik Neilsen (P.C., Yukon, Yukon) qui a assisté aux audiences du sous-comité tenues à Faro et Whitehorse (Yukon), en juin 1981.

Dessin couverture: York Advertising Ltd.

Photo couverture: Centre de Photographie du Gouvernement canadien, Office national du film du Canada

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 40

Le mercredi 7 avril 1982

Président: M. Keith Penner

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 40

Wednesday, April 7, 1982

Chairman: Mr. Keith Penner

*Procès-verbaux et témoignages
du Comité permanent des*

*Minutes of Proceedings and Evidence
of the Standing Committee on*

Affaires indiennes et du développement du Nord canadien

Indian Affairs and Northern Development

CONCERNANT:

Ordre de renvoi se rapportant à l'étude sur les opérations de la Commission d'énergie du Nord canadien

Y COMPRIS:

Le quatrième rapport à la Chambre (Rapport du Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien)

RESPECTING:

Order of Reference pertaining to study on operations of the Northern Canada Power Commission

INCLUDING:

The Fourth Report to the House (Report of the Sub-committee on the Northern Canada Power Commission)

Première session de la
trente-deuxième législature, 1980-1981-1982

First Session of the
Thirty-second Parliament, 1980-81-82

COMITÉ PERMANENT DES AFFAIRES
INDIENNES ET DU DÉVELOPPEMENT
DU NORD CANADIEN

Président: M. Keith Penner

Vice-président: M. René Gingras

STANDING COMMITTEE ON
INDIAN AFFAIRS AND
NORTHERN DEVELOPMENT

Chairman: Mr. Keith Penner

Vice-Chairman: Mr. René Gingras

Messieurs — Messrs.

Allmand
Beauchamp-Niquet (Mrs.)
Burghardt
Chénier
Cyr

Fretz
Greenaway
Ittinuar
Korchinski
Loiselle

Maltais
Manly
McCuish
Nickerson

Oberle
Schellenberger
Tousignant
Watson—(20)

(Quorum 11)

Le greffier du Comité

François Prigent

Clerk of the Committee

Publié en conformité de l'autorité de l'Orateur de la Chambre
des communes par l'Imprimeur de la Reine pour le Canada

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada, Hull, Québec, Canada K1A 0S9

Published under authority of the Speaker of the
House of Commons by the Queen's Printer for Canada

Available from the Canadian Government Publishing Centre, Supply and
Services Canada, Hull, Québec, Canada K1A 0S9

Le Comité permanent des Affaires indiennes et du développement du Nord canadien a l'honneur de présenter son

QUATRIÈME RAPPORT

Conformément à son Ordre de renvoi du jeudi 5 mars 1981, votre Comité, tel que chargé, a désigné un sous-comité de sept membres pour étudier tout aspect des opérations de la Commission d'énergie du Nord canadien.

Le Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien a soumis son rapport à votre Comité qui l'a adopté. Le rapport se lit comme suit:

Le Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien a l'honneur de présenter son

PREMIER RAPPORT

Conformément à l'Ordre de renvoi reçu du Comité permanent des Affaires indiennes et du développement du Nord canadien en date du 12 mars 1981, le Sous-comité a étudié tout aspect des opérations de la Commission d'énergie du Nord canadien et soumet le rapport suivant:

TABLE DES MATIÈRES

	Page
Résumé des constatations et recommandations	7
Partie I Le mandat du sous-comité	11
Partie II Les préoccupations des résidants du nord	15
A La spécificité du nord	15
B L'approvisionnement d'électricité dans les Territoires	17
1. Au Yukon	17
2. Dans les Territoires du Nord-Ouest	19
C Un profil des tarifs de la CENC	20
D Les problèmes	24
Partie III Structures administratives de rechange	27
A Origine, pouvoirs et responsabilités de la CENC	27
B Organisation, gestion et administration de la CENC	29
C Déménagement de l'administration centrale de la CENC vers le Nord	30
D Remplacement de la CENC par des sociétés de la Couronne territoriales	33
E L'apport des sociétés privées d'utilité publique	36
Partie IV Le besoin d'orientation et de coordination en matière de planification	41
A Le problème	41
B Mécanismes existants	42
1. Prévision de la demande	42
2. Planification des installations	43
3. Planification financière	44
4. Méthodes de planification des sociétés privées d'utilité publique	45
C Un moyen de coordination	45
Partie V Une solution au dilemme de la réglementation	49
A Procédés actuels de tarification	49
B Rationalisation des tarifs	51
C Affranchissement de la compétence territoriale	52

	Page
Partie VI Le financement de l'électricité au nord du 60^e parallèle	55
A Le financement actuel de la CENC	55
B Le financement des sociétés privées d'utilité publique	57
C Le financement par les gouvernements territoriaux	58
D Formule actuelle de subvention du coût de l'électricité	59
E Autre mécanisme de subvention de l'électricité	60
Partie VII Répercussions financières des recommandations	65
A Tarifs d'électricité prévus sans l'aide financière supplémentaire du gouvernement fédéral	65
1. Au Yukon	65
2. Dans les Territoires du Nord-Ouest	66
B Influence sur les tarifs de la radiation de la dette et d'un financement par voie de subventions pour fins d'immobilisations	67
C Fixation des taux après la mise en œuvre des recommandations du sous-comité	68
ANNEXES	
A Liste des témoins	73
B L'évolution des activités de la CENC	81
C Les installations de la CENC	85
D Analyse du projet d'entreprise mixte proposé par la <i>Yukon Electrical</i> et de la contre-proposition formulée par la CENC	87
E L'analyse des tarifs d'électricité selon diverses options administratives	91
F Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien	101

RÉSUMÉ DES CONSTATATIONS ET RECOMMANDATIONS

Le Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien a été chargé par le Comité permanent des Affaires indiennes et du développement du Nord canadien d'examiner la situation de la CENC parce que les résidants du Nord sont préoccupés tant par le coût de l'électricité et la structure des tarifs que par le mode de fonctionnement de la CENC et les moyens de réglementation. Les audiences tenues par le sous-comité par tout le Nord de même que d'autres enquêtes ont confirmé la validité de ces préoccupations et la nécessité d'une initiative par le Gouvernement du Canada pour résoudre ce problème (Partie II).

Les constatations et recommandations du sous-comité peuvent se résumer ainsi:

Structures administratives de rechange (Partie III)

Après avoir étudié les structures administratives actuelles, le sous-comité a fait les constatations suivantes:

- les gouvernements territoriaux n'ont presque aucune compétence législative et réglementaire à l'égard de la CENC puisqu'il s'agit d'une société de la Couronne fédérale;
- les pouvoirs, les procédés budgétaires et les mécanismes décisionnels du gouvernement fédéral ne rendent pas la CENC pleinement responsable envers la population qu'elle dessert;
- bien que la CENC est loin de ses clients et des gouvernements territoriaux, son déménagement dans le Nord entraînerait des coûts additionnels et des engagements importants à long terme; et

- toute entreprise d'utilité publique desservant uniquement le Nord aurait de la difficulté à obtenir toute l'expertise nécessaire.

Ces constatations ont incité le sous-comité à formuler les recommandations suivantes:

- 1) **Le gouvernement fédéral devrait amorcer des discussions avec les gouvernements territoriaux en vue de créer des sociétés de la Couronne territoriales distinctes qui assumerait les responsabilités actuelles de la CENC.**
- 2) **La CENC ne devrait pas déménager vers le Nord si la possibilité d'une délégation complète, par le fédéral, des responsabilités de la CENC aux gouvernements territoriaux, n'est pas rapidement acceptée.**
- 3) **Les gouvernements territoriaux devraient amorcer des discussions avec la CENC et les sociétés privées d'utilité publique, pour déterminer comment celles-ci pourraient aider les sociétés de la Couronne territoriales à remplir leur mandat.**

Le besoin d'orientation et de coordination en matière de planification (Partie IV)

Après avoir examiné les mécanismes de planification, le sous-comité a fait les constatations suivantes:

- la planification de la satisfaction des besoins en électricité est particulièrement difficile et vitale dans le Nord;
- les gouvernements fédéral et territoriaux doivent raffermir leur orientation; et
- les mécanismes de planification adoptés par la CENC et les sociétés privées d'utilité publique sont adéquats, compte tenu des limites de leurs mandats, mais une meilleure coordination de la planification s'impose.

Ces constatations ont amené le sous-comité à formuler les recommandations suivantes:

- 4) **Le gouvernement fédéral et le gouvernement de chaque territoire devraient préparer un plan à long terme en matière d'énergie, qui évaluerait les besoins généraux d'énergie de chaque territoire et la façon de les satisfaire.**
- 5) **Un conseil de planification (réunissant des représentants gouvernementaux des services publics et des sociétés d'utilité publique, ainsi que des consommateurs et des producteurs d'électricité) devrait être créé dans chaque territoire afin de préparer et de mettre à jour, sur une base annuelle, un plan en matière d'énergie, en tenant compte de la politique énergétique à long terme du gouvernement, et formuler des recommandations relativement au financement gouvernemental d'études de faisabilité et d'autres études sur la planification.**

Une solution au problème de la réglementation (Partie V)

Lors de l'étude des mécanismes de réglementation, le sous-comité a fait les constatations suivantes:

- les tarifs sont basés principalement sur le coût du service;
- un tarif comporte, dans une certaine mesure, des subventions par recoupement, tant à l'intérieur de certains groupes qu'entre les divers groupes de clients, et il doit nécessairement être bien réglementé;
- les régies des services publics, qui existent actuellement dans les Territoires, ont pleine autorité sur les sociétés privées d'utilité publique, mais pas sur la CENC; et
- la dévolution, aux sociétés d'énergie territoriales, des responsabilités de la CENC, supprimerait cet obstacle à une véritable réglementation.

Ces constatations ont incité le sous-comité à faire la recommandation suivante:

- 6) Toutes les sociétés d'énergie territoriales qui oeuvrent au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest devraient être pleinement assujetties à la réglementation de leurs régies des services publics respectives.**

Le financement de l'électricité au nord du 60e parallèle (Partie VI)

Au chapitre du financement, le sous-comité a fait les constatations suivantes:

- des inéquités et des incidences adverses surviendraient si l'on forçait les sociétés d'utilité publique du Nord à récupérer tous les coûts d'électricité à même les tarifs imposés aux consommateurs nordiques;
- sans l'aide gouvernementale, les sociétés privées d'utilité publique ne peuvent faire qu'une contribution restreinte à la réduction du prix de l'électricité;
- toute aide financière consentie par le gouvernement fédéral, que celle-ci se fasse directement ou par l'entremise des gouvernements territoriaux, sera considérée comme une dépense budgétaire du Gouvernement du Canada, aussi longtemps que les consommateurs ne pourront payer tous les coûts de production, de transport et de distribution de l'électricité; et
- il importe de distinguer entre les agglomérations reculées alimentées par des génératrices au diesel et les agglomérations qui peuvent être desservies par des installations hydro-électriques, actuelles ou futures.

Ces constatations ont amené le sous-comité à formuler les recommandations suivantes:

- 7) La dette actuelle de la CENC envers le Gouvernement du Canada devrait être radiée des comptes du Canada.
- 8) Le Gouvernement du Canada, avec le concours des gouvernements territoriaux, devrait établir, sur une base annuelle, des prix maximums qui serviraient à déterminer les subsides pour l'électricité consommée dans le Nord.
- 9) On devrait songer à recourir aux capitaux privés comme moyen de financement lorsque le coût d'une centrale peut être pleinement récupéré en respectant les prix maximums.
- 10) On devrait négocier des arrangements de financement souples, prévoyant le décalage des frais de la dette durant une certaine période, lorsque les coûts dépassent les niveaux maximums, dans le cas des prêts destinés au financement des installations hydro-électriques qui devraient fournir, ultérieurement, de l'électricité à un prix inférieur au plafond prévu.
- 11) Les dépenses d'immobilisations de toutes les autres installations d'électricité devraient être financées par voie de subventions pour fins d'immobilisations.
- 12) Dans les régions reculées où les mesures qui précèdent s'avèrent inadéquates, des subventions pour fins d'exploitation devraient être accordées pour ramener les tarifs au niveau des prix maximums.

Dans la mesure où les ressources territoriales ont été utilisées principalement pour le développement de l'ensemble de l'économie canadienne, le financement de l'infrastructure dans le domaine de l'énergie électrique au nord du 60^e parallèle ne peut reposer uniquement sur les usagers du Nord, mais doit être assumé, jusqu'à un certain point, par tous les Canadiens, par l'entremise de leur gouvernement fédéral (Partie VII).

Partie I

LE MANDAT DU SOUS-COMITÉ

En 1974, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien déclarait que la Commission d'énergie du Nord canadien (la CENC) devrait être responsable de la production et du transport de l'électricité en provenance de toutes les grandes installations situées au nord du 60e parallèle, alors que la distribution de l'électricité pourrait être de ressort local. Depuis, le coût de l'électricité a grandement augmenté. Cette situation, qui accable la population vivant au nord du 60e parallèle, est devenue une source de préoccupation pour les gouvernements, tant fédéral que territoriaux, et pour le Comité permanent des Affaires indiennes et du développement du Nord canadien. En 1976, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien demandait à un groupe de travail d'examiner la question du coût de l'électricité dans le Nord. Même si le groupe de travail a constaté que les tarifs en vigueur à ce moment-là n'étaient pas très différents des tarifs en vigueur dans d'autres parties du pays, il n'en a pas moins recommandé, pour limiter la hausse des tarifs à environ 10 p. 100 par année, de décaler le remboursement des intérêts et du principal dus par la CENC. Le gouvernement fédéral avait alors rejeté cette recommandation.

Dès novembre 1978, le gouvernement fédéral a donné suite aux recommandations du groupe de travail en inscrivant dans le Programme fédéral de soutien à l'électricité, des subsides plus importants pour l'électricité. Cette initiative permettait de venir en aide aux consommateurs domestiques admissibles des deux Territoires, en ramenant le coût des premiers 700 kWh consommés chaque mois au niveau moyen pour une consommation semblable dans les capitales territoriales, soit Whitehorse et Yellowknife. En 1980, une subvention d'égalisation comparable était accordée aux petites entreprises, pour les premiers 1000 kWh consommés par mois.

En novembre 1980, lors d'une audience publique, le Comité permanent de la Chambre sur les Affaires indiennes et le développement du Nord canadien a constaté que les tarifs et les coûts demeuraient les principales questions litigieuses, que le mode de fonctionnement et

de réglementation de la CENC demeurait au coeur même des préoccupations de ses clients, et que le rôle de la CENC comme entreprise d'électricité au service des résidents du Nord, tout particulièrement dans le contexte du Programme énergétique national annoncé par le gouvernement fédéral, devait être précisé davantage. Le comité permanent reçut la mission de demander à un sous-comité d'étudier la situation. Cette décision a pris la forme de deux ordres de renvoi. Le premier, donné par la Chambre des communes, le 5 mars 1981, prenait la forme suivante:

IL EST ORDONNÉ,—Que le Comité permanent des affaires indiennes et du développement du Nord canadien soit habilité à étudier tout aspect des opérations de la Commission d'énergie du Nord canadien;

—Que la Chambre donne instruction au comité de constituer un sous-comité aux fins susmentionnées;

—Que le sous-comité soit habilité à se transporter d'un lieu à l'autre au Canada; et

—Que le sous-comité soit habilité à employer un personnel d'experts et de techniciens qui sera autorisé à l'accompagner dans ses déplacements.

Le 12 mars 1981, le Comité permanent sur les affaires indiennes et du développement du Nord canadien, adoptait l'ordre de renvoi suivant:

IL EST ORDONNÉ,—Qu'un Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien soit constitué et qu'il se compose du président, du vice-président, de deux députés du parti libéral, de deux députés du parti progressiste-conservateur et d'un député du nouveau parti démocratique nommés après les consultations habituelles avec les Whips des différents partis;

—Que le Sous-comité de la Commission d'énergie du Nord canadien soit habilité à étudier tout aspect des opérations de la Commission d'énergie du Nord canadien et que les mêmes pouvoirs contenus dans l'ordre de renvoi de la Chambre soient conférés au sous-comité;

—Que le sous-comité soit habilité à convoquer des personnes, à exiger la production de documents et de dossiers, à se réunir pendant que la Chambre siège et pendant les périodes où elle est ajournée, à faire imprimer au jour le jour les documents et témoignages selon qu'il juge à propos et à autoriser le président à tenir des séances pour recevoir des témoignages et dépositions, dont il ordonnera l'impression, lorsque le quorum n'est pas atteint; et

—Que des recherchistes de la Bibliothèque du Parlement soient détachés auprès du sous-comité.

Du 29 mai au 6 juin, le sous-comité a visité plusieurs agglomérations de l'ouest de l'Arctique et du 31 août au 3 septembre, il a visité Frobisher Bay et Rankin Inlet, dans l'est de l'Arctique. Le sous-comité y a entendu les préoccupations des gouvernements, des

représentants élus, des industries, des entreprises commerciales et du grand public. Du 20 au 22 septembre, le sous-comité a tenu des assemblées publiques avec les représentants de la CENC et des sociétés privées d'utilité publique, à Yellowknife et à Whitehorse. Le sous-comité a également consulté les gouvernements des deux Territoires.

Par la suite, le 24 novembre, grâce à l'aide de M. Peter Dobell des services du Centre parlementaire, les services des comptables agréés Coopers & Lybrand, ont été retenus pour assister le sous-comité dans sa tâche. Cette firme devrait étudier la viabilité de divers arrangements administratifs et financiers pour assurer l'approvisionnement en électricité de chaque territoire.

Le sous-comité désire remercier la Commission d'énergie du Nord canadien, le ministre et le personnel du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, les gouvernements et les assemblées législatives des Territoires, les sociétés privées d'utilité publique, l'industrie minière et les représentants du grand public qui ont contribué à ses travaux. (La liste des témoins figure à l'annexe A). Il est à espérer que le présent rapport contribuera à résoudre certains des problèmes reliés au maintien d'un approvisionnement fiable d'électricité, à un coût raisonnable pour tous les résidents du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest. Ainsi, le sous-comité aura participé à l'effort général actuellement en cours au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, visant à l'élaboration d'une stratégie énergétique globale.

Les membres du sous-comité remercient le greffier, M. François Prigent, responsable de la coordination des activités administratives et de soutien du sous-comité, et Mme Sonya Dakers, coordonnatrice des recherches, qui a brillamment dirigé le travail des agents de recherche de la Bibliothèque du Parlement, notamment M. Joe Gartner, Mme Katharine Dunkley, M. André Morin, M. David Chafeitz et M. Marion Wrobel. Nous remercions particulièrement M. Glenn Ross, de la firme Coopers & Lybrand, et Mme Dakers qui, sous la direction du président, ont rédigé le projet de rapport du sous-comité. Ils furent assistés dans leur travail par M. Robin Ghosh, également de la firme Coopers & Lybrand. Les membres du sous-comité sont reconnaissants envers ces personnes pour leur concours à l'élaboration du projet de rapport.

Partie II

LES PRÉOCCUPATIONS DES RÉSIDANTS DU NORD

A. La spécificité du Nord

Ensemble, les deux Territoires représentent à peu près 40 p. 100 de la superficie totale du Canada, soit 536,000 km² au Yukon et 3,245,000 km² dans les Territoires du Nord-Ouest. Les activités de la CENC s'étendent donc sur un territoire de près de 4 millions de kilomètres carrés même si son chiffre d'affaires en fait l'une des plus petites entreprises d'utilité publique au Canada (Figure 1).

Selon le recensement de 1981, plus de 80 p. 100 des 23,000 habitants du Yukon sont regroupés dans huit agglomérations et, à elle seule, la ville de Whitehorse en compte 15,000. Cette dernière mise à part, seules les agglomérations de Dawson, Faro et Watson Lake comptent plus d'un millier d'habitants. Bien que de plus grosses agglomérations telles que Dawson et Watson Lake ne soient pas reliées au réseau d'électricité existant, vers la fin du siècle, on prévoit que la majorité des résidants du Yukon seront reliées à un tel réseau.

Les 46,000 résidants des Territoires du Nord-Ouest sont plus éparpillés. Environ 50 p. 100 de cette population habite Yellowknife et les agglomérations situées tout près de la frontière nord-albertaine, au sud du Mackenzie, et le reste est regroupé dans les petites agglomérations très dispersées du territoire. En 1980, plus de 66 p. 100 de la population, habitait des agglomérations qui n'étaient pas reliées à un réseau d'électricité. Celles-ci comptaient trois agglomérations principales, soit Inuvik (avec 3,100 habitants), Hay River (avec 2,800 habitants) et Frobisher Bay (avec 2,300 habitants), toutes trois alimentées par de la pétro-électricité. Vers l'an 2000, on prévoit que cinq autres agglomérations reculées des T.N.-O. seront reliées à un réseau.

Même si l'expérience a démontré que le Yukon et le Bassin du Mackenzie peuvent être efficacement alimentés en électricité, les réalités géographiques et climatiques du territoire situé au-delà de la limite arborescente en font une région unique. Au Yukon et dans le sud du Mackenzie, la CENC oeuvre dans des conditions climatiques et sociales comparables à

Figure 1



Source: CENC, 33^e Revue annuelle pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1981.

celles qu'on retrouve dans le nord des provinces. Toutefois, au-delà de la ligne arborescente, la rigueur des conditions environnementales pose des problèmes fort différents, tant par leur nature que par leur intensité, de ceux que rencontre l'industrie de l'électricité dans le sud du Canada. Pour reprendre les paroles du président de la CENC, M. James Smith, lors de sa rencontre avec les membres du Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien, à Whitehorse, le 22 septembre:

C'est lorsqu'on franchit la limite arborescente que les problèmes opérationnels prennent une dimension tout à fait différente . . . tout est différent: la façon de faire les choses, les méthodes de recrutement et les façons d'intéresser les employés, le mode d'exécution du travail, le transport du matériel, la réalisation des projets d'immobilisations, l'approvisionnement en combustible et en carburant . . . il s'agit d'un monde tout à fait différent . . . le *modus operandi*, dans ce monde, présente des défis tout à fait différents de ceux qu'on rencontre habituellement dans la région du Mackenzie et du Yukon (Fascicule 2, p. 2:113).

Cependant, dans cette région, l'approvisionnement en électricité est vitale pour les petites agglomérations isolées de l'Arctique où l'hiver est long. La CENC doit assurer le bon fonctionnement de centrales au diesel, sans interruption, dans des climats extrêmes, et entretenir des installations de réserve, pour parer aux pannes. Le transport et le stockage rendent le carburant qui permet de faire tourner les génératrices particulièrement coûteuses. Dans l'est de l'Arctique, en raison de la courte saison du transport maritime, des agglomérations comme Frobisher Bay doivent stocker un approvisionnement en carburant pour une année complète. Lorsque les approvisionnements sont épuisés, il faut emprunter la voie des airs et transporter le carburant depuis Montréal ou Churchill, pour reconstituer les réserves; est-il nécessaire d'ajouter que cette solution est plus coûteuse?

Alors que les réseaux terrestres et maritimes permettent d'accéder plus facilement à la côte ouest de l'Arctique, le pergélisol qui couvre presque tout le delta du Mackenzie pose, quant à lui, des problèmes physiques particuliers à la mise en place d'un grand réseau d'électricité.

Les différences en ce qui a trait aux opérations requises pour assurer un bon service d'électricité au nord du 60e parallèle, ont amené le sous-comité à envisager des méthodes différentes dans les Territoires.

B. L'approvisionnement en électricité dans les Territoires

1. Au Yukon

La CENC et la *Yukon Electrical Company Limited (Yukon Electrical)* se partagent la responsabilité de fournir et de distribuer l'électricité au Yukon. Voici comment l'électricité produite par la CENC est distribuée:

Tableau 1: Ventes d'électricité, pour l'exercice clos le 31 mars 1981

(en million de kWh)

Vente en gros (à la <i>Yukon Electrical</i>).....	178.6
Industriel	127.2
Résidentiel	11.8
Commercial	11.0
Eclairage de rues	0.2
Total	<u>328.8</u>

Source: CENC, 33^e *Revue annuelle* pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1981.

La *Yukon Electrical* a aussi produit et vendu environ 22 millions de kWh d'électricité.

Plus de 80 p. 100 de toute l'électricité est produite et vendue à l'intérieur du système Whitehorse—Aishihik—Faro, un système intégré où la CENC produit la plus grande partie de son électricité et où la *Yukon Electrical* distribue la plus grande partie de l'électricité vendue à des clients non industriels. Ailleurs, dans les agglomérations reculées, une même société assure la production et la distribution de l'électricité, et c'est la *Yukon Electrical* qui dessert la plupart de ces agglomérations. Quelques mines consomment une bonne part de l'électricité produite au Yukon.

Même si le Yukon a nettement profité, au début des années 1970, de l'électricité relativement bon marché produite par la CENC grâce à la centrale hydro-électrique de Whitehorse, depuis, le coût de l'énergie hydro-électrique a augmenté pour deux raisons. Tout d'abord, la centrale Aishihik, commandée en 1975, a coûté beaucoup plus cher que prévu; deuxièmement, son faible débit d'eau ne lui a pas permis de produire à pleine capacité. Il a donc fallu compléter la production en recourant au diesel, qui coûte de plus en plus cher.

La CENC a récemment fait un appel d'offres pour construire une quatrième turbine hydro-électrique à Whitehorse; cette turbine devrait permettre de réduire, sans toutefois l'éliminer, la quantité d'électricité produite à partir de diesel, dans le système Whitehorse—Aishihik—Faro. On prévoit maintenant que cette turbine coûtera beaucoup plus que prévu, mais cette électricité devrait quand même revenir moins cher que celle produite à partir de diesel.

La *Yukon Electrical* envisage également d'accroître sa capacité hydro-électrique. Elle a fait des études de pré-faisabilité et de faisabilité qui indiquent qu'on pourrait obtenir une quantité additionnelle d'électricité, de façon économique, en construisant une troisième turbine, pour tirer parti de la force hydraulique du McIntyre Creek où la *Yukon Electrical* produit de l'électricité. La société a entrepris des démarches auprès du Gouvernement du Yukon pour négocier le partage des coûts et des recettes de ces nouvelles installations.

A cause de la politique gouvernementale de 1974 qui empêche les sociétés privées d'utilité publique d'occuper, à l'avenir, une place d'importance dans la production et le transport de l'électricité, la *Yukon Electrical* a décidé, en 1976, d'offrir ses actifs et son entreprise à la CENC. L'échec de ces pourparlers de même que la concurrence au niveau de la distribution sont à l'origine du climat peu favorable au maintien d'un esprit de coopération entre les deux entreprises. Elles estiment qu'il ne devrait y avoir qu'une seule entreprise d'utilité publique qui assure la production, le transport et la distribution de l'électricité au Yukon, et chacune aimerait bien jouer ce rôle. On parlera un peu plus loin de la proposition de la *Yukon Electrical* visant la prise en charge des opérations de la CENC, au Yukon, et la contre-proposition formulée par la CENC visant la prise en charge des opérations de cette société privée.

2. Dans les Territoires du Nord-Ouest

La CENC est la principale entreprise d'utilité publique dans les Territoires du Nord-Ouest: elle produit presque toute l'électricité et en assure la distribution dans toutes les agglomérations, à part Yellowknife, Hay River et certaines agglomérations voisines. La CENC alimente environ 50 agglomérations en électricité et elle fournit également des services de chauffage et d'eau à une ou deux d'entre elles. La société *Alberta Power Limited* produit et distribue de l'électricité à Hay River et dans les régions voisines, et la *ICG Utilities (Plains-Western) Ltd.* distribue, à Yellowknife, l'électricité qu'elle achète de la CENC. Voici comment l'électricité produite par la CENC est distribuée.

Tableau 2: Ventes d'électricité pour l'exercice clos le 31 mars 1981

	(en million de kWh)
Vente en gros (à la <i>Plains-Western</i>)	79.9
Industriel	147.9
Résidentiel	67.3
Commercial	65.6
Éclairage de rues	1.7
Total	362.4

Source: CENC, 33^e *Revue annuelle* pour l'exercice financier terminé le 31 mars 1981.

Durant la même période, l'*Alberta Power Limited* a également produit et vendu 23,7 millions de kWh d'électricité.

Autour du Grand Lac des Esclaves et d'Inuvik, certains réseaux sont reliés. Tout comme au Yukon, la capacité additionnelle amenée dans la région Snare—Yellowknife, en 1976, a enregistré des dépassements de coûts. Ici, la faiblesse des débits d'eau a également entraîné un recours croissant au diesel. Dans la plupart des autres agglomérations, l'électricité est produite au moyen de génératrices au diesel, là où l'électricité est vendue. Étant donné l'éloignement de la plupart des agglomérations des T.N.-O., il est peu probable que la situation change bientôt.

Il y a plusieurs années, l'*Alberta Power* a sollicité l'autorisation de construire une ligne de transport pour relier Hay River à son réseau du nord de l'Alberta. Ce projet a été annulé suite aux délais d'autorisation et, selon l'*Alberta Power*, le projet pourrait ne pas être économique, pour le moment. Ni la CENC ni les sociétés privées n'envisagent de construire, dans un proche avenir, des centrales qui réduiraient nettement la demande de pétro-électricité.

Tout comme au Yukon, l'industrie minière est un important consommateur d'électricité, dans les T.N.-O. La croissance ou le déclin de cette industrie influencera sans aucun doute beaucoup la demande et le prix de l'électricité. Dans les T.N.-O., la plupart des autres clients sont soit des administrations gouvernementales, soit des personnes soutenues par celles-ci. Pour nombre de petites agglomérations des T.N.-O., le commerce de l'électricité est davantage un service collectif pour les gouvernements qu'un service au public. Les répercussions du prix croissant de l'électricité sont moins pénibles pour plusieurs consommateurs des agglomérations qui touchent des allocations ou une aide du Trésor public.

C. Un profil des tarifs de la CENC

Les tarifs d'électricité dans le Nord sont, dans l'ensemble, relativement élevés, si on les compare à ceux en vigueur ailleurs au pays, et ils augmentent plus rapidement que dans le Sud. Les tarifs varient aussi beaucoup d'une agglomération à l'autre. Ce phénomène est illustré au tableau 3 qui présente un profil des tarifs de la CENC, tels que proposés pour 1982-1983. On y constate qu'en moyenne, les tarifs pour la zone tarifaire des Territoires du Nord-Ouest seront deux fois plus élevés que ceux de la zone tarifaire du Yukon. A l'intérieur de chaque territoire, les tarifs varient encore beaucoup plus que ne l'indique le tableau. Dans la catégorie résiduaire, intitulée «toutes les autres agglomérations», il y a six agglomérations où les tarifs proposés pour 1982-1983 sont supérieurs à 50¢ le kWh.

Dans les Territoires du Nord-Ouest, selon les tarifs soumis par la CENC pour 1982-1983, 85 p. 100 de la consommation d'électricité pendant cette période sera assujettie à un tarif inférieur à 11¢ le kWh. Pour les derniers 15 p. 100, le tarif moyen sera supérieur à 28¢ le kWh. Au Yukon, un pourcentage plus faible de la consommation d'électricité sera assujetti à un tarif très élevé et à peine 1 p. 100 le sera au taux moyen de 16,7¢ le kWh. Le taux moyen, pour le reste du Yukon, sera inférieur à 8¢ le kWh. Du point de vue du consommateur, ces tarifs moyens ne reflètent pas la réalité parce que les coûts et les profits des sociétés d'utilité publique devraient être ajoutés afin d'atteindre les tarifs de vente en gros de la CENC.

En règle générale, les tarifs très élevés s'appliquent aux petites agglomérations isolées alimentées en pétro-électricité. Non seulement cette forme d'électricité est-elle plus coûteuse, mais plusieurs de ces agglomérations isolées doivent assumer le coût élevé du transport du carburant.

Tableau 3: PROFIL DES TARIFS PROPOSÉS PAR LA CENC POUR 1982/1983⁽¹⁾

Agglomération/ Système	Ventes ⁽²⁾ (en million de kWh)	Tarif moyen (en ¢ par kWh)
Zone tarifaire des T.N.-O.		
Fort Simpson.....	6.07	20.26
Frobisher Bay	18.41	25.90
Inuvik	25.26	19.23
Rankin Inlet	5.73	30.63
Snare—Yellowknife	125.02	10.79 ⁽⁴⁾
Taltson, Système.....	141.58	8.61
Tuktoyaktuk	7.50	27.26
Toutes les autres agglomérations	52.75	34.30
Sous-Total	382.32	15.28
Zone tarifaire du Yukon		
Dawson	5.55	16.65
Johnsons Crossing.....	0.03	32.98
Mayo, Système	32.36	4.49
Whitehorse-Faro, Système.....	363.55	7.73 ⁽³⁾⁽⁴⁾
Sous-total.....	401.49	7.59
Total.....	783.81	11.34

(1) Basé sur les tarifs proposés pour 1982-1983 et sur la clause de redressement de 1982 permettant de tenir compte du coût du carburant.

(2) Prévisions pour 1982-1983.

(3) Le redressement permettant de tenir compte du coût du carburant est basé sur les ventes de pétro- et d'hydro-électricité, en 1980-1981.

(4) Y compris les prix de vente en gros.

Source: CENC, *Redressement tarifaire proposé, à compter d'avril 1982, zone tarifaire du Yukon*; et CENC, *Redressement tarifaire proposé, à compter d'avril 1982, zone tarifaire des Territoires du Nord-Ouest*.

Le tableau 4 et le schéma 1 présentent un profil évolutif des tarifs moyens de la CENC, depuis 1969. La lecture de ces données statistiques montre que durant la dernière moitié des années 1970, on a enregistré une accélération des hausses des tarifs d'électricité. Si les tarifs proposés récemment sont appliqués, le rythme d'accroissement s'accroîtra davantage. Dans l'ensemble, les tarifs en 1982-1983 seront supérieurs aux tarifs moyens de 1980-1981, dans une proportion de 58 pour cent. Dans les Territoires du Nord-Ouest, la hausse, sur une période de deux ans, est supérieure à 54 pour cent, alors qu'elle s'établit à environ 85 pour cent, au Yukon.

Ces données révèlent également l'écart entre les tarifs applicables au Yukon et ceux qui s'appliquent aux Territoires du Nord-Ouest. Depuis 1977, les tarifs, dans les T.N.-O., ont toujours été deux fois plus élevés que ceux en vigueur au Yukon. Cet écart a eu tendance à s'accroître au cours des cinq dernières années, quoique les tarifs proposés récemment ramènent cet écart, à nouveau, à 2:1.

Enfin, le tableau 5 présente certaines données statistiques qui permettent de comparer les tarifs en vigueur dans le Nord aux tarifs appliqués ailleurs au Canada. Comme on peut le

Tableau 4: ÉVOLUTION DES TARIFS DE LA CENC

Tarifs moyens (en ¢ par kWh)

Année terminée le 31 mars	Système complet	Zone tarifaire des T.N.-O.	Zone tarifaire du Yukon
1983 (proposé)	11.34	15.28	7.59
1982 (prévu)	9.60	13.96	5.16
1981	7.16	9.90	4.10
1980	6.45	8.76	3.80
1979	5.89	7.93	3.50
1978	5.06	6.74	3.15
1977	4.35	5.61	2.67
1976	3.08		
1975	2.76		
1974	2.54		
1973	2.45		
1972	2.10		
1971	1.74		
1970	1.93		
1969	1.75		

Source: CENC, *Revue annuelle*, diverses années et *Redressement tarifaire proposé*, à compter d'avril 1982, zone tarifaire du Yukon; CENC, *Redressement tarifaire proposé*, à compter d'avril 1982, zone tarifaire des Territoires du Nord-Ouest.

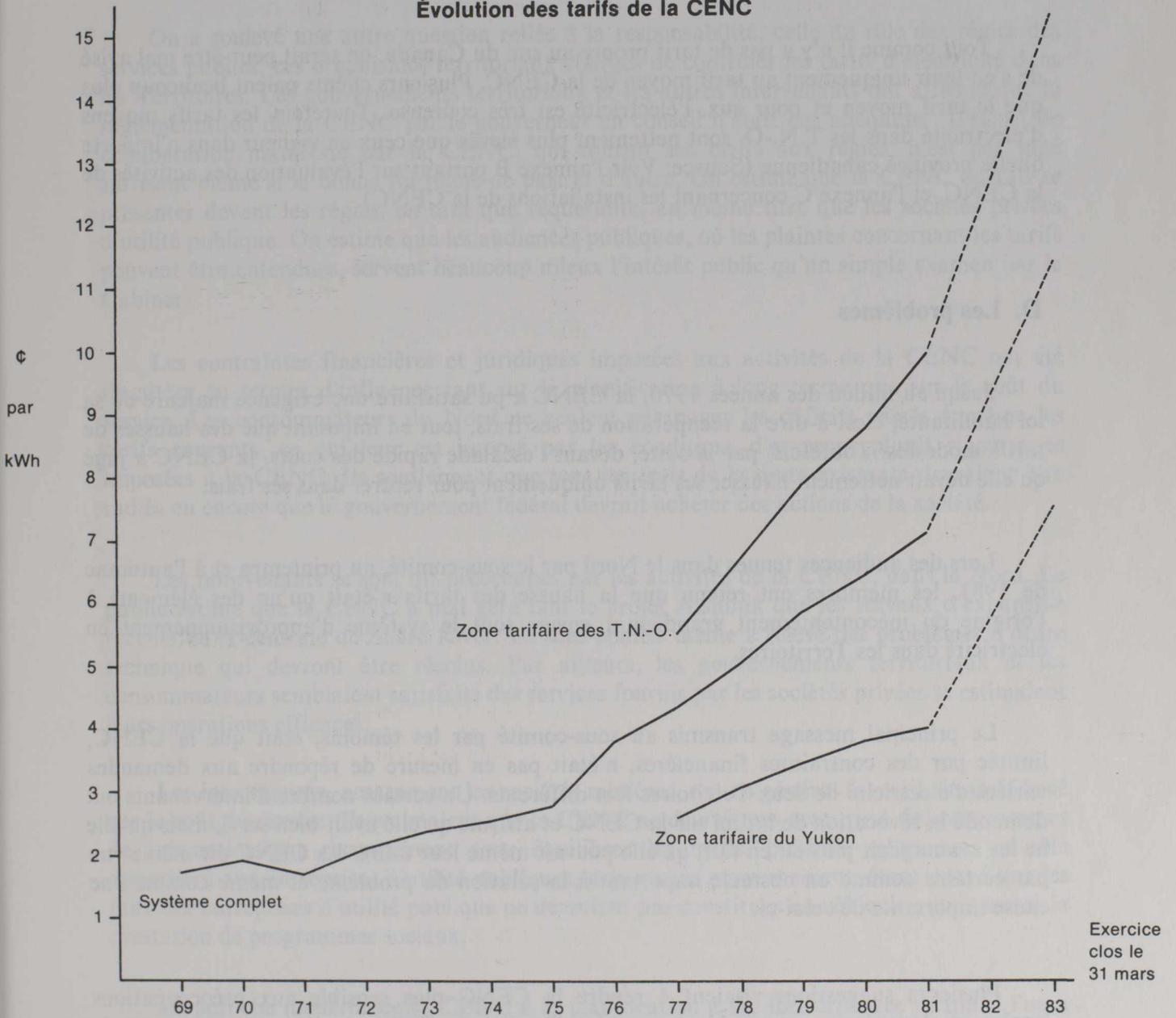
Tableau 5: TARIFS DE L'ÉLECTRICITE RÉSIDENIELLE AU CANADA, 1981

	Région rurale	Région urbaine
	(en ¢ par kWh)	
<i>B.C. Hydro</i>	3.87	3.87
<i>Trans Alta Utilities</i>	4.70	4.93
<i>Alberta Power</i>	6.49	6.46 à 7.12
<i>Saskatchewan Power</i>	4.16	4.06
<i>Manitoba Hydro</i>	3.32	4.14
<i>Ontario Hydro</i>	7.01	7.80
<i>Hydro Québec</i>	3.28	3.28
<i>Nfld. Light and Power</i>	4.94	4.94
<i>New Brunswick Electric Power Commission</i>	5.28	5.38
<i>Nova Scotia Power Corpora- tion</i>	4.96	4.96
<i>Maritime Electric Company</i> ...	9.44	9.72

Source: Publication du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources intitulée *Electricity Rates in Canada* - Novembre 1981.

Schéma 1

Évolution des tarifs de la CENC



constater, il n'y a pas de tarifs propres au sud du Canada; au Sud, les tarifs varient beaucoup. Dans plusieurs régions du Canada, les tarifs sont nettement inférieurs à ceux imposés dans le Nord. Toutefois, en 1981, les tarifs de la CENC, en général, n'étaient pas les plus élevés au pays. Ce sont les consommateurs de l'Île-du-Prince-Édouard, desservis par la *Maritime Electric Company*, qui paient actuellement les tarifs les plus forts parce qu'ils consomment également de la thermo-électricité.

Tout comme il n'y a pas de tarif propre au sud du Canada, on serait peut-être mal avisé de s'en tenir uniquement au tarif moyen de la CENC. Plusieurs clients paient beaucoup plus que le tarif moyen et pour eux, l'électricité est très coûteuse. Toutefois, les tarifs moyens d'électricité dans les T.N.-O. sont nettement plus élevés que ceux en vigueur dans n'importe quelle province canadienne (Source: Voir l'annexe B portant sur l'évaluation des activités de la CENC, et l'annexe C concernant les installations de la CENC).

D. Les problèmes

Jusqu'au milieu des années 1970, la CENC a pu satisfaire une exigence majeure de sa loi habilitante, c'est-à-dire la récupération de ses frais, tout en imposant que des hausses de tarifs modestes. Toutefois, par la suite, devant l'escalade rapide des coûts, la CENC a jugé qu'elle devait nettement hausser ses tarifs uniquement pour rentrer dans ses frais.

Lors des audiences tenues dans le Nord par le sous-comité, au printemps et à l'automne de 1981, les membres ont retenu que la hausse des tarifs n'était qu'un des éléments à l'origine du mécontentement grandissant envers tout le système d'approvisionnement en électricité dans les Territoires.

Le principal message transmis au sous-comité par les témoins, était que la CENC, limitée par des contraintes financières, n'était pas en mesure de répondre aux demandes variées d'électricité de deux Territoires fort différents. Un certain nombre d'intervenants ont demandé la révocation de la Loi sur la CENC et affirme qu'elle avait bien servi, mais qu'elle ne les avantageait plus et, en fait, qu'elle pouvait même leur nuire. La CENC est même vue par certains comme un obstacle important à la solution du problème et même comme une cause importante de celui-ci.

Plusieurs suggestions visaient à rendre la CENC plus sensible aux préoccupations locales et davantage responsable envers les Territoires. Celles-ci visaient notamment le déménagement de l'administration centrale de la CENC vers le Nord, et même, en fait, dans deux villes du Nord, étant donné que cette recommandation était habituellement assortie d'une autre visant le fractionnement de l'entreprise en deux opérations territoriales. En fait, la majorité des intervenants envisageaient cette initiative uniquement comme une mesure intérimaire en attendant la création de sociétés de la Couronne territoriales tout à fait autonomes.

Les gouvernements territoriaux ont réclamé la création de sociétés territoriales distinctes, accompagnée du transfert des actifs libérés de la CENC. Les T.N.-O. ont toutefois reconnu que la radiation de la dette et le transfert des actifs n'allaient pas résoudre l'énorme problème du financement du coût des immobilisations et de la hausse prévue du coût du pétrole. Si la dette devait augmenter à nouveau, la nouvelle société de la Couronne serait handicapée.

On a soulevé une autre question reliée à la responsabilité, celle du rôle des régies des services publics, ces organismes territoriaux chargés de contrôler les tarifs d'électricité dans les Territoires. Les gouvernements territoriaux et les autres intervenants ont affirmé que la réglementation de la CENC par le gouverneur en conseil n'était pas adéquate. L'esprit de collaboration manifesté par la CENC, qui fournit ses tarifs aux régies, n'est pas jugé suffisant même si la bonne foi règne de part et d'autre. On estime que la CENC devrait se présenter devant les régies, en tant que requérante, au même titre que les sociétés privées d'utilité publique. On estime que les audiences publiques, où les plaintes concernant les tarifs peuvent être entendues, servent beaucoup mieux l'intérêt public qu'un simple examen par le Cabinet.

Les contraintes financières et juridiques imposées aux activités de la CENC ont été discutées en termes d'influence tant sur la planification à long terme que sur le coût du service. Les consommateurs du Nord ne veulent pas payer les déficits passés à même les tarifs courants, ce qui leur est imposé par les conditions d'emprunt plutôt rigoureuses imposées à la CENC. Ils soutiennent que tous les frais de la dette existante devraient être radiés ou encore que le gouvernement fédéral devrait acheter des actions de la société.

Les intervenants se sont dit préoccupés par les activités de la CENC, dans le Nord. Le public estime que la CENC a mal géré tant le projet Aishihik que les travaux d'expansion récents de la centrale de Snare River. Le sous-comité même a relevé des problèmes d'ordre technique qui devront être résolus. Par ailleurs, les gouvernements territoriaux et les consommateurs semblaient satisfaits des services fournis par les sociétés privées et estimaient leurs opérations efficaces.

Les intervenants, notamment les sociétés minières, ont en général favorisé un tarif basé sur le coût du service. Ils estimaient que la CENC ne devrait pas recourir à des programmes de subvention par recoupement pour équilibrer les tarifs, puisque, selon eux, ce rôle appartient aux entreprises d'utilité publiques, non pas au gouvernement, étant donné que les taux des entreprises d'utilité publique ne devraient pas constituer un véhicule pour assurer la prestation de programmes sociaux.

L'approche modérée de la CENC à la planification a été fort critiquée même si l'on a reconnu que le mandat et les ressources financières de la société prévenaient toute orientation à long terme, tout particulièrement en l'absence d'une politique fédérale sur l'énergie. Les sociétés minières souhaitaient voir l'adoption de programmes d'aménagement hydro-électrique à long terme, pour répondre aux besoins locaux. Par contre, d'autres jugeaient que la surexpansion était à l'origine du problème. Plusieurs personnes souhaitaient l'adoption d'un mécanisme amélioré d'autorisation pour les nouveaux projets d'aménagement hydro-électrique.

Partie III

STRUCTURES ADMINISTRATIVES DE RECHANGE

A. Origine, pouvoirs et responsabilités de la CENC

La Commission d'énergie du Nord canadien (la CENC) est le principal organisme de production et de transport d'électricité dans les Territoires. A titre d'agent du gouvernement fédéral, la Commission se voit confier des responsabilités en matière de planification, de gestion et d'exploitation des services d'électricité, en vertu de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien (Voir annexe F). La loi ne force pas la CENC à fournir des services d'électricité partout dans le Nord et elle n'accorde pas à la Commission de droit exclusif à cet égard. C'est une politique gouvernementale qui précise que la CENC devrait être responsable de la production et du transport massifs de l'électricité, au nord du 60e parallèle.

Créée en 1948 sous le nom de Commission d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, cette société de la Couronne devait fournir de l'électricité pour favoriser l'exploitation minière. En 1950, son champ d'activité fut étendu au Yukon, dans le même but. En 1956, un amendement à la loi lui donna un nouveau nom: la Commission d'énergie du Nord canadien. Par la même occasion, le mandat de la Commission était élargi pour lui permettre de fournir des «services d'utilité publique», définis comme étant des services d'électricité, de chaleur, d'eau, d'égout et de téléphone.

En 1975, les derniers changements qui furent apportés à la loi, permirent d'augmenter le nombre des représentants des Territoires à la Commission et d'aider, dans une certaine mesure, les agglomérations où le prix de l'électricité était élevé, en créant des zones tarifaires et en établissant des tarifs pour l'ensemble de chaque Territoire, au lieu d'établir les tarifs centrale par centrale, comme c'était le cas auparavant.

La loi habilite la CENC à conclure des accords concernant l'approvisionnement en électricité, à étudier des projets d'aménagement électrique et à construire ou à acquérir des installations pour répondre à ses besoins. Aux termes de la loi, la Commission doit suivre les directives qui lui sont données par le gouverneur en conseil ou par le ministre relativement à l'exercice de ses pouvoirs. Elle doit notamment soumettre au gouverneur en conseil les mesures visant l'expropriation des terres, les tarifs, y compris les provisions pour éventualités intégrées à ces tarifs, et les conditions des prêts qui lui sont consentis, tels qu'autorisés par le ministre des Finances.

Dans l'exercice de son mandat, la Commission n'est pas juridiquement assujettie aux institutions législatives ou réglementaires des Territoires. Dans l'exercice de certains de ses pouvoirs, la CENC est toutefois assujettie aux mécanismes réglementaires fédéraux. Si ces ouvrages influencent les eaux de l'un ou l'autre territoire, la CENC doit respecter les dispositions de la Loi sur les eaux intérieures du Nord. La Commission doit également respecter le Règlement fédéral sur l'utilisation des terres, adopté aux termes de la Loi sur les terres territoriales et elle peut être obligée de se procurer des permis pour construire ou exploiter des installations, notamment des centrales, des sous-stations et des lignes de transport et de distribution. De plus, à titre de société de la Couronne fédérale, la CENC devrait préparer des déclarations concernant les répercussions environnementales, pour se conformer au Processus fédéral d'examen des évaluations environnementales (PFEEE).

La Commission est considérée comme une société de l'Annexe C, aux fins de la Loi sur l'administration financière. Toutes les sociétés de la Couronne doivent faire approuver leurs budgets d'immobilisations par le gouverneur en conseil, mais le fait d'être classée comme société de l'Annexe C signifie que la Commission doit également soumettre un budget d'exploitation au ministre et au président du Conseil du Trésor. Cette classification, à l'Annexe C, peut surprendre puisque la Commission, en tant que fournisseur de biens au public, et du fait qu'elle peut habituellement mener ses affaires sans crédits budgétaires (i.e. crédits votés par le Parlement) a les qualités nécessaires, aux termes de la loi, pour être classée à l'Annexe D. La classification actuelle présente un avantage puisque la Commission ne paie pas d'impôt sur le revenu, mais elle présente aussi un désavantage puisque le gouvernement fédéral doit donner son autorisation pour que la Commission puisse parapher certains contrats et autres arrangements. Le sous-comité ignore la classification que le gouvernement a l'intention d'attribuer à la Commission, aux termes de la nouvelle loi qui régira les sociétés de la Couronne, tout comme l'importance que celle-ci pourrait avoir pour la Commission.

En bref, les pouvoirs et les responsabilités actuels de la CENC, retenus aux fins de l'étude du sous-comité, ont les incidences suivantes:

- la Commission n'est pas assujettie, juridiquement, à la compétence législative ou réglementaire des gouvernements territoriaux;
- la Commission doit se conformer à toutes les directives émises par le gouverneur en conseil ou le ministre, et transmises par le gouvernement fédéral;

- en tant que société classée à l'Annexe C, la Commission doit soumettre au gouvernement fédéral tant un budget d'immobilisations qu'un budget d'exploitation, et elle ne reçoit aucune compensation pour les activités qui desservent des objectifs nationaux plutôt que ses objectifs corporatifs; et
- le mécanisme décisionnel est ralenti et la responsabilité est diffuse du fait que plusieurs décisions doivent être approuvées par le gouvernement fédéral.

B. Organisation, gestion et administration de la CENC

La Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien constitue la CENC comme une société de la Couronne comprenant un président et quatre autres membres nommés par le gouverneur en conseil, un de ces membres nommé sur la recommandation du commissaire en conseil des Territoires du Nord-Ouest et un autre, sur la recommandation du commissaire en conseil du Territoire du Yukon. Ce pouvoir de recommandation constitue la limite de la compétence exercée par les gouvernements territoriaux sur la CENC. Aucun des membres recommandés par les gouvernements territoriaux ne peut occuper la présidence. Les cinq membres sont tous nommés par le Cabinet et, par conséquent, aucun terme ne limite leur mandat.

La CENC répond au Parlement par l'entremise du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, qui exerce une autorité générale tant sur les Territoires du Nord-Ouest et du Yukon que sur leurs ressources et leurs affaires. Ce ministère a toujours considéré la Commission comme un organisme important de développement économique pour le Nord, en raison de son importance dans le domaine de l'approvisionnement énergétique des Territoires. Jusqu'en mars 1975, le président de la CENC était le sous-ministre de ce ministère. Même si le sous-ministre actuel demeure membre de la Commission, les autres membres de la Commission sont des résidents du Nord.

Le président est le premier administrateur de la Commission. Les autres administrateurs comprennent le directeur général, deux directeurs généraux adjoints et un contrôleur. Le président habite à Whitehorse et tous les autres administrateurs habitent à Edmonton. Un directeur général adjoint est chargé des affaires publiques et corporatives, y compris l'établissement des tarifs. L'autre directeur général adjoint est responsable des opérations et des travaux de génie.

Au début des années 70, la CENC a vivement accéléré ses opérations et, entre 1970 et 1976, le nombre de centrales acquises ou construites est donc passé de 21 à 56, pour se stabiliser à ce niveau. Des bureaux régionaux ont été ouverts à Whitehorse en 1970 et à Yellowknife en juin 1971, pour améliorer les communications internes, le service à la clientèle et l'expertise technique. Les directeurs des bureaux régionaux sont comptables envers le directeur général adjoint chargé des opérations.

Les responsabilités relatives aux affaires publiques et corporatives et aux travaux de génie sont actuellement centralisées à l'administration centrale d'Edmonton. Les responsabilités opérationnelles sont décentralisées et réparties entre les administrateurs régionaux, à Whitehorse et à Yellowknife, et entre les surveillants régionaux répartis par tout le territoire, pour permettre l'accès aux diverses agglomérations desservies par la CENC.

Durant l'exercice 1980-1981, les effectifs s'établissaient à 330 personnes, dont 304 employés permanents et 26 exploitants contractuels de petites centrales automatiques. Le complément de main-d'oeuvre locale s'établissait à 251 personnes, dont 50 étaient originaires du Nord.

La Commission recourt beaucoup au service d'experts-conseils pour soutenir le travail de l'administration centrale. Elle fait régulièrement appel à des experts-conseils pour prévoir la demande et planifier les installations, de même que pour aider à préciser la position de la Commission sur diverses questions d'intérêt public. En règle générale, ces experts-conseils entretiennent une relation suivie avec la Commission, même si, ces derniers temps, la Commission a fait appel à plusieurs cabinets d'experts-conseils pour procéder à la planification des installations. En recourant à ces experts-conseils, la Commission cherche à s'assurer le même niveau d'expertise que celui qui est accessible aux grandes entreprises d'utilité publique, ailleurs au pays, grâce à un personnel important.

Voici en résumé, les incidences importantes au chapitre des pratiques d'administration et de gestion en usage à la CENC, pour les fins des travaux du sous-comité:

- même si les opérations de la Commission sont décentralisées, plusieurs fonctions qui revêtent un grand intérêt pour les consommateurs et les gouvernements territoriaux, notamment au chapitre de la planification et de l'établissement des tarifs, sont centralisées à Edmonton; et
- la Commission est relativement petite par rapport à la plupart des entreprises canadiennes d'utilité publique et pour obtenir certains services accessibles à ces grandes entreprises à même leurs ressources internes, la Commission doit recourir aux services d'experts-conseils.

C. Déménagement de l'administration centrale de la CENC vers le Nord

Jusqu'en 1973, l'administration centrale de la CENC était située à Ottawa. Durant la période d'expansion qui a marqué le début des années 1970, l'addition de plus de 30 centrales et l'accroissement de la demande de l'industrie minière, tout particulièrement au Yukon, a incité la CENC à envisager de déménager son administration centrale à un endroit

plus pratique, ce qui a soulevé un débat quant à l'endroit le plus approprié. Chaque capitale territoriale a été envisagée, mais, en fin de compte, Edmonton a été retenue, comme formule de compromis.

Le déménagement à Edmonton a permis à la société de se rapprocher de ses clients et des gouvernements territoriaux en réduisant les pertes de temps occasionnées par les déplacements. Des bureaux régionaux avaient déjà été mis sur pied à Yellowknife et à Whitehorse et on estimait que la liaison avec ces deux bureaux serait beaucoup plus facile à assurer depuis Edmonton. Toutefois, le choix d'Edmonton comme siège de l'administration centrale a eu pour résultat d'éloigner la direction des décisionnaires d'Ottawa tout en ne la rapprochant pas assez de ses clients nordiques.

Le fait que l'administration centrale de la CENC ne soit pas physiquement accessible a pris de plus en plus d'importance au fur et à mesure que les résidants du Nord se sont davantage préoccupés de la responsabilité de la Commission. Ceux-ci, préoccupés par la hausse rapide des tarifs, ont attribué à l'éloignement de l'administration centrale le fait qu'on n'ait pas accordé une attention adéquate aux besoins du territoire desservi. Même si la présence d'Ottawa était moins visible, elle n'est pas disparue de l'esprit des résidants du Nord tout simplement en facilitant les déplacements entre la CENC et ses clients nordiques. Au lieu d'entreprendre la première étape du processus d'acclimatation au Nord, le déménagement vers Edmonton a plutôt exacerbé les problèmes existants. On semble de plus en plus s'entendre, dans les deux Territoires, sur le fait que l'administration centrale de la CENC devrait être établie au nord du 60e parallèle.

Le rapport annuel de 1981 de la Commission précisait que l'un de ses objectifs premiers était de déménager son administration centrale vers le Nord. La Commission a examiné divers emplacements de même que les incidences d'un tel déménagement sur les agglomérations, sur ses clients, sur ses employés et sur l'administration de la CENC. La Commission a également étudié le coût d'un tel déménagement et ses répercussions sur les tarifs d'électricité.

Suite à ces études, la Commission a conclu qu'elle devrait déménager son administration centrale, de façon progressive, en déplaçant d'abord les employés affectés aux opérations et aux travaux de génie, vers les bureaux régionaux de Whitehorse et de Yellowknife, tout en maintenant à Edmonton le personnel affecté aux affaires corporatives, financières et administratives. Cette décision n'a été prise qu'après avoir conclu que l'objectif ultime—notamment la délégation complète des pouvoirs à chaque territoire—n'était pas approprié à ce stade-ci.

La CENC estime que le nombre d'employés qui devront déménager, les coûts exceptionnels et les coûts susceptibles de se répéter, reliés au déménagement, s'établiront comme suit:

Phase I	Yukon	T.N.-O.
Nombre d'employés	13	30
Coût exceptionnels	\$459,550	\$1,054,950
Coûts susceptibles de se répéter	\$210,460	\$ 488,020
<u>Phases ultérieures</u>		
Nombre d'employés	11	45
Coût exceptionnels	\$809,250	\$2,477,493
Coûts susceptibles de se répéter		
—première année	\$366,612	\$ 975,930
—deuxième année	\$402,276	\$1,236,075

Ces sommes ne comprennent pas une provision pour éventualités de 10 p. 100, établie par la CENC pour les frais imprévus. Ce déménagement étalé prévoit qu'une dizaine de personnes, affectées aux affaires corporatives de la société, demeureront à Edmonton pour fournir les services de secrétariat, des services de renseignements informatisés de même que certains services financiers et de vérification interne.

Les coûts de la Phase 1 ont été prévus en détail et prévoient les postes suivants:

- des frais de recrutement estimés à \$16,000 pour chacun des 34 employés qu'on prévoit recruter dans le Sud et à \$1,000 pour chacun des neuf employés qu'on prévoit recruter dans le Nord;
- des bonis d'intéressement pour les employés qui n'ont pas l'intention de déménager dans le Nord;
- des frais de déménagement d'environ \$20,000 pour chacun des cinq employés qui devront quitter Edmonton;
- des différences de salaires de \$10,420 pour correspondre aux salaires et aux allocations versés aux employés d'autres organismes qui oeuvrent dans le Nord;
- des frais additionnels de recrutement et de déménagement suite au roulement plus élevé des employés, dans le Nord;
- le coût de l'espace à bureaux, du mobilier et du matériel (aucune réduction de coût compensatoire n'est incluse dans le cas du bureau d'Edmonton, puisque ce bureau sera vraisemblablement encore nécessaire jusqu'à une étape ultérieure du déménagement); et
- le coût d'un employé supplémentaire pour le Yukon et de deux employés supplémentaires pour les T.N.-O.

Ces coûts supposent que les étapes ultérieures du déménagement seront échelonnées sur plusieurs années. Les frais nettement supérieurs par employé reflètent le fait que certains frais, par exemple les bonis d'intéressement, devront peut-être être payés durant toute la période. Un déménagement étalé entraîne donc certains frais supplémentaires.

Étant donné les incidences financières d'un déménagement et l'influence possible du rapport du sous-comité et des rapports présentement en voie de préparation au ministère, le ministre a repoussé l'autorisation du déménagement progressif de la Commission vers le Nord.

Le sous-comité estime que toute société d'utilité publique fournissant de l'électricité dans le Nord devrait y être localisée, mais qu'il serait malheureux d'engager des sommes additionnelles pour le déménagement de la CENC vers le Nord, de prendre des engagements non moins importants envers ses employés et d'aménager des installations permanentes, si les problèmes de structures administratives ne sont pas résolus. Le moment est venu de décider si les gouvernements territoriaux et les sociétés privées d'utilité publique doivent participer au service de l'énergie dans le Nord. On pourra réaliser des économies réelles et on évitera de nuire à la carrière de certains employés, si les décisions administratives à plus long terme sont prises avant d'entreprendre le déménagement. Toutefois si les responsabilités de la CENC ne sont pas déléguées aux gouvernements territoriaux, le personnel de la CENC devrait déménager dans le Nord le plus tôt possible.

D. Le remplacement de la CENC par des sociétés de la Couronne territoriales

Le mémoire de la CENC présenté au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, dans lequel elle propose un déménagement vers le Nord, précise que ce déménagement n'est proposé que parce que la réalisation de l'objectif ultime, c'est-à-dire la délégation complète des pouvoirs à chaque territoire, ne semble pas appropriée à ce stade. Aucun motif n'a été invoqué à l'appui de cette affirmation, si ce n'est la dépendance continue à l'égard du Trésor fédéral qu'entretiendra toute entreprise d'utilité publique oeuvrant dans le Nord. Le sous-comité estime que cette option mérite d'être approfondie.

Même si plusieurs résidents du Nord appuient le déménagement de la CENC vers cette région, ils le considèrent uniquement comme un premier pas devant conduire à une délégation complète des responsabilités actuelles du gouvernement fédéral dans le domaine de l'électricité, aux Territoires. Le Gouvernement du Yukon s'oppose au déménagement de l'administration centrale de la CENC, à ce moment-ci, et préférerait plutôt la délégation immédiate de ses responsabilités aux gouvernements territoriaux. Bien que le mémoire présenté par le Gouvernement des T.N.-O. au sous-comité appuie le déménagement de la CENC, il appuie également la possibilité de créer une société de la Couronne territoriale.

Le sous-comité estime que l'entreprise d'utilité publique qui desservira le Nord devra être davantage identifiée aux territoires géographiques desservis, aux consommateurs qui

paient le coût du service et aux autorités politiques du territoire desservi. La CENC se retrouve actuellement dans la pire des situations. Comme son administration centrale se trouve à Edmonton, la société est éloignée du centre décisionnel d'Ottawa; en effet, elle n'est pas suffisamment rapprochée pour porter ses problèmes à l'attention des décideurs d'Ottawa et elle ne peut facilement influencer les décisions prises par ceux-ci. De plus, la CENC représente le gouvernement fédéral qui pourrait facilement, à tort ou à raison, devenir la cible des résidents du Nord.

Le principal argument avancé pour maintenir l'administration centrale à Edmonton, notamment la facilité pour la Commission de recruter son personnel, est mis en doute par le sous-comité pour les motifs suivants:

- les employés d'Edmonton quittent la société de toute manière, étant donné les multiples occasions qui leur sont offertes en Alberta et le caractère manifestement temporaire de l'administration centrale à cet endroit;
- certaines compétences techniques et opérationnelles, actuellement en poste à Edmonton, se trouvaient auparavant au niveau régional;
- les besoins en personnel dans les domaines de la comptabilité, de l'information et de l'administration, pourraient être satisfaits dans les régions nordiques comme Whitehorse et Yellowknife; et
- certaines des fonctions existantes pourraient bien ne pas être nécessaires, après le déménagement.

Un autre argument moins convaincant en faveur du maintien du bureau d'Edmonton invoque la crainte qu'un déménagement vers le Nord ne se traduise par la création de deux administrations centrales au lieu d'une seule, ce qui entraînerait un chevauchement d'activités ou encore un affaiblissement du niveau de compétence par suite du fractionnement des tâches. Le sous-comité estime toutefois que les besoins des deux territoires sont suffisamment différents pour qu'on s'attache à les satisfaire de façon distincte.

Les mémoires et les audiences révèlent manifestement que les deux Territoires désirent voir un fractionnement de la CENC et que chaque élément soit géré par des personnes en poste dans chaque territoire et soit assujéti à la compétence législative et réglementaire de chaque gouvernement territorial. Voici les arguments avancés à cet effet:

- la décentralisation administrative en faveur des Territoires respecte l'évolution normale qui doit les conduire au statut de province;
- l'électricité est un instrument majeur de développement économique et, sans celui-ci, les Territoires ne contrôlent qu'une partie de leur avenir;
- l'électricité n'est qu'une source d'énergie parmi d'autres et sa mise en valeur doit être harmonisée avec les autres sources d'énergie;

- les consommateurs d'électricité dans les Territoires demeureront désaffranchis aussi longtemps que les organismes de réglementation territoriaux n'exerceront pas d'autorité réelle sur la CENC.

Le gouvernement fédéral pourrait vouloir traiter les deux Territoires de la même façon, et l'entreprise d'utilité publique unique est avantagée à cet égard, mais les travaux du sous-comité indiquent que cette démarche pourrait s'avérer contraire aux besoins réels des Territoires. Voici certaines différences manifestes qui influencent les besoins en électricité des deux Territoires:

- les caractéristiques géographiques et démographiques du Yukon favorisent nettement l'exploitation d'un réseau d'énergie intégré unifié, alors que dans les T.N.-O., plusieurs régions, n'ont que peu de chance de jouir d'un réseau intégré;
- la partie est des T.N.-O., contrairement au reste du Nord, devra vraisemblablement toujours dépendre, dans une certaine mesure, de la thermo-électricité;
- les gouvernements et les personnes qui en reçoivent un soutien financier continueront vraisemblablement à consommer une part proportionnellement plus importante de l'électricité dans l'est des T.N.-O. que de celle du Yukon; et
- les sociétés privées d'utilité publique jouent actuellement un rôle relativement plus important au Yukon que dans les T.N.-O.

Pour tous ces motifs, le sous-comité préfère remplacer la CENC par une autre structure qui permette à chaque gouvernement territorial d'assurer la livraison de l'électricité d'une façon qui corresponde aux besoins spécifiques et au niveau actuel de développement de chaque Territoire.

Après avoir conclu que la responsabilité première en matière d'électricité, au niveau des Territoires, devrait revenir aux gouvernements territoriaux, le sous-comité reconnaît également que le gouvernement fédéral a certaines responsabilités constitutionnelles et nationales envers le Nord et que les deux Territoires ne pourront vraisemblablement survivre sans une aide financière fédérale. Jusqu'à ce que le gouvernement fédéral confère aux Territoires le statut complet de province, il conserve certaines responsabilités résiduelles en matière de surveillance, auxquelles il ne peut se soustraire. De plus, le gouvernement fédéral demeure directement engagé dans la gestion des ressources, notamment de l'eau, et conserve certaines obligations envers la population autochtone du Canada, obligations dont certains aspects font l'objet de revendications qui n'ont pas encore été satisfaites. Les ressources pétrolières et gazières du Nord seront également appelées à jouer un rôle important, dans le cadre du Programme énergétique national, et le gouvernement fédéral estime que ces ressources seront appelées à satisfaire des besoins tant nationaux que territoriaux. De plus, dans un avenir prévisible, le soutien du gouvernement fédéral, sous une forme ou sous une autre, sera essentiel au financement de tout grand projet d'aménagement dans le Nord. Enfin, les propres programmes du gouvernement fédéral consomment une quantité importante d'énergie dans le Nord, et, comme tout autre consommateur, le gouvernement fédéral doit surveiller ses intérêts. Pour tous ces motifs, le sous-comité reconnaît que toute solution administrative au problème devra prévoir une présence fédérale soutenue.

Ceci ne veut toutefois pas dire que le gouvernement fédéral doive participer directement au service de l'énergie dans le Nord. Le gouvernement fédéral a progressivement délégué plus de pouvoirs aux gouvernements territoriaux pour leur permettre de subvenir à leurs propres besoins, tout en finançant une partie importante du coût des services qu'ils demandent. En procédant à l'examen des propositions de dépense soumises par les gouvernements territoriaux, le gouvernement fédéral se réserve un moyen très efficace d'influencer leurs décisions.

Le sous-comité estime qu'aucun motif convaincant n'a été invoqué pour retarder la délégation complète des responsabilités opérationnelles en matière d'électricité dans le Nord. Le gouvernement fédéral peut protéger ses intérêts en participant à la planification et au financement des nouveaux projets d'aménagement d'envergure; cette question sera reprise un peu plus loin.

E. L'apport des sociétés privées d'utilité publique

Avant d'aborder la question du coût de la délégation complète des responsabilités de la CENC aux Territoires, à ce stade-ci, il importe d'envisager le rôle des sociétés privées d'utilité publique qui oeuvrent présentement dans le Nord. Tel qu'énoncé dans les pages précédentes, des filiales de l'*Alberta Power Limited* fournissent de l'électricité aux résidents du Yukon. L'*Alberta Power Limited* est un important producteur et distributeur d'électricité en Alberta, tout particulièrement dans le nord de l'Alberta, et une autre filiale de la société mère, la *Canadian Utilities Limited*, une société dont les actions sont transigées sur le marché public, participe à la distribution du gaz en Alberta. L'*Alberta Power* produit et distribue également de l'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest, à Hay River, et dans certaines petites agglomérations voisines.

Une autre société privée d'utilité publique, la *ICG Utilities (Plains-Western) Ltd.*, distribue la majeure partie de l'électricité dans la région de Yellowknife. Cette société et d'autres filiales de la société mère, l'*Inter-City Gas Corporation*, sont actives sur le marché de la distribution du gaz, dans presque tout le Canada. La région de Yellowknife est toutefois le seul endroit où ces sociétés distribuent de l'électricité.

Certaines sociétés, qui procèdent à la mise en valeur des ressources naturelles, produisent également de l'électricité dans les Territoires, pour leur propre usage. Habituellement, ces entreprises utilisent de petites génératrices au diesel, du genre de celles qu'utilisent les sociétés publiques et privées d'utilité publique; une société minière, la *Cominco Ltd*, exploite même une petite centrale hydro-électrique, près de Yellowknife. Ces sociétés subviennent généralement à leurs propres besoins en électricité soit parce qu'elles n'avaient pas accès à l'électricité, soit parce que les services publics ne voulaient pas leur fournir le service, soit parce que les délais prévus pour obtenir les services nécessaires étaient trop longs.

Les sociétés privées d'utilité publique, tout comme la CENC, fournissent plusieurs services depuis Edmonton. Ceux-ci comprennent notamment les services habituels de gestion

fournis par une administration centrale, des services de consultation et de surveillance technique spécialisée, des services de planification, d'administration des tarifs et d'établissement des budgets, des services de facturation, de comptabilité et de gestion de liquidités, ainsi que des services d'approvisionnement, de personnel et de relations publiques. Ces services sont fournis par le même personnel et grâce aux mêmes systèmes qu'on utilise pour les opérations albertaines.

Les sociétés publiques et privées d'utilité publique emploient des électriciens ou des opérateurs de machine diesel qui ont acquis une solide expérience pratique de l'exploitation de leurs installations dans les Territoires. Ces sociétés recourent aux services de contractuels à temps partiel pour assurer l'exploitation de leurs installations dans les régions reculées. Le personnel administratif en poste dans les Territoires s'occupe principalement du service à la clientèle et de la perception des comptes.

L'accroissement de l'importance et de la complexité des moyens choisis pour alimenter le Nord en électricité nécessite un niveau élevé de ressources techniques. Toute entreprise d'utilité publique qui oeuvre dans le Nord sera sans aucun doute un nain comparée aux géants qui alimentent le reste du Canada en énergie. Toute entreprise d'utilité publique du Nord qui chercherait à être indépendante se lancera dans une entreprise qui risque de s'avérer coûteuse et risquée: coûteuse, parce que les ressources spécialisées ne peuvent être utilisées sur une base soutenue; risquée, du fait que les ressources inutilisées se détériorent rapidement. Plusieurs personnes estiment que le Nord devrait abandonner les petites sources d'électricité simples pour adopter des systèmes intégrés plus élaborés. Au cours des années 1970, la CENC a recruté le personnel nécessaire pour entreprendre la mise en place d'installations hydro-électriques plus complexes, mais la controverse suscitée par le projet Aishihik et, plus récemment, par l'expansion des installations de Snare River, laisse croire que cette démarche est loin d'être heureuse. La société recourt maintenant souvent aux services d'experts-conseils de l'extérieur, mais il est encore trop tôt pour évaluer les résultats de cette option. Une autre solution, qui n'a pas encore été tout à fait éprouvée, consiste à faire appel davantage aux ressources des sociétés privées d'utilité publique qui oeuvrent dans le Nord ou dans les régions voisines.

Un autre facteur milite en faveur de cette solution. Les entreprises d'électricité assurent un service vital pour leurs clients. Ainsi, les besoins d'un consommateur peuvent souvent venir en conflit avec l'ensemble des besoins du réseau. Les gouvernements peuvent, en toute légitimité, protéger les intérêts de leurs citoyens sans pour cela participer directement aux opérations, car alors, les méthodes gouvernementales, qui insistent beaucoup sur l'universalité, l'équité et la prudence, pourraient retarder indûment les décisions et conduire à l'inefficacité.

Enfin, il est bien évident que les chevauchements accroissent manifestement les coûts. La ligne de partage entre la CENC et les sociétés privées d'utilité publique, dans le Nord, a été déterminée par l'évolution des événements et non pas par des considérations d'ordre opérationnel. La CENC produit et vend de l'électricité en gros, mais la *Yukon Electrical* en fait autant. La CENC distribue de l'énergie au détail, ce qui est un des rôles premiers des

sociétés privées. Ainsi, les deux sociétés peuvent avoir besoin des mêmes compétences et du même matériel. Même si les sociétés collaborent au niveau opérationnel, ce chevauchement se traduit manifestement par des inefficacités.

Pour résumer, même si le sous-comité voit des avantages au maintien de la participation des sociétés privées d'utilité publique dans le Nord, et envisage même la possibilité de réduire les chevauchements actuels, les arrangements précis entre une société de la Couronne territoriale et une société privée d'utilité publique sont loin d'être aussi articulés. Parmi les options à envisager, retenons les suivantes:

- le transfert de toute la distribution de l'électricité aux sociétés privées d'utilité publique;
- la possibilité que des sociétés privées d'utilité publique puissent participer, à titre de partenaires, à l'exploitation d'installations électriques, justifiées sur le plan économique et ne faisant l'objet d'aucune subvention du Trésor public; et
- le recours aux sociétés privées d'utilité publique pour exploiter les installations électriques appartenant aux administrations territoriales, et leur indemnisation grâce à des honoraires de gestion ou à des arrangements en fonction d'un prix maximal.

Les sociétés privées d'utilité publique, telles que décrites à la Partie VI, voient surtout à investir des fonds, et non pas à gérer des installations pour en retirer des honoraires. Ces sociétés estiment néanmoins qu'elles peuvent fournir de l'électricité dans le Nord d'une façon plus économique que la CENC. Une société de la Couronne territoriale pourrait être en mesure de négocier un accord qui assure aux sociétés privées d'utilité publique le stimulant dont elles ont besoin pour réaliser des économies tout en leur accordant une indemnisation équitable pour reconnaître leurs efforts.

Après avoir examiné les arrangements actuels sur le plan administratif, le sous-comité a fait les constatations suivantes:

- les gouvernements territoriaux n'ont presque aucune compétence législative et réglementaire à l'égard de la CENC, puisqu'il s'agit d'une société de la Couronne fédérale;
- les pouvoirs, les procédés budgétaires et les mécanismes décisionnels du gouvernement fédéral ne rendent pas la CENC pleinement responsable envers la population qu'elle dessert;
- bien que la CENC est loin de ses clients et des gouvernements territoriaux, son déménagement vers le Nord, entraînerait des coûts additionnels et des engagements importants à long terme; et

—toute entreprise d'utilité publique desservant uniquement le Nord, aurait de la difficulté à obtenir toute l'expertise nécessaire.

Ces constatations ont amené le sous-comité à formuler les recommandations suivantes:

- 1) Le gouvernement fédéral devrait amorcer des discussions avec les gouvernements territoriaux en vue de créer des sociétés de la Couronne territoriales distinctes qui assumeraient les responsabilités actuelles de la CENC.
- 2) La CENC ne devrait pas déménager vers le Nord si la possibilité d'une délégation complète, par le fédéral, des responsabilités de la CENC, aux gouvernements territoriaux n'est pas rapidement acceptée.
- 3) Les gouvernements territoriaux devraient amorcer des discussions avec la CENC et avec les sociétés privées d'utilité publique, pour déterminer comment elles pourraient aider les sociétés de la Couronne territoriales à remplir leur mandat.

Partie IV

LE BESOIN D'ORIENTATION ET DE COORDINATION EN MATIÈRE DE PLANIFICATION

A. Le problème

La planification de l'électricité vise à assurer un service sécuritaire, fiable et financièrement viable. La planification de l'électricité commence par une prévision de la charge reflétant la demande ultérieure d'électricité. La prévision de la charge est devenue un travail de plus en plus important en cette période de hausses du coût de l'énergie et d'inflation. Une importance croissante est accordée à l'énergie de remplacement, à l'économie de l'énergie et à son utilisation efficace. En raison d'une économie basée sur les ressources naturelles, le Nord est déjà sensible à une évolution incertaine qui sera vraisemblablement fort influencée par toutes ces nouvelles tendances.

L'autre élément variable de l'équation, c'est-à-dire l'approvisionnement, devrait pouvoir neutraliser l'incertitude à ce niveau en prévoyant une marge de sécurité suffisante pour assurer l'équilibre entre la capacité et la demande. Lorsque les prévisions de la charge sont incertaines, on devrait pouvoir réagir assez rapidement pour accroître la capacité du système. Dans le Nord, l'éloignement et le climat permettent difficilement au système d'électricité de répondre à des besoins énergétiques spéciaux sans avoir à immobiliser un capital excessif ou sans encourir des dépenses excédentaires pour des mesures d'urgence.

L'absence de mandat et de ressources financières ainsi que certaines difficultés enregistrées en ce qui a trait aux projets ont amené la CENC à adopter une attitude prudente en matière de planification, dans une période où la capacité du service d'électricité à répondre aux besoins du Nord devient des plus cruciales. La politique gouvernementale qui limite le rôle des sociétés privées d'utilité publique, sur le plan de l'approvisionnement énergétique des territoires situés au nord du 60e parallèle, a empêché celles-ci de satisfaire plus efficacement les besoins.

Durant les audiences du sous-comité, plusieurs personnes ont attribué le coût élevé de l'énergie à l'absence de planification adéquate, par le passé. La CENC s'est défendue en invoquant l'absence des fonds nécessaires pour effectuer des enquêtes appropriées sur le terrain et des études de faisabilité. Les entreprises privées d'utilité publique ont déclaré que, même si elles sont très près de leurs clients, la CENC leur demande rarement leur avis sur les besoins ultérieurs du Nord en électricité. Les clients industriels se sont plaints des retards apportés à satisfaire leurs besoins. Enfin, les gouvernements territoriaux ont insisté sur l'importance de l'électricité pour leur développement économique et se sont opposés à laisser leurs destinées entre les mains d'une agence fédérale. Ils ont également estimé que leurs régies des services publics sont inefficaces si elles ne peuvent exercer un contrôle sur les installations futures des entreprises d'utilité publique.

Le fait d'attribuer le blâme ainsi ne résoudra pas le problème. En fait, tous les participants à la planification font un bon travail. Le problème vient du fait que la planification s'effectue dans un vacuum, sans orientation de la part des gouvernements fédéral et territoriaux.

Les audiences du sous-comité ont également fait ressortir que les responsabilités de la Commission d'énergie du Nord canadien et des entreprises privées d'utilité publique sont trop restreintes pour qu'il leur soit possible de planifier comme elles le devraient. De nombreux témoins qui ont comparu devant le sous-comité estimaient qu'il faudrait accorder plus d'importance aux sources énergétiques de remplacement comme le charbon, le vent, le bois, le gaz naturel, le propane et la fission nucléaire. L'implantation de certaines de ces énergies de remplacement nécessitera d'importants apports de capitaux, et devrait donc être soigneusement planifiée. Le sous-comité n'a pas étudié en détail les possibilités que présentent ces sources d'énergie, puisque cela ne faisait pas partie de son mandat. Il est cependant clair que la planification future de la production d'électricité au nord du 60e parallèle doit tenir compte de toutes les sources d'énergie. Les gouvernements fédéral et territoriaux font maintenant des études sur ces techniques de remplacement. Une planification de cette nature devrait se poursuivre tant sous la direction des gouvernements que sous celle des services publics.

La planification devrait également tenir compte de la possibilité d'intégrer les grilles de la Colombie-Britannique et de l'Alberta et de mettre sur pied des projets de grande envergure pour l'exportation d'énergie vers le Sud. Toutes ces questions nécessitent une participation gouvernementale.

B. Mécanismes existants

Les pages qui suivent décrivent la démarche actuelle suivie pour procéder à la planification de l'électricité dans le Nord.

1. Prévision de la demande

Actuellement, la CENC fait appel aux services d'une firme d'experts en recherche économique pour assurer la mise à jour annuelle de la prévision des besoins en électricité de

chaque territoire, pour les 20 prochaines années. Cette société fait des entrevues auprès de consommateurs et analyse les données disponibles pour prévoir la demande d'électricité dans les diverses composantes du système, tout particulièrement celles qui pourraient affecter les besoins en hydro-électricité, qui exigent une période de planification plus longue. Les prévisions se font sur une base annuelle pour les cinq premières années, et sur une base quinquennale par la suite.

La CENC établit aussi ses propres prévisions internes de la demande. En utilisant tant ses prévisions internes que des prévisions extérieures, la CENC évalue la pertinence de ses installations existantes en regard de la demande prévue. Pour décider si une centrale additionnelle est requise, la société établit certains critères de réserve pour diverses grandeurs de centrale, en se basant sur un facteur qui reflète la charge de pointe et l'importance des installations requises pour desservir l'agglomération. La société évalue ensuite la capacité additionnelle requise à chaque endroit et compare celle-ci aux unités qui seront mises en service durant la période. Elle procède ainsi pour prévoir la capacité de production nécessaire pour satisfaire la demande future.

Même si cette méthode devrait permettre de disposer de l'électricité nécessaire lorsque celle-ci est requise, la faible charge de base, dans la plupart des agglomérations, et l'absence d'interconnexion entre les systèmes qui les desservent, font que la CENC peut être fort touchée par la décision d'un gros consommateur industriel d'ouvrir ou de fermer ses portes. Par exemple, les mines *Whitehorse Copper* et *Giant Yellowknife* envisagent de fermer leurs portes. Par ailleurs, d'autres mines pourraient décider de reprendre leurs activités, dépendant du prix éventuel des métaux. La CENC peut donc difficilement prévoir la construction d'installations hydro-électriques, avec une certitude relative, en raison des longues périodes de planification nécessaires et des importants blocs d'énergie en cause.

En raison de leurs dimensions plus réduites et de leur disponibilité plus rapide, les centrales au diesel pourraient s'avérer le moyen le plus économique de répondre à la demande incertaine. Malheureusement, lorsque l'accroissement de la demande entraîne une hausse des coûts supérieure à celle qu'on aurait enregistrée si l'on avait aménagé des installations hydro-électriques, on estime qu'il s'agit d'une mauvaise planification de la part de la CENC. Comme la CENC n'a pas les moyens de financer une capacité excédentaire, elle n'est pas en mesure de prendre le genre de risques d'entreprise qui aurait pu prévenir une hausse aussi importante du prix de l'électricité que celle qu'on enregistre actuellement dans le Nord.

2. Planification des installations

La Loi sur la CENC, conformément à l'article 14.(1), autorise un déboursé, à même le Fonds du revenu consolidé, de \$50,000 pour examiner un projet et estimer les immobilisations requises et les tarifs exigibles. Ces frais doivent être imputés aux projets entrepris ou aux crédits budgétaires du gouvernement fédéral si le projet ne va pas plus loin.

Des fonds plus adéquats ont été autorisés récemment à cette fin, au Yukon; ces dépenses sont inscrites aux prévisions budgétaires. La CENC s'est vu octroyer \$3,150,000 pour effectuer des études avant le 30 septembre 1983; ces fonds doivent être remboursés si les projets vont de l'avant, et ils servent à financer des études de préfaisabilité sur deux grandes centrales hydro-électriques (les centrales Mid-Yukon et Granite Canyon), trois centrales moyennes (les centrales Houle Canyon, Ross Canyon et False Canyon), et quelques centrales de moindre importance. Ces études permettront de déterminer les centrales hydro-électriques nécessaires selon diverses possibilités de croissance de la demande; bien entendu, il faudra encore plusieurs années avant que les études complètes de faisabilité, les études environnementales, les mécanismes de réglementation et les travaux de conception détaillés soient achevés et qu'on entreprenne la construction des centrales.

La CENC a demandé d'autres fonds, à cette fin, tant au Yukon qu'aux Territoires du Nord-Ouest. La Commission s'est vu répondre que ses demandes seront mises dans l'enveloppe du ministère, et qu'elles se verront attribuer un cote de priorité en regard des autres propositions de dépenses émanant de ce ministère et qu'il sera impérieux de relier les études proposées aux besoins énergétiques anticipés.

La CENC a mis sur pied un conseil des projets pour surveiller tous les aspects de la construction des projets; le conseil est directement responsable devant la Commission. Les membres du conseil ont une grande compétence en matière de finances et de développement des services publics. De plus, en 1980, un comité de planification stratégique, qui réunit des cadres supérieurs, a été créé pour examiner les projets à long terme et prendre des décisions à cet égard.

3. Planification financière

A titre de société de la Couronne inscrite à l'Annexe C, la CENC doit soumettre tant un budget d'immobilisations qu'un budget d'exploitation au Conseil du Trésor, par l'entremise de son ministre. Cette exigence s'applique même si la Commission ne reçoit habituellement pas de fonds par la voie des crédits budgétaires. Les crédits non budgétaires, qui permettent de consentir des prêts pour divers projets d'immobilisations, sont approuvés sur une base individuelle et répertoriés dans les prévisions budgétaires fédérales.

Une planification plus détaillée se fait grâce aux démarches nécessaires à la préparation des mémoires sur les tarifs, destinés aux régies des services publics des Territoires. Les dépenses sont établis pour chaque centrale et sont comparées aux recettes réalisées selon les tarifs existants; les tarifs proposés devraient permettre de réaliser des rentrées suffisantes pour couvrir, en gros et pour chaque territoire, tous les coûts.

Les mémoires sur les tarifs sont basés sur une répartition complète de tous les coûts. Les mêmes données sont regroupées en fonction des responsabilités, c'est-à-dire sans répartir entre les gestionnaires les coûts dont ils ne peuvent être tenus responsables. Ceci permet

d'obtenir les renseignements nécessaires à des fins de contrôle budgétaire et d'établissement des rapports financiers pour l'exercice.

4. Méthodes de planification des sociétés privées d'utilité publique

Les méthodes de planification des sociétés privées ne sont pas très différentes de celles de la CENC. Toutes les sociétés préparent des plans échelonnés sur plusieurs années où elles évaluent leurs dépenses, leurs recettes et leurs besoins en capital. Les sociétés soumettent leurs tarifs aux régies des services publics, de façon irrégulière, puisqu'elles sont autorisées à appliquer les augmentations adoptées par la CENC, sans avoir à les justifier davantage.

Les dépenses pour l'étude d'emplacements sont envisagées avec beaucoup de prudence puisque les études sur des projets qui ne sont pas réalisés ne sont pas admises aux fins de la détermination de la base tarifaire. Les procédés de contrôle budgétaire et de rapport ressemblent à ceux adoptés par la CENC.

C. Un moyen de coordination

La planification dans le Nord doit manifestement se faire à plusieurs niveaux. Comme première étape de la planification, il importe d'avoir une politique énergétique claire. Dans les Territoires, la politique énergétique demeure la responsabilité première du gouvernement fédéral, de par sa compétence actuelle sur les terres territoriales et les ressources. Néanmoins, la participation des gouvernements territoriaux demeure essentielle si l'on veut que les priorités ne soient pas déterminées uniquement pour réaliser les objectifs du gouvernement fédéral en matière de remplacement du pétrole, mais pour en assurer la pertinence en regard des sources et des besoins énergétiques régionaux. Par le passé, l'absence d'une politique énergétique globale et éclairée dans le Nord a encouragé la planification *ad hoc*, par la CENC, des installations de production d'électricité. Comment cette société peut-elle entreprendre la planification de grands projets échelonnés sur de longues périodes, en l'absence de priorités gouvernementales?

Au niveau suivant de la planification, c'est-à-dire à celui de l'électricité, la CENC a la responsabilité première, même si la décision finale lui échappe. Tant les gouvernements territoriaux que les sociétés privées d'utilité publique se sont vu frustrer d'un rôle majeur dans ce mécanisme. Du fait que des capitaux fédéraux soient engagés, le gouvernement fédéral a le dernier mot sur la réalisation des projets.

Le mécanisme de planification doit prévoir une exploration attentive et ordonnée de toutes les options (non pas seulement des besoins en installations nouvelles, mais également de leur type, de leur capacité et de leur emplacement). Une planification efficace permettrait de choisir les terrains et les emplacements qui serviraient le mieux à la réalisation de projets hydro-électrique et éviterait les problèmes d'utilisation des terres. Une tâche aussi complexe

exige non seulement la compétence de personnes qui connaissent bien le fonctionnement des services d'électricité, mais également une connaissance des priorités énergétiques des gouvernements fédéral et territoriaux.

Le sous-comité estime que la mise sur pied d'un mécanisme de planification formel, dans chaque territoire, encouragerait l'inclusion de tous les facteurs pertinents dans la planification de l'électricité. L'absence de consultation dans le mécanisme de planification actuel a contribué au mécontentement relativement au mécanisme de planification actuel.

En Alberta, où plusieurs entreprises publiques se partagent la responsabilité du service d'électricité, un conseil de planification des services d'électricité a été créé par les sociétés d'utilité publique elles-mêmes, et plusieurs organismes provinciaux participent à ses travaux à titre d'observateurs. Ce conseil prévoit les besoins en électricité de la province, examine les plans existants pour répondre à ces besoins à court terme et détermine les options possibles pour répondre aux besoins à plus long terme. Il est manifeste que la nécessité d'un tel conseil s'est imposée parce que plusieurs entreprises de service public fournissent des services et en raison du niveau d'interconnexion des installations de production et de transport des diverses sociétés d'utilité publique au sein du réseau provincial d'électricité. La création d'un organisme de planification comme celui qui existe en Alberta, adapté aux besoins des Territoires, permettrait d'atténuer les critiques voulant que la planification de l'électricité au nord du 60e parallèle se fasse sans concertation. A l'intérieur de chaque territoire, les gouvernements, l'industrie, les services publics et le public pourraient se faire entendre et donner leur opinion sur la mise en valeur de l'électricité.

Un tel conseil, s'il était créé, permettrait les échanges d'idées; tous les organismes visés pourraient s'y entendre sur l'évaluation de la demande future d'énergie électrique dans tout le territoire, toutes les entreprises de service public pourraient y exposer leurs plans pour répondre à cette demande, et tous les intéressés pourraient lui suggérer les études nécessaires à court terme pour ouvrir la voie au développement futur de l'énergie électrique.

Étant donné que les gouvernements devront participer au financement de la plupart des grands projets, les décisions relatives aux subsides, et aux subventions d'équipement et d'exploitation ne peuvent pas être déléguées à un organisme bénévole représentant divers intérêts. Dans la Partie VI du présent rapport, le sous-comité suggère que ce financement soit intégré au processus de répartition des ressources des gouvernements fédéral et territoriaux. Ces propositions seraient donc passées en revue par les représentants du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, du Conseil du Trésor et du ministère des Finances qui étudient actuellement les prévisions budgétaires des Territoires. Le sous-comité estime que ce groupe devrait consulter le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources avant de prendre des décisions relatives au financement et déléguer des observateurs aux réunions des conseils de planification. Il devrait participer par ailleurs à la fixation des taux maximums applicables à l'énergie pour les fins de subventions (comme le sous-comité le suggère à la Partie VI), à la formulation de recommandations sur le financement des projets et à la supervision de la planification par les entreprises de service public.

Après avoir examiné les mécanismes de planification, le sous-comité a fait les constatations suivantes:

- la planification de la satisfaction des besoins en électricité doit faire partie de la planification de toutes les ressources énergétiques dont le Nord a besoin;
- les gouvernements fédéral et territoriaux doivent raffermir leur orientation; et
- les mécanismes de planification adoptés par la CENC et les sociétés privées d'utilité publique sont adéquats, compte tenu des limites de leurs mandats, mais une meilleure coordination de la planification s'impose.

Ces constatations ont amené le sous-comité à formuler les recommandations suivantes:

- 4) Le gouvernement fédéral et le gouvernement de chaque territoire devraient préparer un plan à long terme en matière d'énergie, qui évaluerait les besoins généraux d'énergie de chaque territoire et la façon de les satisfaire.
- 5) Un conseil de planification (réunissant des représentants gouvernementaux et des sociétés d'utilité publique ainsi que des consommateurs et des producteurs d'électricité) devrait être créé dans chaque territoire afin de préparer et de mettre à jour, sur une base annuelle, un plan en matière d'énergie, en tenant compte des politiques gouvernementales à long terme en matière d'énergie et formuler des recommandations relativement au financement gouvernemental d'études de faisabilité et d'autres études sur la planification.

Partie V

UNE SOLUTION AU DILEMME DE LA RÉGLEMENTATION

A. Procédés actuels de tarification

Les mécanismes utilisés pour établir les tarifs déterminent comment un service public récupérera ses coûts et, s'il y a lieu, la nature du bénéfice réalisé sur la mise de fonds. Tant la CENC que les sociétés privées d'utilité publique commencent par établir des prévisions de la demande à partir d'études de consommation et de prévisions internes. La CENC retient une période de cinq ans alors que les sociétés privées se basent sur une période de deux ans.

La deuxième partie du mécanisme porte sur la détermination des coûts. Les coûts sont répartis à l'échelle du réseau ou entre les diverses centrales, dépendant du genre de service fourni. Les coûts sont ensuite répartis entre la demande (installations), l'énergie (frais d'approvisionnement) et les coûts imputables au client (service à la clientèle). Ces trois groupes de coûts sont ensuite répartis entre divers groupes tarifaires, comme le secteur domestique, le secteur commercial, le service général, l'éclairage des rues, les ventes en gros et les gros clients industriels. Les coûts reliés à la demande sont attribués aux groupes tarifaires en fonction de la demande relative de chaque groupe; les coûts reliés à l'énergie sont répartis en s'appuyant sur la consommation relative; et les frais imputables au client sont répartis en se fondant sur le nombre relatif de consommateurs dans chaque groupe tarifaire.

En se basant sur la demande de pointe prévue, la consommation et le nombre de clients dans chaque groupe tarifaire, on estime les recettes en utilisant les tarifs existants. Les tarifs individuels pour chaque groupe tarifaire, dans chaque centrale, sont ensuite éprouvés jusqu'à ce qu'on obtienne une échelle de tarifs qui permette de récupérer complètement tous les coûts à la grandeur du territoire, mais pas nécessairement pour chaque centrale ou chaque

groupe tarifaire en particulier. Cette échelle de tarifs est ensuite raffinée davantage pour s'assurer que la hausse de tarif relative pour chaque groupe tarifaire et pour chaque agglomération est équitable.

La nouvelle échelle tarifaire, les études relatives au coût du service et les autres analyses sont présentées dans un document distinct pour chaque territoire, documents que la CENC intitule *Redressements tarifaires proposés*. La CENC se présente devant les régies des services publics, des territoires, à titre de témoin, et non pas comme requérante, pour discuter des redressements proposés. La CENC établit ses tarifs conformément à l'article 10.(3) de la Loi sur la CENC et elle les fait approuver par le gouverneur en conseil. L'éventail des tarifs approuvés par le gouverneur en conseil est relativement large, et cette démarche a été endossée par la CENC puisqu'elle doit avoir une certaine latitude qui lui permette de redresser ses tarifs pour réagir rapidement à la hausse des coûts.

Les sociétés privées d'utilité publique qui oeuvrent dans le Nord ont également établi leurs tarifs, dans l'ensemble, à partir d'études sur le coût du service pleinement réparti. Les études sur le coût du service font partie de leurs mémoires intitulés *Justification des révisions de tarifs*, soumis aux régies des services publics. Afin de récupérer tous les coûts, y compris l'impôt sur le revenu, et réaliser un bénéfice sur la base tarifaire, les tarifs sont habituellement déterminés selon une méthode semblable à celle utilisée par la CENC.

La base tarifaire utilisée pour déterminer le niveau de bénéfice ou de rendement visé représente la mise de fonds consentie par la société pour ses activités de service public. Le taux de rendement visé est basé sur la structure financière des sociétés mères qui administrent les services publics. Ce taux est déterminé en tenant compte de l'importance relative et du coût de la dette à long terme, des actions privilégiées, des actions ordinaires et du capital gratuit.

Le niveau du coût de l'avoir (actions ordinaires) reconnu aux sociétés privées d'utilité publique, en 1981-1982, dans les deux Territoires, s'établit à 15,5 p. 100. Ceci représente le rendement que les sociétés estiment nécessaire pour assurer à leurs actionnaires que leurs fonds conservent une valeur appropriée, compte tenu des conditions économiques actuelles et du marché des actions. Le rendement est déterminé par référence au marché des actions, par des analyses sur le rendement d'autres sociétés d'utilité publique de tous genres et à la lumière des décisions réglementaires prises ailleurs. Ces analyses sont faites pour le compte des sociétés par des experts-conseils de l'extérieur. Ces derniers se présentent devant l'Office pour attester la pertinence du taux de rendement. Les sociétés privées d'utilité publique cherchent à obtenir une récupération complète de tous les groupes tarifaires et ne cherchent pas à procéder à la redistribution des recettes.

Les sociétés privées obtiennent une bonne partie de leur électricité de la CENC. Elles peuvent être coincées lorsque la CENC relève les tarifs qu'elle leur impose, si les régies ne les autorisent pas à transmettre ces hausses au consommateur. Toutefois, les régies leur permettent habituellement de transmettre au consommateur les hausses de la CENC imputables aux taxes sur le carburant.

Les sociétés privées doivent faire autoriser par les régies toutes les hausses de tarif proposées. Toutefois, si, en réduisant ses coûts, la société peut réaliser le taux de rendement visé ou un taux supérieur à celui-ci, elle n'est pas obligée de présenter un mémoire. La *ICG Utilities (Plains-Western) Ltd.* n'a donc pas sollicité de hausses de tarif depuis plusieurs années, à part celles reliées aux augmentations imposées par la CENC. Les sociétés privées peuvent conserver toutes les recettes excédentaires, au-delà du taux de rendement visé, sans avoir à rembourser les consommateurs ou à réduire les tarifs.

B. Rationalisation des tarifs

Il est impossible de récupérer tous les coûts du service sur une base de clients individuels. Les tarifs sont déterminés en regroupant les consommateurs par types de consommation ou par types de services fournis. Souvent, certains consommateurs estiment que le fait d'être regroupés avec d'autres constitue en fait une subvention pour ces autres consommateurs. De plus, on croit souvent que les consommateurs des secteurs industriels ou commerciaux peuvent mieux supporter les coûts de l'électricité, et que ces consommateurs devraient payer des tarifs plus élevés que les consommateurs du secteur résidentiel. D'autres font par ailleurs valoir que les consommateurs industriels devraient bénéficier de tarifs réduits puisque leur demande est plus grande et que le rapport entre leur demande globale et la demande de pointe est plus stable.

Ces questions, et plusieurs autres, revêtent une grande importance dans le Nord; comme la base démographique est réduite, la répartition des coûts entre les diverses catégories de consommateurs et entre les diverses agglomérations peut avoir une nette influence sur les tarifs. Ces préoccupations amènent inévitablement les services publics qui oeuvrent dans le Nord, tout particulièrement la CENC, à jouer le rôle d'un véhicule de transformation sociale, rôle auquel ils s'opposent carrément puisque cela ne fait pas partie de leur mandat.

Même si la détermination initiale de la demande d'électricité et la prévision des coûts peuvent être établies avec assez d'exactitude, la tenue en compte de préoccupations d'ordre social, d'ordre politique ou encore concernant la capacité de payer des clients, fait en sorte que l'établissement des tarifs s'éloigne de la méthode basée sur la récupération complète des coûts et il s'ensuit donc nécessairement une certaine forme de subvention par recoupement. Une méthode reposant strictement sur le principe du «remboursement par l'utilisateur» répartirait inégalement le fardeau entre les diverses agglomérations isolées, étant donné les diverses sources d'approvisionnement en carburant et les divers frais de transport.

Ces dernières années, la CENC a tenté d'élaborer un régime de rationalisation des tarifs en vue d'introduire, dans chaque territoire, une démarche uniforme qui ferait en sorte que les catégories de clients qui reçoivent un traitement comparable se voient attribuer des coûts égaux. Cette démarche a rencontré une certaine résistance de la part des Territoires qui estiment qu'il s'agit d'une autre forme de subvention interne et qui préféreraient que toute aide financière soit versée directement par le gouvernement. L'établissement des tarifs

n'est pas uniquement un procédé mécanique qui consiste à déterminer les coûts: cette opération exige beaucoup de discernement. Aussi longtemps que cette définition sera valable, les consommateurs voudront sans aucun doute que leurs intérêts soient protégés par un mécanisme de réglementation.

C. Affranchissement de la compétence territoriale

Comme la distribution de l'énergie demeure nécessairement le monopole de l'organisme public ou privé qui s'est vu octroyer le droit de fournir l'électricité, il importe de prévoir certains moyens pour réglementer leurs investissements, leurs coûts et leurs tarifs, si l'on veut protéger les intérêts des consommateurs. Dans les provinces où de grandes sociétés publiques fournissent l'électricité, la tendance consiste à assujettir ces sociétés à une réglementation appliquée par un organisme autonome qui détermine si les tarifs proposés doivent être admis. Les trois sociétés privées d'utilité publique qui oeuvrent dans les Territoires sont donc assujetties à cette évaluation extérieure, par des régies des services publics créées pour réglementer la production, le transport et la livraison de l'électricité dans les Territoires.

Ces sociétés privées sont assujetties à l'autorité des régies et elles doivent en respecter les décisions. La CENC, elle, à titre d'agent de la Couronne, échappe à l'autorité de celles-ci, même si elle a de bonne grâce accepté de fournir des renseignements et de respecter les décisions des régies, à condition que ces décisions ne contreviennent pas à sa loi habilitante. Cependant, comme la loi force la CENC à récupérer tous ses frais, cette condition revêt une importance particulière. Même si les régies peuvent suggérer des modifications au chapitre de la répartition des coûts par la CENC entre les consommateurs, la CENC a généralement soutenu que les régies ne peuvent mettre en cause son droit à récupérer ses coûts. Ainsi, les régies et les gouvernements territoriaux estiment que la CENC fonctionne dans le meilleur des mondes, puisqu'elle semble faire entériner ses tarifs sans exercer aucun contrôle réel sur les coûts qui servent à l'établissement desdits tarifs.

La question de la responsabilité de la CENC envers les Territoires a été soulevée lors de l'étude des amendements apportés à la Loi sur la CENC, en 1975. Le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien de l'époque, l'honorable Judd Buchanan, faisait la réponse suivante au Comité permanent des affaires indiennes et du développement du Nord canadien, le 11 février 1975:

On a dit à maintes reprises que la Commission d'énergie du Nord canadien devrait être responsable devant des conseils des services d'utilité publique respectifs des Territoires. A mon avis, cela soulève deux questions d'ordre pratique.

Sur le plan de la juridiction, nous savons qu'il n'a jamais été coutume d'exiger des organismes fédéraux qu'ils fassent rapport à des organismes nommés par un niveau inférieur de gouvernement, comme celui d'une province ou d'un territoire.

Le deuxième problème vient du rôle même des conseils des services d'utilité publique. Ces derniers sont habituellement mis sur pied pour contrôler l'entreprise privée dans le domaine des services publics et assurer que les tarifs imposés ne donnent pas lieu à des profits excessifs par rapport au capital investi. Puisque la Commission, de par la loi, n'a pas le droit de faire un profit, ce genre de contrôle n'est pas nécessaire.

Parce qu'elle désire prendre le plus possible en ligne de compte les vues des conseils des services d'utilité publique des Territoires, la Commission a décidé d'entreprendre une consultation sur les projets de changements tarifaires et d'égalisation à l'intérieur des zones tarifaires proposées.

A la demande du Conseil du Yukon, la Commission lui a donné libre accès à tous ses dossiers. On lui a aussi fait des propositions auxquelles elle entend donner suite. On espère aussi avoir de tels résultats avec la *Northwest Territories Utilities Board*. La Commission a donc mis en oeuvre un plan de consultation efficace avec les deux conseils territoriaux de services d'utilité publique (Source: fascicule 16, pp. 16:6 et 16:7).

Cette orientation a été renforcée en 1976, lorsque le conseil d'administration de la CENC a décidé de collaborer étroitement et de contribuer aux travaux des régies de service public, et d'en respecter les recommandations concernant les tarifs, dans la mesure où elles ne contredisent pas sa loi constituante. La CENC a établi des lignes directrices pour orienter les mesures administratives découlant de cette orientation.

Les régies territoriales estiment que les lignes directrices de la CENC, visant les relations de la Commission avec les régies, démontrent la disponibilité de la CENC à collaborer à la réglementation, même si elles sont préoccupées par les limites imposées par la CENC. Les régies estiment que ceci n'est pas conforme au principe déclaré d'une étroite collaboration avec les régies des services d'utilité publique. Elles estiment également que leurs communiqués officiels visant la CENC sont en réalité des décisions, et non pas des recommandations, et que les mesures législatives nécessaires devraient être prises pour assujettir juridiquement la CENC à ces décisions.

Lors des audiences, le sous-comité a entendu les gouvernements territoriaux, des législateurs, des sociétés et des personnes parler en faveur d'une évaluation indépendante des tarifs de la CENC. On semblait s'entendre pour que cette tâche soit faite par des organismes de réglementation territoriaux puisque l'examen des tarifs, l'approbation des concessions et l'application des normes de service relèvent déjà de la compétence de ces organismes, dans les Territoires. Les gouvernements territoriaux estiment que même si la CENC a dans l'ensemble collaboré avec les régies, il importe de disposer de certains moyens pour assujettir pleinement la société à l'autorité d'un organisme de réglementation qui donne aux consommateurs nordiques le moyen de contester vraiment les tarifs d'électricité.

Selon le régime actuel de réglementation, deux groupes de règlements régissent les agences gouvernementales et privées bien qu'elles offrent le même genre de service. La création de sociétés de la Couronne territoriales mettrait fin à cette dichotomie puisque celles-ci seraient complètement assujetties au pouvoir réglementaire de leurs régies respectives et qu'elles répondraient aux résidents des Territoires grâce au mécanisme des audiences publiques.

Même si le rôle traditionnel des régies canadiennes de services publics a été de déterminer les taux de rendement sur les mises de fonds et, partant, de contrôler les bénéfices réalisés par les sociétés privées d'utilité publique, on a de plus en plus tendance à soumettre les sociétés de la Couronne provinciales à un examen public pour faire contrepoids au pouvoir de ces monopoles. De l'avis du sous-comité, sans une telle réglementation, les sociétés de la Couronne territoriales auraient tendance à prêter le flanc au même genre de critiques concernant leur responsabilité, que celles dirigées antérieurement contre la CENC.

Le sous-comité reconnaît l'importance d'un examen réglementaire approprié des tarifs tant dans la perspective d'une participation territoriale aux décisions concernant les tarifs, que pour des fins de responsabilité.

Après avoir examiné les mécanismes de réglementation le sous-comité a fait les constatations suivantes:

- les tarifs sont basés principalement sur le coût du service;**
- un tarif comporte, dans une certaine mesure, des subventions par recoupement, tant à l'intérieur de certains groupes qu'entre les divers groupes de clients, et doit nécessairement être bien réglementé;**
- les régies des services publics qui existent actuellement dans les Territoires, ont pleine autorité sur les sociétés privées d'utilité publique, mais pas sur la CENC; et**
- la dévolution, aux sociétés d'énergie territoriales, des responsabilités de la CENC, supprimerait cet obstacle à une véritable réglementation.**

Ces constatations ont incité le sous-comité à faire la recommandation suivante:

- 6) Toutes les sociétés d'énergie territoriales qui oeuvrent au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest devraient être pleinement assujetties à la réglementation de leurs régies des services publics respectives.

Partie VI

LE FINANCEMENT DE L'ÉLECTRICITÉ AU NORD DU 60^e PARALLÈLE

A. Financement actuel de la CENC

La Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien exige que la CENC traite le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest (ainsi que la zone desservie en Colombie-Britannique) comme des zones tarifaires distinctes, et établisse, pour chaque zone, des tarifs qui ne soient pas inférieurs aux coûts estimatifs de l'approvisionnement en électricité dans cette zone. Les coûts comprennent notamment les frais d'intérêt et le principal de la dette, les frais d'exploitation, d'entretien, de réparation et autres dépenses reliées aux installations, les frais d'administration et toutes les autres dépenses telles qu'attribuées par la Commission aux opérations dans chaque zone tarifaire, y compris les provisions pour éventualités autorisées par le gouverneur en conseil.

Avant la hausse marquée du prix du pétrole et avant le Programme anti-inflation, la CENC pouvait habituellement récupérer tous ses coûts. Au 31 mars 1974, la Commission disposait de bénéfices non-répartis de plus de \$6 millions. Depuis, ce surplus a été grugé par les déficits (entre parenthèses dans le tableau) qui se répartissent comme suit:

	\$
1974-1975.....	(1,187,000)
1975-1976.....	(3,566,000)
1976-1977.....	(6,155,000)
1977-1978.....	377,000
1978-1979.....	(64,000)
1979-1980.....	9,000
1980-1981.....	(400,000)

Au 31 mars 1981, le déficit de la Commission s'établissait donc à \$4,608,000.

La CENC inclut une provision pour éventualités dans les coûts à récupérer. Avec le temps, ceci devrait permettre de combler le déficit et d'accumuler un surplus de \$10 millions. Ceci veut dire que les consommateurs d'électricité dans le Nord paient actuellement non seulement les coûts courants, mais également une partie des coûts passés tout en constituant une réserve pour les imprévus ultérieurs de la CENC.

Par le passé, la Commission n'a pu réaliser sa provision pour éventualités à cause des frais d'entretien élevés imprévus. Ainsi, en 1981-1982, la Commission a, pour la première fois, inscrit à son budget des frais d'entretien éventuels au lieu de supposer que la provision pour éventualités servirait à payer ces frais. La Commission a également haussé ses tarifs pour payer les frais additionnels suscités par les faibles débits d'eau. Ces mesures améliorent la possibilité de constituer la provision pour éventualités, durant l'année en cours.

Un autre facteur influence le financement de la Commission. Celle-ci reconnaît l'amortissement des biens et du matériel en service à un niveau équivalent au principal remboursé sur la dette reliée à ces biens. Avant 1977, la dette était remboursée sous forme d'annuité, et le remboursement du capital emprunté et le paiement des intérêts combinés étaient constants. La dette encourue en rapport avec des actifs mis en service depuis lors est remboursée selon la méthode de l'amortissement linéaire. En raison de la hausse des taux d'intérêt enregistrée ces dernières années, la CENC doit dorénavant récupérer une plus grande partie des frais de financement au cours des premières années du cycle de vie des actifs nouveaux qu'au cours des dernières années, où la demande s'accroîtra. Cette situation a accru les difficultés de la Commission au niveau du financement des nouvelles installations.

Parmi les agences fédérales qui oeuvrent dans le Nord, la CENC est unique puisque le Gouvernement du Canada ne supporte presque aucun coût relié à ses activités. Lorsque le gouvernement assume certains coûts de la CENC, l'aide prend souvent la forme uniquement d'un décalage de la récupération des coûts. Plus précisément, les carences du fonds de roulement résultant de sa situation déficitaire ont amené la Commission, en 1976-1977, à ne pas payer au Gouvernement du Canada les intérêts et le principal de la dette, soit un total de \$9,2 millions. En 1978-1979, la Commission a obtenu du Gouvernement du Canada un prêt de \$7,5 millions, ne portant pas intérêt, pour regarnir son fonds de roulement—l'un des rares cas de subvention—et, depuis, la Commission a payé les intérêts sur les versements dus. Tant les versements en souffrance que l'avance de fonds de roulement demeurent dus au Gouvernement du Canada et devront être remboursés. La Commission a également reçu \$3,15 millions pour réaliser des études hydrauliques au Yukon et ces sommes devront être remboursées si ces études conduisent à la construction de centrales.

Le sous-comité admet que la Commission fait de son mieux pour remplir son mandat législatif, qu'elle établit ses budgets de façon à récupérer toutes ses dépenses courantes ainsi que les déficits antérieurs grâce à une provision pour éventualités. Ceci, allié à des hausses de coûts sur lesquelles la Commission n'a pas prise, a toutefois entraîné d'importantes hausses des tarifs d'électricité. Tant les gouvernements territoriaux que les consommateurs du Nord exigent des mesures pour réduire les tarifs.

B. Le financement des sociétés privées d'utilité publique

Les sociétés privées d'utilité publique qui oeuvrent dans le Nord procèdent d'une toute autre façon pour déterminer leurs tarifs. Tout comme la CENC, ces sociétés transmettent au consommateur tous leurs frais d'exploitation. Toutefois, au lieu de lui transmettre le coût du service de la dette, ces sociétés prévoient une somme suffisante pour réaliser le rendement autorisé sur la base tarifaire.

La base tarifaire comprend la valeur comptable nette moyenne de l'actif immobilisé à laquelle un montant est ajouté pour tenir compte des exigences du fonds de roulement. Le revenu des sociétés privées d'utilité publique sera plus élevé durant les années où la base tarifaire est relevée par des hausses supérieures à l'amortissement comptabilisé ou encore durant les années où les autorités chargées de la réglementation autorisent un taux de rendement supérieur. Les sociétés privées font des placements: leur but n'est donc pas uniquement de rentrer dans leurs frais et de percevoir des honoraires pour les services fournis.

Dans les deux Territoires, le taux de rendement sur la base tarifaire réalisé par les sociétés privées d'utilité publique est fondé, non pas sur leur propre structure financière, mais plutôt sur celle de leurs sociétés mères, ce qui est logique puisque ces sociétés fonctionnent comme des filiales et que ce sont les sociétés mères qui lèvent les fonds. Comme les sociétés privées qui oeuvrent dans le Nord sont petites, par rapport à leurs sociétés mères, leurs besoins financiers n'ont qu'une influence mineure sur les tarifs. Par conséquent, le taux de rendement recherché représente en grande partie le taux requis pour financer des activités ailleurs au pays, principalement en Alberta. Dans la mesure où ce taux de rendement est supérieur au coût établi des emprunts gouvernementaux, ces sociétés privées d'utilité publique transmettent un coût additionnel aux consommateurs d'électricité.

Les sociétés privées enregistrent également un autre coût qui échappe à la CENC. Dans la mesure où leur base tarifaire n'est pas financée par voie d'emprunt, celles-ci doivent payer de l'impôt sur le revenu applicable à l'avoir. Cet impôt est considéré comme une dépense pouvant être récupéré à même les tarifs, mais, en vertu de la Loi sur le transfert de l'impôt sur le revenu des entreprises d'utilité publique, 95 p. 100 de l'impôt est remboursé aux gouvernements territoriaux. Le gouvernement du Yukon a habituellement utilisé ces revenus pour subventionner le coût de l'électricité au niveau du consommateur, dans les régions où ce coût est très élevé. Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest distribue ces revenus entre les sociétés privées d'utilité publique qui, à leur tour, les redistribuent à leurs clients de Yellowknife, Hay River et d'autres agglomérations qu'elles desservent. A moins que le gouvernement fédéral, comme certains l'ont proposé, ne ramène cette part de 95 à 50 p. 100, ceci a pour effet net de laisser les territoires à peu près dans la même situation que si c'était des services publics non imposables qui fournissaient l'électricité.

Tant la CENC que les sociétés privées d'utilité publique établissent des tarifs suffisants pour récupérer leurs frais d'exploitation estimatifs, y compris leurs frais de financement. Si

la CENC récupère plus ou moins que ses coûts réels, ce sont les consommateurs qui en profitent ou qui en souffrent dans les années ultérieures. Si les sociétés privées d'utilité publique retirent plus ou moins que le montant autorisé, ceci n'influence aucunement les tarifs futurs puisque les excédents ou les pénuries au niveau du revenu sont absorbés par les actionnaires. Ainsi, même si la CENC n'est aucunement stimulée, de façon directe, à contrôler ses coûts, les sociétés privées d'utilité publique doivent continuellement chercher à améliorer leur efficacité et à réduire les coûts prévus.

Même si les activités des sociétés privées d'utilité publique peuvent aider à contenir les coûts du service de l'électricité dans le Nord, le sous-comité est conscient que ces sociétés ne peuvent financer la construction d'installations qui exigent des immobilisations, dans les agglomérations où les tarifs dépasseraient les moyens des consommateurs. Un financement privé pourrait alléger les besoins du gouvernement en matière d'emprunts et inciter les sociétés privées d'utilité publique à fournir des services de gestion, mais le financement par le secteur privé de tous les coûts se traduirait vraisemblablement par des tarifs aussi inacceptables que ceux de la CENC. Une solution plus draconienne s'impose.

C. Le financement par les gouvernements territoriaux

Les gouvernements territoriaux s'en remettent actuellement au gouvernement fédéral pour obtenir les fonds nécessaires pour payer une partie substantielle des dépenses qui ne sont pas payées à même leurs revenus propres. Ces subventions ne visent pas seulement les besoins sur le plan de l'exploitation, mais également la plupart des besoins en immobilisations. En tant que tels, ces deux types de subventions constituent des imputations budgétaires aux comptes du Canada, et les Territoires ne sont pas tenus de rembourser ces sommes. C'est ce qui explique le fait que les gouvernements territoriaux soient relativement peu endettés puisque seules les avances de capital amorties d'elles-mêmes sont considérées comme des prêts.

Actuellement, le nombre de sociétés de la Couronne créées par les gouvernements territoriaux est faible. Lorsqu'un gouvernement territorial crée une société de la Couronne, il lui consent des subventions pour fins d'exploitation pour payer les dépenses nettes, et des subventions pour fins d'immobilisations pour subvenir à ses besoins en capital. Ainsi, si les Territoires faisaient une mise de fonds sous forme de dette ou d'avoir dans une entreprise d'électricité, selon l'usage actuel, les fonds proviendraient du gouvernement fédéral sous forme de subventions pour fins d'immobilisations. Les Territoires peuvent faire des emprunts sur le marché privé s'ils y sont autorisés par le gouvernement fédéral, par décret du conseil, ou ils pourraient sans doute obtenir un prêt, au lieu d'une subvention, du gouvernement fédéral, mais dans les deux cas, les prêteurs exigeraient la garantie que le remboursement serait effectué en utilisant d'autres fonds que des fonds fédéraux.

Comme les subventions pour fins d'immobilisations ou d'exploitation consenties par le gouvernement fédéral aux Territoires sont comptabilisées comme des dépenses, toute aide

apportée par les gouvernements territoriaux serait en fait une dépense du gouvernement fédéral, au même titre qu'une dépense directe. Par contre, les avances faites à la CENC sont considérées comme des prêts, ou des dépenses non budgétaires, en supposant, comme le prévoit la loi, que ces dépenses soient complètement récupérées à même les tarifs d'électricité.

Ainsi, à moins que tous les coûts de l'électricité ne soient récupérés auprès des consommateurs, toute participation des gouvernements territoriaux prendra également la forme de dépenses imputées au gouvernement fédéral. Selon les règlements de comptabilité actuels du gouvernement fédéral, un organisme doit pouvoir rembourser à même ses fonds autogénérés toutes les mises de fonds consenties par le gouvernement, et même payer un rendement pour l'utilisation du capital équivalant à peu près au coût courant payé par le gouvernement fédéral sur ses emprunts, avant qu'un financement, par le Gouvernement du Canada, puisse être considéré comme un prêt, c'est-à-dire comme une dépense non budgétaire.

D. Formule actuelle de subvention du coût de l'électricité

Même si la CENC et les sociétés privées d'utilité publique ont enregistré un succès remarquable au chapitre de la récupération des coûts auprès des consommateurs, les coûts payés par les consommateurs du Nord ont, par le passé, été subventionnés, de plusieurs façons. Le sous-comité estime que, parallèlement aux changements structurels, d'autres changements devront inévitablement être apportés tant au niveau qu'au mode de subvention du coût de l'électricité dans le Nord.

Comme nous l'avons déjà dit, les sommes remises au gouvernement territorial en vertu de la Loi sur le transfert de l'impôt sur le revenu des entreprises d'utilité publique, ont été utilisées par le gouvernement du Yukon pour subventionner les consommateurs qui doivent payer des tarifs supérieurs aux tarifs moyens. Suite aux recommandations du groupe de travail sur le coût de l'électricité dans le Nord, le Gouvernement du Canada adoptait, en novembre 1978, le Programme fédéral de soutien à l'énergie. Les gouvernements territoriaux assurent l'administration de ce programme et les diverses entreprises d'utilité publique facturent directement aux gouvernements la différence entre les taux subventionnés et les taux autorisés pour ces agglomérations.

D'autres subventions moins directes ont également influencé les tarifs d'électricité dans le Nord. Autrefois, les tarifs des clients gouvernementaux étaient plus élevés que les tarifs imposés aux autres consommateurs et, en fait, les gouvernements visés subventionnaient d'autres groupes d'usagers. La CENC cherche actuellement à faire disparaître cette forme de subvention, à cause des problèmes administratifs inhérents à ce programme.

D'autres subventions par recoupement existent à l'intérieur de chaque territoire—et non pas entre ceux-ci en raison des exigences de la Loi sur la CENC—lorsque certains

consommateurs paient moins que le strict coût du service alors que d'autres paient davantage.

La CENC a récemment commandé une étude des facteurs à retenir dans la rationalisation des tarifs applicables aux T.N.-O. Cette étude suggère un certain nombre de principes différents applicables à l'établissement des tarifs. Ceux-ci varient notamment de la reconnaissance de tous les T.N.-O. comme zone tarifaire unique, à la tenue en compte des divers types de production et des diverses régions desservies.

Le sous-comité estime qu'on devrait faire une distinction entre des régions comme celle du Yukon et celle qui entoure le Grand Lac des Esclaves, où l'électricité pourrait être produite à partir de centrales hydro-électriques interconnectées moins coûteuses et les régions reculées qui seront vraisemblablement surtout alimentées en pétro-électricité et où le niveau du développement économique n'est pas suffisant pour permettre aux consommateurs de payer le coût entier du service.

E. Autre mécanisme de subvention de l'électricité

Le coût de l'électricité peut favoriser ou ralentir la mise en valeur du Nord. La CENC doit maintenant, en vertu de sa loi habilitante, récupérer au moins le coût du service de l'électricité dans chacun des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon. La Commission jouit d'une certaine latitude au chapitre de la répartition des coûts entre les divers clients, mais, dans l'ensemble, la Commission doit faire ses frais.

Comme nous l'avons déjà dit dans les pages précédentes, la CENC a, jusqu'à tout récemment, récupéré ses coûts à même les tarifs imposés aux consommateurs, et ces tarifs étaient raisonnables par rapport aux tarifs en vigueur ailleurs au Canada. Le coût en capital des nouvelles installations hydro-électriques de même que la hausse du prix du carburant utilisé dans les centrales au diesel ont toutefois entraîné une hausse rapide du coût de l'électricité et les tarifs actuels sont loin d'être alignés sur ceux en vigueur dans presque tout le pays.

Pour déterminer les modalités ultérieures de financement de l'électricité, le sous-comité a retenu le coût actuel élevé de l'électricité de même que les incidences négatives possibles que celui-ci pourrait avoir sur le développement du Nord. Par le passé, au Canada, on a subventionné les services essentiels au développement national, notamment les transports. Plusieurs autres services, dans le Nord, sont subventionnés à même les deniers publics. L'usage, dans le Nord, est de radier les dépenses en capital, en limitant la récupération des coûts auprès de l'utilisateur, au coût progressif des opérations courantes. Le sous-comité estime qu'on ne devrait pas faire d'exception dans le cas de l'électricité et que celle-ci ne devrait pas être considérée comme un des rares services entièrement à la charge des résidents du Nord.

Actuellement, la CENC a beaucoup de difficulté à financer des projets d'immobilisations en raison de l'obligation qui lui est faite de par sa loi habilitante, de récupérer tous ses coûts. La CENC doit soit construire des installations qui répondent exactement à la demande courante ou imposer à ses clients le coût de la capacité de production excédentaire à la consommation courante. La CENC doit donc entreprendre la construction des centrales hydro-électriques seulement après que la demande se sera manifestée, et répondre à cette demande, dans l'intervalle, par de la pétro-électricité, qui consomme moins de capital.

Le gouvernement fédéral s'est montré beaucoup plus souple dans le financement de la construction et de l'exploitation de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau, au Nouveau-Brunswick. Les intérêts sont complètement oubliés pour une période déterminée, ce qui permet de réduire le coût en capital du projet et aide beaucoup durant la période de démarrage où la demande ne correspond pas à la capacité de la centrale. De plus, le gouvernement fédéral consent des prêts en fonction du rendement de la centrale: des fonds sont avancés si l'électricité produite est inférieure au niveau visé et les prêts sont remboursés lorsque la production dépasse ce niveau.

En 1981, le Bureau du Vérificateur général a suggéré que la Commission examine, avec le Conseil du Trésor, la possibilité de modifier la structure financière de celle-ci pour rendre l'entreprise plus viable. Ces dernières années, le Gouvernement du Canada a pris des mesures visant à rendre plusieurs autres sociétés de la Couronne plus viables sur le plan financier. Dans certains cas, notamment dans le cas de l'Énergie atomique du Canada Limitée, des prêts substantiels ont été radiés en reconnaissance du fait que les actifs étaient surévalués eu égard à leur capacité de générer des revenus, et ne pourraient être remboursés que par des crédits fédéraux. Dans certains cas, notamment dans le cas de la Voie maritime du Saint-Laurent, des dettes substantielles ont été converties en avoir, ce qui a permis d'alléger la lourde charge en intérêts payés par ces sociétés. La première solution est plus favorable puisqu'elle soulage la société de la Couronne tant des frais d'amortissement que des frais d'intérêt, alors que la transformation de la dette en avoir réduit uniquement les frais d'intérêts. Le sous-comité croit comprendre que la politique actuelle du gouvernement consiste à convertir la dette en avoir seulement si la société de la Couronne peut réaliser un rendement sur l'avoir ainsi créé, égal ou supérieur au coût actuel des fonds, pour le gouvernement fédéral.

Plusieurs raisons militent en faveur de la radiation, par le Canada, de la dette existante de la CENC: le gouvernement fédéral a déjà renoncé à presque toutes les dettes des deux gouvernements territoriaux. De plus, les déficits accumulés, les dépenses imprévues relatives à des travaux hydro-électriques importants, ainsi que les coûts élevés des centrales au diesel qui ne pourront jamais s'autofinancer, sont responsables de la dette de la CENC. Le Gouvernement du Canada devrait prendre des mesures immédiates pour radier la dette existante de la CENC, qui s'établit à environ \$200 millions, et il devra adopter des moyens plus souples pour financer les besoins futurs en capital des entreprises d'électricité proposées pour les Territoires.

Le sous-comité a envisagé la possibilité de radier une partie seulement de la dette existante. Cette idée fut écartée, comme le démontre la partie suivante du rapport, parce que

les tarifs d'électricité, même si toute la dette était radiée, demeureraient encore supérieurs à ceux de toutes les provinces réunies. Si l'on renonçait à une partie moindre de la dette, seuls les systèmes Whitehorse-Aishihik-Faro et Mayo au Yukon, ainsi que le système Taltson dans les T.N.-O., auraient des tarifs inférieurs à 10¢ le kWh. Le 31 mars 1980, la dette de ces systèmes s'élevait à environ 82 millions de dollars. Le sous-comité estime que tout au moins les tarifs se situant au-delà de ce niveau devraient justifier des subventions de la part du gouvernement fédéral.

La pertinence des tarifs d'électricité dans le Nord demeure une question de politique gouvernementale. Une renonciation complète de la dette existante permettrait à chaque nouvelle société de la Couronne territoriale de fournir l'électricité à des tarifs comparables à ceux payés dans la plupart des provinces. La radiation de la dette existante aura une incidence négative sur le déficit du gouvernement fédéral, l'année où il sera imputé, tout comme ce fut le cas lors de la renonciation de la dette des gouvernements territoriaux, mais il n'accroîtra, d'aucune façon, les besoins en liquidités du Gouvernement du Canada.

Toutefois, le financement, à l'avenir, devra répondre à des exigences plus rigoureuses. Les chiffres présentés dans la dernière partie du présent rapport indiquent que les consommateurs du Yukon, si la dette actuelle est radiée, pourraient probablement financer le coût des immobilisations futures tout en payant l'électricité à un prix raisonnable. Les consommateurs des T.N.-O. qui habitent dans les régions reculées de l'est de l'Arctique ne peuvent espérer profiter de taux comparables à ceux qui prévalent dans le reste du Canada, même si des subventions pour fins d'immobilisations sont consenties pour toutes les nouvelles installations qui exigent des immobilisations. La région méridionale du Mackenzie se compare toutefois au Yukon et cette région devrait pouvoir assurer le financement du coût des nouveaux aménagements hydro-électriques. Chaque cas devra donc faire l'objet d'une évaluation distincte et les subventions pour fin d'immobilisation devraient être consenties uniquement aux régions reculées où, s'il en était autrement, les tarifs seraient excessifs en comparaison de ceux en vigueur dans le reste du Canada. Des subventions pour fin d'exploitation pourraient également leur être accordées pour maintenir les tarifs d'électricité à un niveau raisonnable. Si la récupération de ces coûts s'avérait incertaine durant une période indéterminée, les centrales devraient être financées au moyen de prêts consentis dont les intérêts pourraient être décalés, ou auxquels on renoncerait, jusqu'à ce que les centrales deviennent économiquement viables.

Si cette politique était en vigueur, le sous-comité estime que pour 1982-1983, le coût des subventions consenties représenterait 11,5 millions de dollars au chapitre de l'exploitation et 4,3 millions de dollars à celui de l'immobilisation, en supposant qu'un prix maximal de 10¢ le kWh soit raisonnable. Au Yukon, l'application d'une telle politique occasionnerait une dépense de 0.6 millions de dollars en subventions pour fin d'immobilisation et une somme semblable au chapitre des subventions pour fin d'exploitation. Bien entendu, le coût augmenterait dès l'adoption d'un prix maximal moins élevé dans le cadre de la politique gouvernementale.

Au chapitre du financement, le sous-comité a fait les constatations suivantes:

- des inéquités et des incidences adverses possibles surviendront si l'on forçait les sociétés d'utilité publique du Nord à récupérer tous les coûts d'électricité à même les tarifs imposés aux consommateurs nordiques;**
- sans l'aide gouvernementale, les sociétés privées d'utilité publique ne peuvent faire qu'une contribution restreinte à la réduction de l'électricité;**
- toute aide financière consentie par le gouvernement fédéral, que celle-ci se fasse directement ou par l'entremise des gouvernements territoriaux, sera considérée comme une dépense budgétaire du Gouvernement du Canada, aussi longtemps que les consommateurs ne pourront payer tous les coûts de production, de transport et de distribution de l'électricité; et**
- il importe de distinguer entre les agglomérations reculées alimentées par des génératrices au diesel et les agglomérations qui peuvent être desservies par des installations hydro-électriques, actuelles ou futures.**

Ces constatations ont amené le sous-comité à formuler les recommandations suivantes:

- 7) La dette actuelle de la CENC envers le Gouvernement du Canada devrait être radiée des comptes du Canada.
- 8) Le Gouvernement du Canada, avec le concours des gouvernements territoriaux, devrait établir, sur une base annuelle, des prix maximums qui serviraient à déterminer les subsides pour l'électricité consommée dans le Nord.
- 9) On devrait songer à recourir aux capitaux privés comme moyen de financement lorsque le coût d'une centrale peut être pleinement récupéré en respectant les prix maximums.
- 10) On devrait négocier des arrangements de financement souples, prévoyant le décalage des frais de la dette durant une certaine période, lorsque les coûts dépassent des niveaux maximums, dans le cas des prêts destinés au financement des installations hydro-électriques qui devraient, ultérieurement, fournir de l'électricité à un prix inférieur au plafond prévu.
- 11) Les dépenses d'immobilisations de toutes les autres installations d'électricité devraient être financées par voie de subventions pour fins d'immobilisations.
- 12) Dans les régions reculées où les mesures qui précèdent s'avèrent inadéquates, des subventions pour fins d'exploitation devraient être accordées pour ramener les tarifs au niveau des prix maximums.

Partie VII

RÉPERCUSSIONS FINANCIÈRES DES RECOMMANDATIONS

A. Tarifs d'électricité prévus sans l'aide financière supplémentaire du gouvernement fédéral

Un certain nombre de modifications d'ordre administratif et financier ont été recommandées dans les pages qui précèdent. L'annexe D ci-après précise les coûts reliés à la proposition de la *Yukon Electrical Company Limited* visant la prise en charge des actifs et des activités de la CENC, et à la contre-proposition de la CENC visant la prise en charge des actifs et des activités de la *Yukon Electrical*. L'annexe E présente certaines prévisions concernant l'influence sur les tarifs d'électricité du statut quo ou encore de certains changements administratifs. Voyons maintenant les tarifs prévus selon ces diverses options pour le Yukon d'abord, puis, pour les T.N.-O.

1. Au Yukon

Ces prévisions du prix de vente de l'électricité au Yukon figuraient dans les témoignages soumis au sous-comité ou émanent du sous-comité lui-même.

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
Prévision de la <i>Yukon Electrical</i>	8.27	8.98	9.10	9.71	11.00
Prévisions de la CENC en retenant					
—les hypothèses de la <i>Yukon Electrical</i>	7.34	8.12	7.93	8.61	9.89
—les hypothèses de la CENC	10.82	10.53	9.77	10.49	11.30

(Suite)	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
<u>Prévisions du sous-comité</u>					
Arrangements actuels.....	10.68	10.69	11.09	12.08	12.71
Arrangements actuels, sauf pour le déménagement de la CENC vers le Nord.....	10.85	10.95	11.32	12.22	12.86
Vente de l'avoir de la CENC à des sociétés privées d'utilité publique selon la valeur aux livres.....	9.93	9.89	10.35	11.26	12.04
Créations de sociétés de la Couronne territoriales, où l'exploitation et la gestion sont assurées par des sociétés publiques.....	10.59	10.57	10.94	11.59	12.30
Création de sociétés de la Couronne territoriales, où l'exploitation et la gestion sont assurées par des sociétés privées.....	10.16	10.10	10.42	11.14	11.83

Ces prévisions indiquent que les changements administratifs, à eux seuls, ne pourront réduire, de façon significative les tarifs d'électricité au Yukon. La *Yukon Electrical* produit de l'électricité à un prix moindre à cause de la radiation de 30 millions de dollars sur la dette. Toutes les autres prévisions donnent des résultats semblables, à savoir que les tarifs d'électricité au Yukon dépassent presque tous les autres tarifs applicables, partout au Canada.

2. Territoires du Nord-Ouest

Comme ni la CENC ni les sociétés privées d'utilité publique n'ont soumis de prévisions concernant les T.N.-O., seules les prévisions préparées pour le sous-comité sont disponibles; celles-ci prévoient les tarifs suivants, pour les cinq prochaines années:

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
<u>T.N.-O.</u>					
Arrangements actuels.....	17.63	19.01	21.38	22.03	23.66
Arrangements actuels, sauf pour le déménagement de la CENC vers le Nord.....	18.03	19.71	21.95	22.30	24.02
Vente de l'avoir de la CENC à des sociétés privées d'utilité publique selon la valeur aux livres.....	16.21	17.48	19.85	20.67	22.62
Création de sociétés de la Couronne territoriales, où l'exploitation et la gestion sont assurées par des sociétés publiques.....	17.77	19.41	21.69	21.81	23.66

(Suite)	1983	1984	1985	1986	1987
(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)					
Création de sociétés de la Couronne territoriales, où l'exploitation et la gestion sont assurées par des sociétés privées	16.57	17.88	20.36	20.90	22.45

Ces prévisions indiquent que peu importe les changements administratifs apportés, les tarifs, dans les T.N.-O., ne seront pas beaucoup plus élevés qu'au Yukon et qu'ailleurs au Canada.

B. Influence sur les tarifs de la radiation de la dette et d'un financement par voie de subventions pour fins d'immobilisations

La radiation complète, par le gouvernement fédéral, de la dette existante de la CENC et le financement des besoins futurs en capital par voie de subventions pour fins d'immobilisations auraient les effets suivants sur le Yukon:

	1983	1984	1985	1986	1987
(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)					
<u>Incidences pour le Yukon</u>					
Économie	(2.00)	(2.27)	(5.40)	(5.43)	(5.21)
Influence sur l'option la plus coûteuse (arrangements actuels, sauf pour le déménagement de la CENC vers le Nord)	8.85	8.68	5.92	6.79	7.65
Influence sur l'option la moins coûteuse (création de sociétés de la Couronne territoriales, où la gestion et l'exploitation sont assurées par des sociétés privées	8.16	7.83	5.02	5.71	6.62

Les avantages accrus pour le Yukon, durant les dernières années, reflètent les économies que présente pour celui-ci l'octroi de subventions pour fins d'immobilisations relativement à la construction de la quatrième turbine de la centrale de Whitehorse. Si la société était libérée de sa dette, le coût de l'hydro-électricité serait nettement inférieur à celui de la pétro-électricité. Si seule la dette existante était annulée et que la quatrième turbine était

financée par des prêts consentis par le gouvernement fédéral, les tarifs équivalents s'établiraient comme suit:

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
	8.10	7.96	8.34	9.13	9.81

Ces tarifs figurent quand même parmi les plus élevés au Canada

La radiation complète, par le gouvernement fédéral, de la dette existante de la CENC et le financement des besoins futurs en capital par voie de subventions pour fins d'immobilisations auraient les effets suivants sur les T.N.-O.:

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
<u>Incidences pour les T.N.-O.</u>					
Économie	(3.89)	(4.45)	(4.90)	(3.73)	(3.65)
Influence sur l'option la plus coûteuse arrangements actuels, sauf pour le déménagement de la CENC vers le Nord	14.14	15.26	17.05	18.57	21.37
Influence sur l'option la moins coûteuse (création de sociétés de la Couronne territoriales, où la gestion et l'exploitation sont assurées par des sociétés privées)	12.68	13.43	15.46	17.17	18.80

Ces comparaisons indiquent que, même en retenant l'option la moins coûteuse, les tarifs d'électricité dans les T.N.-O. seraient nettement plus élevés qu'ailleurs au Canada.

C. Fixation des taux après la mise en œuvre des recommandations du sous-comité

Les calculs qui précèdent montrent bien que les taux moyens appliqués à l'énergie électrique au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest dépassent les taux en vigueur dans la plupart des provinces canadiennes. Les gouvernements territoriaux, ainsi que de nombreux consommateurs du Nord, estiment qu'il ne peut y avoir équité que si les taux moyens en vigueur dans ces Territoires sont comparables à ceux de chaque province du Canada. L'utilisation d'un territoire entier comme zone tarifaire est consacrée depuis 1975 par les dispositions de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien.

Une autre solution, qui était en vigueur avant la modification de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien en 1975, consistait à considérer chaque emplace-

ment ou chaque réseau comme zone tarifaire distincte. Le coût de l'énergie électrique dans les secteurs desservis principalement par des centrales hydro-électriques se rapproche davantage des coûts en vigueur ailleurs au Canada. L'énergie produite par diesel entraîne des taux excessifs dans les régions éloignées. Si cette solution était encore en vigueur, la plupart des agglomérations paieraient des taux très différents des taux moyens.

Le gouvernement fédéral devrait-il accorder son aide sur une échelle qui permettrait de ramener à un niveau raisonnable les taux moyens dans chaque territoire, ou s'il devrait subventionner seulement les secteurs où ces taux sont vraiment trop élevés? Le sous-comité a opté pour une aide sur ces deux points.

En premier lieu, le sous-comité a suggéré que l'actif actuel de la Commission d'énergie du Nord canadien soit transféré aux nouvelles sociétés de la Couronne territoriales, sans transfert de la dette. Dans de nombreux secteurs, les taux resteraient encore extrêmement élevés, mais dans d'autres, ils pourraient être plus bas qu'à bien des endroits ailleurs au Canada.

Là où les taux seraient excessifs, même après l'annulation totale de la dette existante, le sous-comité propose que les immobilisations futures soient financées par des subventions d'équipement du gouvernement fédéral, assorties de subventions d'exploitation si elles ne sont pas suffisantes. Il s'agit d'une aide sélective qui ne profiterait qu'aux secteurs où les coûts sont plus élevés.

Dans les endroits où les taux sont raisonnables par comparaison au reste du Canada, la remise de la dette existante pourrait amener les coûts à un niveau inférieur aux taux demandés ailleurs au Canada. Les régies territoriales de service public auraient donc le choix

- d'approuver les taux pour les emplacements qui donnent aux consommateurs des secteurs touchés le plein avantage de la remise de la dette, ou
- d'obliger les consommateurs de ces secteurs à payer des taux suffisants pour couvrir les coûts originaux même s'il n'y a pas de dette à rembourser.

Dans ce dernier cas, les régies pourraient se servir de leurs revenus excédentaires à leurs dépenses réelles pour tenter d'atteindre des taux considérés comme justes pour le territoire. Elles pourraient par exemple uniformiser les taux dans tout le territoire, c'est-à-dire accorder une aide supplémentaire aux secteurs où les coûts sont élevés, ou utiliser ces revenus pour construire de nouvelles centrales électriques d'envergure qui profiteraient à l'ensemble du territoire, par le biais des exportations d'énergie ou de l'implantation de nouvelles industries.

Le sous-comité préconise, dans la mesure du possible, de soumettre les nouvelles centrales électriques à un véritable test de rentabilité économique. C'est pourquoi il a

suggéré d'utiliser des capitaux privés pour financer ces nouvelles centrales et de retarder seulement le paiement de la dette, sans la remettre complètement, là où la viabilité économique future semble très possible.

La remise de la dette existante, de même que les futures subventions d'équipement et d'exploitation accordées pour les secteurs où les coûts sont élevés, donneront aux nouvelles sociétés de la Couronne territoriales une occasion de fournir une partie des capitaux nécessaires pour les nouvelles entreprises qui semblent devoir recouvrer pleinement leurs coûts.

Comme il l'a déjà indiqué, le sous-comité ne possède pas de formule magique pour décider des taux justes dans le Nord. Ces taux doivent être établis par voie de négociation entre les gouvernements fédéral et territoriaux. La dette existante étant annulée, le sous-comité estime que ce processus devrait prendre la forme suivante:

- les gouvernements fédéral et territoriaux, par voie de négociation, fixeront des maximums pour les taux relatifs à l'énergie électrique dans chacun des Territoires, en tenant compte des taux en vigueur ailleurs au Canada.
- les sociétés de la Couronne territoriales prépareront des budgets, comme les demandes actuelles relatives aux taux, en indiquant pour chaque emplacement ou chaque réseau les subventions d'exploitation et d'équipement dont elles auront besoin pour maintenir en-deça de ces maximums, les taux relatifs à l'énergie électrique, et ce qu'elles se proposent de faire avec les revenus excédentaires provenant des autres secteurs;
- les gouvernements territoriaux inclueront ces subventions dans leurs propres prévisions budgétaires, en réévaluant les répercussions des taux maximums sur les ressources qui peuvent être réparties ailleurs, après avoir tenu compte des niveaux de référence fixés par le gouvernement fédéral;
- le gouvernement fédéral réétudiera les taux maximums lorsqu'il passera en revue les prévisions budgétaires des Territoires à la lumière de ses propres priorités budgétaires;
- les régies de service public étudieront les taux maximums selon lesquels les subventions sont déterminées et décideront si elles doivent aller chercher des fonds supplémentaires à même leurs revenus excédentaires provenant d'autres sources, si elles doivent réduire les taux dans ces endroits où les coûts sont peu élevés, ou si elles doivent utiliser ces revenus excédentaires pour établir des réserves destinées à financer d'importants nouveaux projets;
- les subventions fédérales d'équipement et d'exploitation seront confirmées; sinon, les maximums devront être révisés.

Ainsi, les taux maximums relatifs à l'énergie électrique seront fixés dans le cadre du processus global de répartition des ressources des deux gouvernements, ce qui détruira

l'hypothèse de travail tout à fait farfelue selon laquelle la Commission d'énergie du Nord canadien fonctionne actuellement, c'est-à-dire qu'il est possible de faire payer aux usagers la totalité des coûts de l'énergie électrique dans toutes les localités du Nord. Lorsque des taux raisonnables sont possibles, la remise de la dette existante représentera la contribution du Canada pour aider les Territoires à établir, dans le domaine de l'énergie électrique, l'infrastructure nécessaire à leur développement économique.

Dans la mesure où les ressources territoriales sont utilisées principalement pour le développement de l'ensemble de l'économie canadienne, le financement de l'infrastructure dans le domaine de l'énergie électrique au nord du 60e parallèle ne peut reposer uniquement sur les usagers du Nord, mais doit être assumé, jusqu'à un certain point, par tous les Canadiens, par l'entremise de leur gouvernement fédéral.

YVES LAMONTAGNE (I.N.O.) le 30 mai 1981

De *gouvernement des Territoires du Nord-Ouest*

M. J. H. G. H. H. H.
ministre de la Justice et des Services publics

L'hon. Richard Noyes,
ministre de l'Énergie

M. W. D. Bédard,
expert conseil en matière de Régie des services publics

De *l'Association des municipalités des Territoires du Nord-Ouest*

M. Walter Kudelik,
président

De *la Cominco/Plas Point Mines Ltd.*

M. James R. Greenhalgh,
directeur, Opérations intégrées, Cominco Ltd.

M. David P. Henry,
curateur, Affaires et services,
Plas Point Mines Ltd.

M. Eric N. Wright,
comptable

De *la Chambre de commerce de Hay River, de la Municipalité de Hay River et de la Société de développement communautaire de Hay River et de sa région*

Mlle Frances Halsey,
porte-parole

M. Jim Mac,
directeur divisionnaire, Alberta Power Ltd.

De *la ICG Utilities (Polar-Water) Ltd.*

M. Gary Hoffman,
responsable, Administration des usages

ANNEXE A

LISTE DES TÉMOINS

Voici une liste des personnes qui ont soumis un témoignage au sous-comité, lors des audiences tenues dans le Nord en mai, juin, août et septembre 1981:

YELLOWKNIFE (T.N.-O), le 30 mai 1981:

Du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest:

L'hon. George Braden,
ministre de la Justice et des Services publics;

L'hon. Richard Nerysoo,
ministre de l'Énergie;

M.W.G. Stephen,
expert-conseil attaché à la Régie des services publics.

De l'Association des municipalités des Territoires du Nord-Ouest:

M. Walter Kudelik,
président.

De la Cominco/Pine Point Mines Ltd:

M. James R. Greenhalgh,
directeur, Opérations intégrées, *Cominco Ltd.*;

M. David P. Henry,
surintendant, Ateliers et services,
Pine Point Mines Ltd.;

M. Eric N. Wright,
comptable.

De la Chambre de commerce de Hay River, de la Municipalité de Hay River et de la Société de développement économique de Hay River et de sa région:

Mlle Frances Hasey,
porte-parole;

M. Jim May,
directeur divisionnaire, *Alberta Power Ltd.*

De la ICG Utilities (Plains-Western) Ltd.:

M. Gary Hoffman,
vice-président, Administration des tarifs;

ANNEXE A

M. R.B. Callow,
vice-président et directeur général;

M. John Carstairs,
secrétaire juridique.

De la Chambre des mines des Territoires du Nord-Ouest:

M. Terry Daniels,
directeur général.

De l'Assemblée législative des Territoires du Nord-Ouest:

Mme Lynda Sorensen,
député de Yellowknife Sud.

De la ville de Yellowknife:

M. Michael Ballantyne,
maire.

De l'Association des consommateurs du Canada, section de Yellowknife:

Mme Lynda Sorensen,
membre du Conseil d'administration.

De la Fédération du travail des Territoires du Nord-Ouest:

M. Phil Molloy,
président;

M. Cliff Reid,
vice-président.

INUVIK (T.N.-O.), le 1er juin 1981:

De la ville d'Inuvik:

M. Doug Billingsley,
conseiller municipal;

M. Tom Zubko,
conseiller municipal.

De l'Assemblée législative des Territoires du Nord-Ouest:

M. Tom Butters,
député d'Inuvik.

TUKTOYAKTUK (T.N.-O.), le 1er juin 1981:

De la localité incorporée de Tuktoyaktuk:

M. Vince Steen,
maire;

M. Emmanuel Felix Sr,
maire adjoint;

M. John Steen,
conseiller municipal;

M. William Nasogaluak,
conseiller municipal;

Mme Linda Cockney;

M. Doug Pow;

Mme Sarah Anderson.

De l'Assemblée législative des Territoires du Nord-Ouest:

Mlle Nellie Cournoyea,
député de l'Ouest de l'Arctique.

FARO (Yukon), le 3 juin 1981:

De la Société minière Cyprus Anvil:

M. A.H. Von Kursell,
vice-président;

Mlle Laurie Patham,
directeur, Administration corporative;

M. Syd Taylor,
expert en travaux de génie.

De l'Assemblée législative du Yukon:

M. Maurice Byblow,
député de Faro.

De la Ville de Faro:

M. Rennie Mitchell,
maire.

WHITEHORSE (Yukon), le 4 juin 1981:

De la Yukon Conservation Society:

M. Max Fraser,
président intérimaire;

M. Tom Munson,
membre du Conseil d'administration;

M. Tony Hodge,
membre du Conseil d'administration;

ANNEXE A

M. Doug Craig,
membre du Conseil d'administration;

Mlle Nancy MacPherson,
membre du Conseil d'administration;

M. Bob McCandless,
membre du Conseil d'administration.

De l'Université de la Colombie-Britannique:

M. Irving K. Fox,
professeur.

De la cité de Dawson:

M. Peter Jenkins,
maire.

Du Parti progressiste-conservateur du Yukon:

M. Bruce Willis,
président;

M. Charlie Friday,
directeur.

De la Chambre de commerce du Yukon:

M. Jack Hogan,
président;

M. George Privett,
directeur.

Du Gouvernement du Yukon:

L'hon. Dan Lang,
ministre du Tourisme et du Développement économique.

De la Yukon Electrical Co. Ltd.:

M. Gary K. Bauer,
directeur.

De l'Alberta Power Ltd.:

M. R.H. Choate,
vice-président.

Du Conseil des Indiens du Yukon:

M. Joe Jack,
vice-président.

De la Yukon Historical and Museums Association:

Mlle Pat McCormack,
présidente.

De la Chambre des mines du Yukon:

M. David H. Waugh,
directeur;

M. David Tenney,
administrateur.

Des Services forestiers du Yukon:

M. Irwin R. Armstrong.

FROBISHER BAY, (T.N.-O.), le 1er septembre 1981:*De la Kamotig Inn:*

M. Marcel Mahé,
propriétaire.

De la Frobisher Inn:

M. Dezo Miklos,
propriétaire.

RANKIN INLET (T.N.-O.), le 2 septembre 1981:*Du restaurant Anaka:*

M. O. Ittinuar,
propriétaire.

De la Yvo Airut Enterprises:

M. Yvo Airut,
copropriétaire;

M. Celestino Maktah,
copropriétaire.

YELLOWKNIFE (T.N.-O.), le 21 septembre 1981:*De la ICG Utilities (Plains-Western) Ltd.:*

M. R.B. Callow,
vice-président et directeur général;

M. Garry M. Hoffman,
vice-président, Administration des tarifs.

De l'Alberta Power Limited:

M. C.O. Twa,
vice-président;

ANNEXE A

M. J.R. Frey,
directeur de la planification.

De la Commission d'énergie du Nord canadien:

M. James Smith,
président;

M. Joseph Long,
directeur général;

M. John D. Allan,
directeur général adjoint,
Exploitation et génie.

WHITEHORSE (Yukon), le 22 septembre 1981:

De la Yukon Electrical Company Limited:

M. R.H. Choate,
vice-président;

M. Gary Bauer,
directeur général.

De l'Alberta Power Limited:

M. C.O. Twa,
vice-président;

M. J.R. Frey,
directeur de la planification.

De la Commission d'énergie du Nord canadien:

M. James Smith,
président;

M. Joseph Long,
directeur général;

M. John D. Allan,
directeur général adjoint, Exploitation et génie.

Les personnes suivantes ont soumis des mémoires mais n'ont pas témoigné devant le sous-comité:

M. R.W. Spence,
ingénieur, Yellowknife, T.N.-O.;

M. W.A. Case,
ingénieur, Yellowknife, T.N.-O.;

M. John Zigarlick,
président, *Echo Bay Mines Ltd.*, Edmonton, Alberta.

M. G.M. Furnival,
vice-président administratif et directeur général,
Direction des mines, *Westmin Resources Limited*, Vancouver, C.-B.

Note: Le sous-comité a également tenu une réunion à Ottawa le 30 juin 1981 et il a alors rencontré M. Omand Solandt, président du Conseil des sciences des Territoires du Nord-Ouest.

La production de l'électricité, dans les Territoires, a été admise par l'exploitation et l'exploitation des ressources naturelles. Au Yukon, l'exploitation minière placée sur une grande échelle, a marqué le début des années 1900. D'importantes sociétés privées ont fourni de l'électricité pour soutenir ces exploitations minières, qui se faisaient sur des pays et en recourant à la force hydraulique, opérations qui exigeaient d'importantes capitaux. Au début des années 1920, les gisements d'argent, de plomb et de zinc de l'axe Hill, près de Mayo, ont été l'objet d'une exploitation minière importante. Ce sont toutefois les problèmes de transport, et non pas la disponibilité de l'énergie, qui ont limité le principal secteur à la mise en valeur générale du territoire.

Dans les Territoires du Nord-Ouest, les possibilités de développement industriel du district de Mackenzie furent envisagées avec la découverte de plomb et de zinc à Pine Point, en 1898, de pétrole, à Norman Wells, en 1920, de radiura près du Grand lac de l'Ours, en 1932, et d'or, dans la région de Yellowknife, en 1934. Le problème de l'approvisionnement énergétique pour la mise en valeur de la région du Grand lac de l'Ours, après son exploitation, a été résolu en produisant de la pétro-électricité, à partir de diesel associé par large depuis la petite raffinerie de Norman Wells.

Une économie de libre entreprise, axée sur la viabilité économique, a prévalu jusqu'à la Deuxième guerre mondiale. Les sociétés, laïques en grande partie à l'époque, devaient voir à se procurer tous les services nécessaires à l'exploitation des ressources. Après la Deuxième guerre mondiale, le gouvernement a participé plus activement au développement social et économique du Nord, qui est donc devenu de plus en plus dépendant aux politiques publiques. Le gouvernement fédéral a fourni les transports et l'énergie, lorsque ces derniers étaient d'énormes à justifier dans une stricte perspective de viabilité commerciale.

La première initiative fédérale, dans le domaine de la production d'électricité, au Nord du 60^e parallèle, remonte à 1946, lorsque le ministre des Mines et des Ressources a approuvé la construction d'une centrale hydro-électrique de 7 mégawatts, à Snow Rapids, sur le ruisseau Snow. La centrale fut conçue principalement pour alimenter les installations de la *Great Yellowknife Area Mines*, à Yellowknife (T.N.-O.). Une fois le projet achevé en 1948, le Parlement a adopté une loi créant la Commission d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, une société de la Couronne chargée d'administrer la centrale et de fournir de l'électricité à divers endroits, dans les T.N.-O. L'année suivante, la Commission étendit ses services en intervenant à la centrale hydro-électrique de Yellowknife et les installations voisines de la *Consolidated Mining and Smelting Company Ltd.*

ANNEXE B

L'ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DE LA CENC

La production de l'électricité, dans les Territoires, a été suscitée par l'extraction et l'exploitation des ressources naturelles. Au Yukon, l'exploitation minière placérienne, sur une grande échelle, a marqué le début des années 1900. D'importantes sociétés privées ont fourni de l'électricité pour soutenir ces exploitations minières, qui se faisaient par dragage et en recourant à la force hydraulique, opérations qui exigeaient d'importants capitaux. Au début des années 1920, les gisements d'argent, de plomb et de zinc de Keno Hill, près de Mayo, ont fait l'objet d'une exploitation minière importante. Ce sont toutefois les problèmes de transport et non pas la disponibilité de l'énergie, qui ont constitué le principal obstacle à la mise en valeur générale du territoire.

Dans les Territoires du Nord-Ouest, les possibilités de développement industriel du district du Mackenzie furent envisagées avec la découverte de plomb et de zinc à Pine Point, en 1898, de pétrole, à Norman Wells, en 1920, de radium près du Grand lac de l'Ours, en 1932, et d'or, dans la région de Yellowknife, en 1934. Le problème de l'approvisionnement énergétique pour la mise en valeur de la région du Grand lac de l'Ours, après son exploitation, a été résolu en produisant de la pétro-électricité, à partir de diesel amené par barge depuis la petite raffinerie de Norman Wells.

Une économie de libre entreprise, axée sur la viabilité économique, a prévalu jusqu'à la Deuxième guerre mondiale. Les sociétés, laissées en grande partie à elles-mêmes, devaient voir à se procurer tous les services nécessaires à l'exploitation des ressources. Après la Deuxième guerre mondiale, le gouvernement a participé plus activement au développement social et économique du Nord, qui est donc devenu de plus en plus assujéti aux politiques publiques. Le gouvernement fédéral a fourni les transports et l'énergie, lorsque ces derniers étaient difficiles à justifier dans une stricte perspective de viabilité commerciale.

La première initiative fédérale, dans le domaine de la production d'électricité, au nord du 60e parallèle, remonte à 1946, lorsque le ministère des Mines et des Ressources a entrepris la construction d'une centrale hydro-électrique de 7 megawatts, à Snare Rapids, sur la rivière Snare. La centrale fut conçue principalement pour alimenter les installations de la *Giant Yellowknife Gold Mines*, à Yellowknife (T.N.-O.). Une fois le projet achevé en 1948, le Parlement a adopté une loi créant la Commission d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, une société de la Couronne chargée d'administrer la centrale et de fournir de l'électricité à divers endroits, dans les T.N.-O.. L'année suivante, la Commission étendait ses services en raccordant à la centrale l'agglomération de Yellowknife et les installations voisines de la *Consolidated Mining and Smelting Company Ltd.*

ANNEXE B

Au moment de l'adoption de la Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien, on estimait que l'électricité constituait un élément essentiel pour assurer l'exploitation efficace des mines, tant au stade du développement qu'au stade de la production. Ainsi, lorsque la Commission participa à l'étude des possibilités d'aménagement d'une centrale hydro-électrique au Yukon, pour desservir l'agglomération de Mayo et la *United Keno Hill Mines*, à Elsa, la loi fut amendée en 1950 pour permettre d'offrir des services semblables au Yukon. Une centrale de 5,4 megawatts fut achevée à Mayo, en 1952 et, en 1957, sa capacité fut portée à 5,8 megawatts; la CENC assumait alors la responsabilité de la distribution de l'électricité au détail, responsabilité jusqu'alors assumée par la *Mayo Light and Power Company*.

Vers la fin de 1958, la centrale hydro-électrique de 11,4 megawatts de Whitehorse Rapids fut commandée pour alimenter Whitehorse.

Entre 1956 et 1959, la Commission a conçu et construit des installations pour fournir à la nouvelle agglomération d'Inuvik des services d'électricité, de chauffage, d'eau et d'égout; tous ces services sont encore assurés aujourd'hui.

La capacité hydro-électrique dans la région de Yellowknife a été accrue en 1960 par la réalisation du projet de Snare Falls, une deuxième centrale hydro-électrique de 7 megawatts construite sur la rivière Snare, à 16 kilomètres en aval de Snare Rapids.

En 1964, la Commission acheva la construction de nouvelles installations à Frobisher Bay, pour remplacer celles que la CENC louait du ministère des Transports depuis plusieurs années. Depuis, les nouvelles installations fournissent de l'électricité et de la chaleur à l'agglomération grâce à un système centralisé. Cinq années plus tard, un projet d'expansion était réalisé pour desservir le nouveau quartier de Astral Hill.

Pour desservir la *Pine Point Mines*, située sur la rive sud du Grand lac des Esclaves, une centrale de 18 megawatts fut construite sur la rivière Taltson, en 1965, au coût de \$9,3 millions. Cette centrale a également permis de desservir Fort Smith, Fort Resolution et Pine Point. Avant la mise en service de cette centrale, les besoins en électricité des T.N.-O. avaient été satisfaits grâce à de la pétro-électricité, sauf dans la région de Yellowknife.

La fermeture de l'exploitation par dragage de la *Yukon Consolidated Gold Corporation* amena la Commission à Dawson City, au Yukon, en 1966. Non seulement la Commission y a fourni de l'électricité, mais elle a aussi fourni des services d'eau et d'égout, à l'agglomération, jusqu'à la fin des années 1970.

La troisième turbine de Whitehorse fut achevée en 1969 pour desservir la nouvelle mine Anvil, à Vangorda Creek, au Yukon. Ces travaux portaient la capacité hydro-électrique de la centrale de Whitehorse à 23,2 megawatts.

Entre le milieu des années 1960 et le milieu des années 1970, la Commission a graduellement assumé la responsabilité de diverses centrales au diesel de postes isolés, appartenant au ministère des Transports et au Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. En fait, au début des années 1970, la CENC a enregistré une accélération marquée de ses activités. Des bureaux régionaux furent ouverts à Whitehorse, en novembre 1970, et à Yellowknife, en juin 1971, dans le but d'améliorer les communications internes, le service à la clientèle et l'expertise technique. En 1973, l'administration centrale fut déménagée d'Ottawa à Edmonton. Entre 1970 et 1976, période où la CENC a enregistré la plus grande expansion de son histoire, le nombre de ses installations est passé de 21 à 56. Le prolongement de la grand-route du Mackenzie et le déménagement des bureaux administratifs gouvernementaux de Churchill, au Manitoba, à Rankin Inlet, dans les T.N.-O., ont contribué à étendre les responsabilités de la CENC, dans les T.N.-O., à ce moment-là.

Entre 1971 et 1975, la Commission a entrepris son plus grand projet d'aménagement hydro-électrique, la centrale de la rivière Aishihik. Située à 130 kilomètres au nord-ouest de Whitehorse, la centrale fut commandée à l'été de 1975. Au départ, cette centrale de 33 megawatts devait coûter \$17 millions, mais ce coût s'est finalement chiffré à \$45,9 millions. La centrale a permis à la Commission de réduire la production de pétro-électricité sur le système de Whitehorse.

La croissance de la demande d'électricité à Yellowknife a nécessité la construction d'une troisième installation sur la rivière Snare. Ce projet a connu un certain nombre de problèmes entre le moment de sa conception en 1971 et l'été de 1976, date à laquelle la centrale de 9,6 megawatts fut enfin commandée. Le coût définitif du projet s'est donc établi à \$29,5 millions, soit plus du double du coût original, établi à \$14 millions.

Vers 1976, le nombre des installations de la Commission atteignait 56, et il s'est stabilisé à ce niveau, même si la capacité thermique de production a continué à s'accroître au même rythme annuel que par les années précédentes. La décision, prise en juillet 1977, de ne pas construire le pipe-line de la Vallée du Mackenzie a contribué à réduire la croissance de la demande dans les T.N.-O., phénomène partiellement compensé par l'accroissement prévu des besoins en énergie reliés au projet de gazoduc de l'Alaska.

L'administration centrale de la Commission a fait l'objet d'une réorganisation en 1979. Les services de génie et d'opérations ont été fusionnés en un seul service pour améliorer la coordination des projets. Un Service des affaires publiques et corporatives fut créé pour coordonner et administrer les programmes de la Commission en matière de commercialisation et de service à la clientèle.

En 1980, le Conseil du Trésor autorisait la construction d'une quatrième turbine de Whitehorse. Cette installation dont le coût en dollars courants a été estimé à \$24 millions, devait être commandée en novembre 1983. La révision des estimations en 1981 a porté ce

ANNEXE B

coût à \$41 millions et le Conseil du Trésor a alors demandé une justification détaillée des nouvelles estimations. En 1982, les coûts étaient passés à \$61 millions incluant les intérêts capitalisés. En mars 1982, le gouvernement fédéral autorisait un prêt de 58 millions de dollars pour la construction d'une centrale de 20 megawatts à Whitehorse.

D'autres emplacements possibles, au Yukon, sont présentement à l'étude, sur les rivières Pelly, Ross et Francis. Dans les T.N.-O., suite à un fléchissement de la demande, on n'a pas entrepris la réalisation d'un important programme d'études. Pour remplacer ce programme, la CENC étudie les aspects économiques du remplacement de la pétro-électricité en détournant l'eau vers le bassin de la rivière Snare afin d'accroître la production d'électricité.

ANNEXE C

LES INSTALLATIONS DE LA CENC

Le territoire desservi par la CENC au nord du 60e parallèle englobe 3,9 millions de kilomètres carrés, et s'étend depuis Dawson, dans le centre nord du Yukon, vers l'est, jusqu'à l'île Baffin. Au nord, la Commission dessert une quinzaine d'agglomérations de l'Archipel de l'Arctique, dont la plus septentrionale est celle de Grise Fiord, située à 1,524 kilomètres du Pôle Nord.

Au Yukon, on assure la production et la distribution de l'électricité de trois façons. Dans quatre agglomérations, soit Dawson City, Faro, Johnsons Crossing et Mayo (ainsi qu'à Field (C.-B.)), c'est la Commission qui produit et distribue l'électricité. Dans d'autres agglomérations, la Commission produit l'électricité et la *Yukon Electrical Company Limited* en assure la distribution. Dans ce groupe, on retrouve les agglomérations de Carcross, Carmacks, Haines Junction, Keno City, Ross River et Whitehorse. Dans les autres agglomérations, c'est la *Yukon Electrical Co. Ltd.* qui joue le rôle de producteur et de distributeur: ce groupe comprend les agglomérations de Beaver Creek, Burwash Landing, Destruction Bay, Old Crow, Pelly Crossing, Stewart Crossing, Swift River, Tagish, Teslin, Upper Laird, Watson Lake (et Lower Post, dans le nord de la Colombie-Britannique).

La CENC exploite quatre systèmes dans le Yukon. Le système de Whitehorse, qui comprend les installations hydro-électriques de Whitehorse Rapids et la centrale hydro-électrique Aishihik fournit de l'électricité distribuée par la *Yukon Electrical* aux agglomérations de Carcross, Carmacks, Haines Junction, Ross River et Whitehorse. Faro et la *Cyprus Anvil Mining Corporation* sont également desservis par le système de Whitehorse, dont la capacité totale s'établit à 81,3 megawatts.

La CENC, qui exploite la centrale hydro-électrique de Mayo, fournit le service au détail à cette agglomération; par ailleurs, même si la CENC produit l'électricité destinée à Elsa et à Keno City, c'est la *United Keno Hill Mines Ltd.* et la *Yukon Electrical* qui en assurent la distribution respective à Elsa et à Keno City. Le système de Mayo, qui comprend deux unités de réserve au diesel, a une capacité totale de 6,2 megawatts.

Les deux autres systèmes, au Yukon, desservis directement par la CENC, sont ceux de Johnsons Creek et de Dawson, dont la capacité respective de pétro-électricité s'établit à 2 et à 9 kilowatts. Une unité au diesel, appartenant à la CENC, d'une capacité de 70 kilowatts, alimente l'agglomération de Field, en Colombie-Britannique.

Dans les Territoires du Nord-Ouest, la Commission produit et distribue de l'électricité à toutes les agglomérations, à quelques exceptions près. La CENC assure un service d'électricité au détail à 49 agglomérations; l'*Alberta Power Limited* dessert les agglomérations de Dory Point, Entreprize, Fort Providence et Hay River. A Yellowknife, la CENC fournit de l'électricité en gros à la *ICG Utilities (Plains-Western) Ltd.*, qui en assure la distribution.

La CENC exploite 46 systèmes d'électricité distincts dans les T.N.-O. Le système Snare-Yellowknife a une capacité totale de 35,7 megawatts, ce qui comprend la capacité de production de pétro-électricité de réserve à Rae-Edzo. Ce système fournit de l'électricité en gros à Yellowknife, à la *Giant Yellowknife Mines Ltd.* et à la *Whitehorse Copper Mines*, subvient à une partie des besoins de la *CON Mine* et alimente également directement l'agglomération de Rae-Edzo.

Le système de Fort Smith-Pine Point dessert les agglomérations de Pine Point, Pine Point Mines, Fort Resolution et Fort Smith. La capacité hydro-électrique du système s'établit à 20,8 megawatts alors que sa capacité pétro-électrique est de 17 megawatts, soit un total de 37,8 megawatts.

Les autres agglomérations des T.N.-O. sont desservies par leurs propres unités au diesel; la plus petite, d'une capacité de 61 kilowatts, se trouve à Jean Marie River, et la plus grosse, d'une capacité de 15,6 megawatts, se trouve à Inuvik. La Commission assure également des services de chauffage, d'eau et d'égout à l'agglomération d'Inuvik et fournit un service de chauffage central en gros au Gouvernement des T.N.-O., pour distribution à Frobisher Bay.

ANNEXE D

ANALYSE DU PROJET D'ENTREPRISE MIXTE PROPOSÉ PAR LA YUKON ELECTRICAL ET DE LA CONTRE-PROPOSITION FORMULÉE PAR LA CENC

Dans leur témoignage au sous-comité, les sociétés privées d'utilité publique qui oeuvrent dans le Nord ont dénoncé la politique fédérale qui les empêche de participer à la production et au transport de l'électricité dans le Nord. Le 2 novembre 1981, à la demande du sous-comité, la *Yukon Electrical Company Limited* a soumis le détail de sa propre proposition visant la création d'une société d'énergie mixte qui prendrait en charge tant ses actifs et ses activités au Yukon que ceux de la CENC. La société a proposé que les actions de la nouvelle société soient au départ répartis également entre la *Yukon Electrical* et le gouvernement fédéral, la part de ce dernier pouvant être transférée au Gouvernement du Yukon. La proposition suggérait également que la société puisse éventuellement lever des fonds supplémentaires en vendant des actions à d'autres parties intéressées, même si cette disposition ne faisait pas partie du projet original. La *Yukon Electrical Company Limited* proposait les conditions suivantes:

- les installations en service, les travaux de construction en cours et les inventaires de la *Yukon Electrical Company Limited*, de la *Yukon Hydro Company Limited* et de la Commission d'énergie du Nord canadien seraient transférés à la nouvelle société, en retenant leur coût original moins l'amortissement accumulé (c'est-à-dire, les montants actuellement admis pour les fins de l'établissement de la base tarifaire);
- la centrale hydro-électrique Aishihik serait dévaluée de \$30 millions;
- la considération pour les actifs acquis serait la prise en charge de la dette de la CENC (moins la dévaluation de \$30 millions) dans le cas de la CENC, et l'émission d'actions ordinaires dans le cas de la *Yukon Electrical*;
- le gouvernement fédéral fournirait des liquidités équivalant à l'avoir de la *Yukon Electrical* en échange d'un avoir de 50 p. 100 (Cela était nécessaire parce que le gouvernement fédéral n'a aucun avoir libéré dans la CENC);
- la société réaliserait un bénéfice de 20 p. 100 sur les actions ordinaires et verserait des dividendes représentant 50 p. 100 des bénéfices de la nouvelle société.

La proposition de la *Yukon Electrical* retenait également certaines hypothèses en matière d'exploitation, de financement, de comptabilité et d'inflation, concernant divers

ANNEXE D

facteurs comme la charge, les frais d'exploitation et les coûts et le moment du parachèvement de la quatrième turbine de la centrale de Whitehorse. Les prévisions de la *Yukon Electrical* sont fondées sur son propre budget et sur les chiffres de la CENC pour l'exercice financier 1981-1982, et tiennent compte d'un taux inflationnaire d'environ 12 p. 100 pour chacune des cinq années incluses dans ses prévisions.

La proposition précisait que tous les employés de la CENC actuellement en poste au Yukon, seraient embauchés par la nouvelle société, mais que toutes les opérations faites par la CENC à Edmonton seraient entreprises par les sociétés mères de la *Yukon Electrical*. La proposition précisait le pourcentage des coûts actuellement assumés par la *Yukon Electrical* et relevait marginalement les pourcentages pour refléter le fardeau additionnel des opérations élargies de la nouvelle société.

Dans une lettre en date du 13 janvier 1982, la CENC a répondu à la proposition de la *Yukon Electrical* en proposant une autre solution impliquant la prise en charge des actifs et des opérations de cette société privée.

Les principales préoccupations de la CENC relativement à la proposition de la *Yukon Electrical* se reflétaient dans son opposition:

- à la dévaluation de \$30 millions de la centrale hydro-électrique Aishihik (la CENC soutient que cette centrale est économiquement viable lorsqu'on tient compte du prix éventuel du diesel);
- à la structure financière également répartie (50-50), étant donné l'apport plus faible d'actifs de la *Yukon Electrical*;
- à l'absence de toute disposition de rachat, pour protéger la position des gouvernements fédéral et territorial dans l'éventualité où l'entreprise mixte publique/privée devait s'avérer n'être qu'un arrangement temporaire; et
- au bénéfice de 20 p. 100 sur l'avoir, jugé excessif.

La CENC a également fait valoir qu'on n'avait pas bien précisé comment la nouvelle société procéderait au financement des nouveaux projets exigeant des immobilisations importantes.

La CENC désavouait également plusieurs des hypothèses faites par la *Yukon Electrical* en matière d'exploitation, de financement et de comptabilité, notamment:

- le coût et la date cible de parachèvement de la quatrième turbine de Whitehorse;
- l'établissement d'un nouvel échéancier de remboursement de la dette de la CENC due au gouvernement fédéral;

- la capacité de production hydro-électrique prévue; et
- les taux d'inflation retenus

Dans sa contre-proposition, la CENC a présenté deux prévisions de recettes et de dépenses pour une entreprise unique d'utilité publique au Yukon, les deux prévisions retenant une propriété publique entière, par opposition à une entreprise mixte (publique-privée) telle que proposée par la *Yukon Electrical*. Une prévision retenait la prévision du marché et l'estimation de la capacité hydro-électrique disponible, établies par la *Yukon Electrical*, alors que l'autre était fondée sur ses propres estimations et prévisions. Cette dernière ne retenait pas la dévaluation de la centrale Ashihik et utilisait des estimations beaucoup plus modérées au chapitre de l'inflation.

Les prévisions contenues dans la proposition de la *Yukon Electrical* de même que les prévisions de la CENC peuvent être comparées comme suit:

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
<u>Prévisions de la <i>Yukon Electrical</i></u>	8.27	8.98	9.10	9.71	1.00
<u>Prévision de la CENC</u>					
les hypothèses de la <i>Yukon Electrical</i>	7.34	8.12	7.93	8.61	9.89
les hypothèses de la CENC	10.82	10.53	9.77	10.49	11.30

La proposition de la *Yukon Electrical* se traduit par des prix de vente supérieurs à ceux obtenus par la prévision de la CENC, en retenant les mêmes hypothèses concernant le volume et la capacité hydro-électrique, parce que:

- la proposition de la *Yukon Electrical* prévoit un rendement de 20 p. 100 sur l'avoir, tant sur l'avoir fourni par la société privée que sur celui fourni par le gouvernement fédéral, et qu'aucun rendement n'est requis dans le cas de l'entreprise publique proposée;
- la CENC n'a pas à payer d'impôt fédéral ou territorial sur le revenu.

Il ne serait pas avisé d'accorder trop d'importance à ces économies apparentes puisque les coûts supplémentaires pour l'entreprise constituent en fait des revenus supplémentaires pour les gouvernements, revenus qui peuvent être utilisés pour subventionner d'une façon ou d'une autre le consommateur ou l'entreprise d'utilité publique. La seule différence de coût réel

ANNEXE D

entre ces deux propositions se situe au niveau du taux de rendement supérieur retenu par la *Yukon Electrical* sur ses actifs existants et sur les additions prévues durant la période de prévision. La *Yukon Electrical* a depuis déclaré qu'elle serait disposée à accepter un taux de rendement inférieur, notamment le taux de 15,5 p. 100 qui lui est actuellement consenti.

Une hypothèse très peu réaliste se retrouve dans cette même prévision de la CENC. Celle-ci suppose que *l'Alberta Power* fournirait des services administratifs, au prix coûtant, durant une période intérimaire de cinq ans. Ailleurs dans son mémoire, la CENC a contesté la pertinence d'une telle mesure pour les motifs suivants:

- la zone tarifaire des T.N.-O. devrait supporter tous les coûts de l'administration centrale de la CENC à Edmonton; et
- la prestation de service extra-territorial va à l'encontre de la politique et des intérêts des gouvernements territoriaux.

Selon le sous-comité, la CENC aurait dû supposer que ses propres frais d'administration seraient maintenus, et seraient même grevés par les frais supplémentaires du déménagement vers le Nord. Même si les gouvernements territoriaux pourraient accepter qu'une société privée d'utilité publique fournisse ces services à partir d'Edmonton, en raison des économies pour les consommateurs nordiques, la CENC peut difficilement justifier le maintien de services bien identifiés, depuis une ville du Sud.

ANNEXE E

ANALYSE DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ SELON DIVERSES OPTIONS ADMINISTRATIVES

La Partie III du présent rapport recommandait un certain nombre d'options sur le plan de l'administration et du financement. La présente annexe examine le coût des options suivantes:

- le maintien des arrangements actuels;
- le maintien des arrangements actuels, sauf pour le déménagement de la CENC vers le Nord;
- la vente de tous les avoirs de la CENC à des sociétés privées d'utilité publique selon leur valeur aux livres;
- l'établissement de sociétés de la Couronne territoriales, où les services de gestion seraient fournis par le personnel de la CENC ou ses successeurs; et
- l'établissement de sociétés de la Couronne territoriales, où les services de gestion seraient fournis par des sociétés privées d'utilité publique.

Comme la proposition de la *Yukon Electrical* et la contre-proposition de la CENC, analysées à l'Annexe D, sont difficiles à comparer, la firme Coopers & Lybrand, au nom du sous-comité; a établi ses propres prévisions de façon à mieux isoler les décisions sur lesquelles le gouvernement fédéral a pris. Le sous-comité a également utilisé des données récentes sur le coût de la quatrième turbine de Whitehorse. Ces prévisions visent également les T.N.-O., pour lesquels ni la *Yukon Electrical* ni la CENC n'a fourni de prévision pertinente.

En règle générale, Coopers & Lybrand retient des hypothèses concernant la capacité de production, le volume des ventes et les coûts, qui se rapprochent beaucoup de celles de la CENC. Même si ces hypothèses peuvent nettement influencer le prix du kWh payé par le consommateur, elles ont le même effet peu importe les options retenues en matière d'administration et de financement.

Les chiffres qui suivent présentent le prix de l'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, selon diverses options sur le plan de l'administration. On suppose que la CENC serait répartie en deux entités distinctes, même si certains services corporatifs

peuvent être maintenus sur une base intégrée. Les données concernant les deux Territoires pourraient être regroupées sans grande difficulté, pour obtenir les coûts en retenant une administration unique pour les deux Territoires, puisque les économies et les coûts ajoutés par une administration combinée seraient fort marginaux. Mais ceci n'a pas été fait, parce qu'on a voulu simplifier la présentation des diverses options.

1. Tarifs si la CENC et les sociétés privées d'utilité publique doivent poursuivre leurs activités dans le cadre des arrangements actuels

Même si le sous-comité estime que le gouvernement fédéral ne peut pas ne pas prendre certaines mesures pour réduire le prix actuel et éventuel de l'électricité dans le Nord, il importe d'envisager les répercussions qu'entraînerait l'absence de changements administratifs ou financiers majeurs. Ceci permet d'établir un cas de référence en regard duquel les avantages et les coûts de diverses options peuvent être comparés. Les principales hypothèses retenues pour déterminer le cas de référence étaient les suivantes:

- pour établir la capacité de production d'électricité, on a supposé que la CENC parachèverait la quatrième turbine de la centrale de Whitehorse, tout comme la *Yukon Electrical*, son projet de McIntyre Creek, et on a supposé que les conditions de faible débit d'eau se maintiendraient au système Whitehorse—Aishihik—Faro, et qu'elles s'amélioreraient quelque peu au système Snare—Yellowknife;
- on a supposé que les besoins d'électricité s'accroîtraient dans les T.N.-O. pour assurer l'expansion de la raffinerie de Norman Wells et pour répondre aux besoins de la prospection pétrolière ailleurs;
- on a prévu aucune ouverture ou fermeture de mine importante, sauf la fermeture possible des installations de la *Whitehorse Copper Mine*, au Yukon, et de la *Giant Yellowknife Mines*, dans les T.N.-O., en septembre 1983;
- le prix du carburant a été basé sur les prix du Programme énergétique national, avec un redressement pour tenir compte du coût de la livraison jusqu'aux capitales territoriales;
- le taux de rendement, dans les cas des sociétés privées d'utilité publique, a été fondé sur les taux de rendement actuels, et non pas sur le taux proposé dans le mémoire de la *Yukon Electrical*;
- la provision pour éventualités, de la CENC, établie à \$10 millions, a été répartie comme suit: \$4 millions pour le Yukon, et \$6 millions pour les T.N.-O.

Ces chiffres sont fondés sur les propositions tarifaires de la CENC pour la période 1982-1983, sur les plans d'action des sociétés privées d'utilité publique ainsi que sur les taux d'inflation de la *Yukon Electrical*.

Incidences pour le Yukon

La prévision du sous-comité, fondée sur ces hypothèses, se compare aux prévisions de la *Yukon Electrical* et de la CENC comme suit:

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
<u>Prévision de la <i>Yukon Electrical</i></u>	8.27	8.98	9.10	9.71	11.00
<u>Prévision de la CENC</u>					
les hypothèses de la <i>Yukon Electrical</i>	7.34	8.12	7.93	8.61	9.89
les hypothèses de la CENC	10.82	10.53	9.77	10.49	11.30
<u>La prévision du sous-comité</u>	10.68	10.69	11.09	12.08	12.71

Le coût nettement plus élevé de la quatrième turbine de la centrale de Whitehorse explique en grande partie le fait que la prévision du sous-comité dépasse celle de la CENC, en retenant ses propres hypothèses. La CENC a prévu que les travaux seraient terminés en décembre 1983, au coût de \$46,6 millions. Une estimation récente porte ce coût à \$61 millions, ce qui comprend les intérêts capitalisés.

Incidences pour les Territoires du Nord-Ouest

Comme ni l'entreprise publique ni les sociétés privées n'ont présenté de prévision du coût de l'énergie dans les T.N.-O., on peut uniquement faire des comparaisons par rapport aux tarifs présentés dans le mémoire de la CENC sur les tarifs pour 1982-1983. Le tarif moyen pour l'ensemble du territoire s'établit à 15,28 ¢ le kWh, pour l'exercice 1982-1983. Les tarifs qui suivent comprennent les redressements courants pour tenir compte du prix du carburant:

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
<u>La prévision du sous-comité</u>	17.63	19.01	21.38	22.03	23.66

La hausse du coût du carburant diesel, prévue dans le Programme énergétique national, influence nettement ces prix du fait qu'aucun des grands projets hydro-électriques ne réduira

la consommation de diesel. Même si on enregistrera un certain fléchissement de la demande si la *Giant Yellowknife Mines* ferme ses portes, cette baisse sera plus que compensée par l'accroissement de la demande ailleurs.

2. Tarifs en retenant les arrangements actuels, sauf pour le déménagement de l'administration centrale de la CENC vers le Nord

La CENC a proposé de déménager ses services opérationnels et techniques à Whitehorse et à Yellowknife et de déménager les autres employés d'Edmonton, dans les années qui suivront, à l'exception d'un petit groupe d'employés corporatifs qui pourraient demeurer en place. Le ministre a repoussé l'autorisation de ce projet, en attendant la publication du rapport du sous-comité et le parachèvement de certaines études gouvernementales. Cette option illustre l'importance financière de ce déménagement, même en supposant qu'aucun autre changement administratif ou financier ne se fasse.

Dans les prévisions financières reliées à cette option, le sous-comité a repris les données présentées dans le mémoire soumis au ministre par la CENC, sauf pour les changements suivants:

- on a supprimé le 10 p. 100 inclus comme provision pour éventualités;
- on a utilisé des chiffres établis par la CENC, mais non reproduits dans le mémoire, pour préciser le coût du déménagement étalé, durant la deuxième et troisième années; et
- on a attribué aux chiffres un coefficient d'inflation identique à celui utilisé dans les autres prévisions.

Les coûts prévus dans le cadre de cette option supposent également le maintien de tous les services existants, sans recourir à des contractuels ou encore aux services de sociétés privées d'utilité publique pour réduire les frais. Les chiffres ne reflètent pas non plus les économies possibles au niveau des frais de bureau ou des gains de capital qui pourraient être réalisés suite à la fermeture du bureau d'Edmonton. On ne prévoit pas non plus une participation fédérale à ces coûts, comme le demandait la CENC dans son mémoire.

Le coût du déménagement variera selon que celui-ci sera accéléré ou étalé. Dans ce dernier cas, on enregistre des coûts additionnels importants sous forme de chevauchements d'employés et d'installations et de versement de boni d'intéressement durant la période de déménagement. Les coûts ultimes pourraient s'avérer fort différents des prévisions, dépendant de la façon dont se fera le déménagement et de la structure de la nouvelle entreprise d'utilité publique. Puisqu'il est impossible de préciser ces variables à ce stade-ci, les précisions de la CENC à cet égard ont été reprises, avec les modifications susmentionnées.

	1983	1984	1985	1986	1987
(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)					
<u>Incidences pour le Yukon</u>					
Arrangements actuels	10.68	10.69	11.09	12.08	12.71
Arrangements actuels, sauf pour le déménagement.....	10.85	10.95	11.32	12.22	12.86
Hausse.....	.17	.26	.23	.14	.15
<u>Incidences pour les T.N.-O.</u>					
Arrangements actuels	17.63	19.01	21.38	22.03	23.66
Arrangements actuels, sauf pour le déménagement.....	18.03	19.71	21.95	22.30	24.02
Hausse.....	.40	.70	.57	.27	.37

D'aucuns voudront soutenir que le fait de diriger des opérations à partir de deux endroits différents ajoutera aux coûts. Les prévisions de la CENC indiquent toutefois que, sauf pour les chevauchements inévitables durant la période de déménagement, les coûts ajoutés seront minimes.

3. Tarifs en supposant que l'actif de la CENC serait vendu à des sociétés d'utilité publique selon la valeur aux livres

Le transfert des actifs et des opérations de la CENC à des sociétés privées n'est pas intéressant pour plusieurs motifs:

- le gouvernement fédéral est peu susceptible de consentir des prêts ou des subventions pour fins d'immobilisations à une société privée d'utilité publique;
- les frais de financement des sociétés privés sont plus élevés que le coût des prêts consentis par le gouvernement fédéral aux sociétés de la Couronne et aux Gouvernements territoriaux
- la société privée d'utilité publique doit payer des taxes foncières et de l'impôt sur le revenu, charges auxquelles peut se soustraire une entreprise d'utilité publique; et
- la société privée vise la réalisation d'un bénéfice pour ses actionnaires, qui soit au moins aussi attrayant que les autres options offertes sur le marché.

ANNEXE E

On se doit de préciser les répercussions, échelonnées sur les cinq prochaines années, du transfert, par le gouvernement fédéral, des actifs de la CENC à des sociétés privées selon la valeur aux livres. Ce calcul suppose que les sociétés privées n'auraient pas à refinancer la dette existante même si elles n'auraient plus accès aux fonds fédéraux. Elle suppose que le financement par le secteur privé coûterait 1,75 p. 100 plus cher au Yukon et 1,25 p. 100 plus cher dans les Territoires du Nord-Ouest, qu'un financement par le secteur public. Ce pourcentage reflète l'effet cumulatif du financement enregistré par le passé. Même si ces tarifs peuvent être influencés par le moment auquel les investissements passés ont été faits, ils n'en illustrent pas moins l'écart entre les taux et la capacité de la direction à tirer parti des occasions offertes par la fluctuation des taux d'intérêt.

Selon cette option, en regard des arrangements actuels, les tarifs profiteraient de l'élimination des frais d'administration de la CENC, mais seraient grevés par le coût du financement plus élevé du secteur privé. Ce dernier facteur influence peu les prévisions qui suivent parce que le coût additionnel du financement privé de la quatrième turbine de la centrale de Whitehorse est compensé par la provision pour éventualités arrêtée par la CENC et intégrée aux tarifs, dans le cadre des arrangements actuels.

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kWh)				
<u>Incidences pour le Yukon</u>					
Arrangements actuels	10.68	10.69	11.09	12.08	12.71
Après élimination de l'administration de la CENC et de la provision pour éventualités et après redressement pour tenir compte du coût de financement plus élevé.....	9.93	89	10.35	11.26	12.04
(Économie)	(.75)	(.80)	(.74)	(.82)	(.67)
<u>Incidences pour les T.N.-O.</u>					
Arrangements actuels	17.63	19.01	21.38	22.03	23.66
Après élimination de l'administration de la CENC et de la provision pour éventualités et après redressement pour tenir compte du coût de financement plus élevé.....	16.21	17.48	19.85	20.67	22.62
(Économie)	(1.42)	(1.53)	(1.53)	(1.36)	(1.04)

Cette option s'appliquerait non seulement en cas de propriété privée complète des installations territoriales, mais également si une partie de l'avoir était acquise par les

gouvernements territoriaux sous forme d'investissement devant générer un revenu. Selon l'option ultérieure favorisant la création d'une société de la Couronne territoriale, l'entreprise ferait tout juste ses frais. Cette option suppose qu'un propriétaire gouvernemental voudra réaliser le même rendement qu'un propriétaire privé.

L'économie prévue est illusoire parce que, au fur et à mesure que le temps passera, l'effet cumulatif du financement par le secteur privé plutôt que par le secteur public, se traduira sans aucun doute par une hausse du prix de l'électricité, à moins de pouvoir réaliser des économies par d'autres moyens.

4. Tarifs si des sociétés de la Couronne territoriales sont créées et si la gestion est assurée par le personnel de la CENC ou par ses successeurs

Cette option suppose que le gouvernement fédéral déléguera aux gouvernements territoriaux la responsabilité complète de la production, du transport et de la distribution de l'électricité sur leurs territoires, même s'il continuera à financer ces activités par des prêts et des subventions pour fins d'immobilisations ou d'exploitation, selon le cas. Ceci serait conforme à la démarche adoptée par le gouvernement fédéral pour la plupart des autres services fournis par les gouvernements et qui profitent principalement aux résidents des Territoires. Cette option suppose que les gouvernements territoriaux créeront des sociétés de la Couronne territoriales pour exploiter les services publics et que ces sociétés seront gérées à peu près de la même façon que la CENC. Le personnel maintenant en poste dans le Nord, à l'emploi de la CENC ou des sociétés privées d'utilité publique, demeurerait le même; les autres employés seraient recrutés chez les employés de la CENC, à Edmonton, ou encore on procéderait au recrutement de la même façon que si la CENC devait déménager.

Selon cette option, les mêmes frais de déménagement seraient encourus mais on réaliserait des économies en supprimant les frais d'administration des sociétés privées d'utilité publique, qui chevauchent actuellement en partie ceux de la CENC, et en ne payant pas l'impôt sur le revenu et le taux de rendement que les sociétés privées intègrent actuellement aux tarifs.

	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kwh)				
<u>Incidences pour le Yukon</u>					
Arrangements actuels	10.68	10.69	11.09	12.08	12.71
Après déménagement et acquisition des sociétés privées	10.59	10.57	10.94	11.59	12.30
(Économie)	(.09)	(.12)	(.15)	(.49)	(.41)

ANNEXE E

(Suite)	1983	1984	1985	1986	1987
	(Prix de vente moyen en ¢ par kwh)				
Incidences pour les T.N.-O.					
Arrangements actuels	17.63	19.01	21.38	22.03	23.66
Après déménagement et acquisition des sociétés privées	17.77	19.41	21.69	21.81	23.66
(Économie)	(.14)	(.40)	(.31)	(.22)	(.—)

Une fois de plus, certains soutiendront que les coûts vont augmenter si l'on crée des sociétés de la Couronne territoriales distinctes au lieu de prévoir deux bureaux d'une même société de la Couronne fédérale. On enregistrera sans aucun doute certains coûts supplémentaires, mais on pourra également réaliser des économies en recourant aux services privés ou aux services des gouvernements territoriaux, qui existent dans les capitales territoriales. Dans l'ensemble, ces coûts n'influenceront pas beaucoup la décision, dans un sens ou dans l'autre.

5. Tarifs si les sociétés de la Couronne territoriales sont gérées par des sociétés privées d'utilité publique

Cette option ressemble à l'option précédente et prévoit que le gouvernement fédéral délèguera aux gouvernements territoriaux la responsabilité complète de la production, du transport et de la distribution de l'électricité, dans les Territoires. Elle est toutefois différente puisqu'on suppose que les sociétés de la Couronne territoriales recourraient aux sociétés privées d'utilité publique pour exploiter les systèmes de production et de transport et qu'elles continueraient à utiliser les services de ces sociétés pour assurer la distribution de l'électricité.

Cette option prévoit une réduction tant des frais d'administration actuels de la CENC que des frais de déménagement vers le Nord. Des honoraires de gestion sont prévus puisqu'on suppose que les sociétés privées d'utilité publique continueront de recevoir une indemnisation égale au taux de rendement courant réalisé sur la base tarifaire actuelle et prévue. On suppose également que ces sociétés récupéreront leurs frais d'administration.

Voici l'influence sur le prix de vente, de la solution qui prévoit le recours à des sociétés de la Couronne territoriales, faisant appel à des sociétés privées.

	1983	1984	1985	1986	1987
(Prix de vente moyen en ¢ par kwh)					
<u>Incidences pour le Yukon</u>					
Arrangements actuels	10.68	10.69	11.09	12.08	12.79
Après élimination des frais d'administration de la CENC et des économies réalisées au titre des taxes foncières	10.16	10.10	10.42	11.14	11.85
(Économie)	(.52)	(.59)	(.67)	(.94)	(.94)
<u>Incidences pour les T.N.-O.</u>					
Arrangements actuels	17.63	19.01	21.84	22.03	23.66
Après élimination des frais d'administration de la CENC et des économies réalisées au titre des taxes foncières	16.57	17.88	20.82	20.90	22.45
(Économie)	(.06)	(1.13)	(1.02)	(1.13)	(1.21)

L'exploitation par l'entreprise privée des sociétés de la Couronne territoriales présente un avantage marqué: les sociétés privées peuvent faire appel aux compétences administratives et techniques des sociétés mères. Cette option atténue l'appréhension voulant que le partage de la CENC en deux sociétés de la Couronne en réduise les moyens.

ANNEXE F

LA LOI SUR LA COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN

Chapitre N-21

Loi concernant la fourniture d'énergie électrique et autres services publics dans le Nord canadien. 1956, c. 42, art. 1.

Modifié par 1970 (1er Supp.), c. 16; 1975, Bill C-13; 1977, c. 34.

Titre abrégé

Titre abrégé

1. La présente loi peut être citée sous le titre: *Loi sur la Commission d'énergie du Nord canadien*; 1956, c. 42, art. 2.

Interprétation

Définitions

2. Dans la présente loi

«Commissions»

«Commission» désigne la Commission d'énergie du Nord canadien;

ANNEXE F

«installation»

«installation» signifie les facilités de production, de fourniture, de contrôle, de transmission ou de distribution d'un service public et comprend l'emplacement de ces facilités, de même que tous les terrains, l'eau, les droits d'utilisation d'eau, les bâtiments, les ouvrages, les machines, l'équipement, les matériaux, les lignes de transmission, les lignes de distribution, les pipe-lines, les fournitures et l'outillage, le matériel de construction, les magasins et approvisionnements, acquis, construits ou utilisés à ces fins ou à cet égard, ou y adaptés;

«membre»

«membre» désigne un membre de la Commission;

«Ministre»

«Ministre» désigne le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien;

«municipalité»

«municipalité» comprend un district municipal et un district d'amélioration locale, établi en vertu d'une ordonnance des territoires du Nord-Ouest ou du territoire du Yukon;

«projet»

«projet» signifie tout plan visant le développement, l'agrandissement, la construction, l'achat ou la location d'une installation et comprend l'enquête sur tout semblable plan;

«service public»

«service public» signifie

a) l'énergie électrique produite par des machines hydrauliques, électriques ou à vapeur, ou par des moteurs à combustion interne, ou au moyen du gaz, du pétrole, ou par tout autre procédé,

b) l'énergie thermique sous forme de vapeur, d'eau chaude ou d'air chaud, produite par quelque procédé pour le chauffage de bâtiments ou pour l'usage domestique ou pour usage dans une entreprise commerciale ou manufacturière ou un procédé industriel,

c) l'eau fournie pour usage domestique ou pour servir dans une entreprise commerciale ou manufacturière ou un procédé industriel,

d) les systèmes d'égouts, et

e) les réseaux téléphoniques;

«taux»

«taux» signifie les taxes fixées ou établies pour la fourniture d'un service public et inclut toutes les conditions d'approvisionnement y relatives. 1956, c. 42, art. 2; 1966-67, c. 25, art. 40.

Établissement d'une commission

Établissement d'une commission

3. (1) Est par les présentes établie, pour les objets énoncés dans la présente loi, une corporation appelée «Commission d'énergie du Nord canadien».

Constitution

(2) La Commission se compose d'un président et de quatre autres membres qui sont nommés par le gouverneur en conseil.

Nomination

(2.1) Deux des membres de la Commission, autres que le président, sont nommés l'un sur la recommandation du commissaire en conseil des territoires du Nord-Ouest et l'autre sur la recommandation du commissaire en conseil du territoire du Yukon.

Président

(3) Le président est le fonctionnaire exécutif en chef de la Commission.

ANNEXE F

Durée des fonctions

(4) Les membres de la Commission occupent leur charge à titre amovible.

Rémunération

(5) Chaque membre de la Commission reçoit, pour ses services, les montants que fixe le gouverneur en conseil.

Vacance

(6) Une vacance parmi les membres de la Commission n'entrave pas le droit d'agir des autres membres.

Quorum

(7) Le quorum n'est dûment constitué et ne permet de délibérer que si préavis de la réunion a été donné à chaque membre de la Commission, à son lieu ordinaire de résidence, vingt-quatre heures avant la réunion.

Règles

(8) La Commission peut édicter des règles pour la conduite de ses délibérations et l'accomplissement de ses devoirs et fonctions aux termes de la présente loi.

Instructions

(9) La Commission doit se conformer aux instructions que lui donne, à l'occasion, le gouverneur en conseil ou le Ministre en ce qui concerne l'exercice de ses pouvoirs.

Frais faits par les membres

(10) Il peut être payé à chaque membre de la Commission les frais raisonnables de déplacement et de subsistance faits par lui dans l'exercice de ses fonctions en vertu de la présente loi, S.R., c. 196, a. 3; 1956, c. 42, a. 3; 1975, Bill C-13, a. 1.

Mandataire de Sa Majesté

4. (1) La Commission est, à toutes ses fins, mandataire de Sa Majesté, et elle ne peut exercer ses pouvoirs qu'en qualité de mandataire de Sa Majesté.

Contrats et biens

(2) Pour l'exécution de la présente loi, la Commission peut, en son propre nom, passer des contrats et acquérir ou détenir des biens réels et personnels, ou tout intérêt y afférent.

Poursuites judiciaires

(3) Des actions, poursuites ou autres procédures judiciaires concernant un droit acquis ou une obligation contractée par la Commission pour le compte de Sa Majesté, soit en son propre nom, soit au nom de Sa Majesté, peuvent être intentées ou engagées par ou contre la Commission au nom de cette dernière, devant toute cour qui aurait juridiction si la Commission n'était pas mandataire de Sa Majesté. S.R., c.196, art.4.

Engagement de personnel

5. La Commission peut employer les fonctionnaires et employés qu'elle estime nécessaires pour exercer son activité, aux taux de rémunération et aux conditions d'emploi que la Commission peut fixer S.R., c. 196, a. 5; 1956, c. 42, a. 4; 1875, Bill C-13, a. 2.

Pouvoirs

Pouvoirs

6. (1) La Commission peut construire, acheter, louer ou autrement acquérir, exploiter et entretenir des installations dans les territoires du Nord-Ouest ou le territoire du Yukon et, avec l'approbation du gouverneur en conseil, mais sous réserve des lois de la province où les pouvoirs prévus par le présent article sont exercés, ailleurs au Canada, et à ces fins, peut

- a) entreprendre des levés et des enquêtes techniques pour le développement de projets;
- b) construire, faire, acheter, louer ou établir toute sorte de structure, d'excavation ou d'installation, appropriée ou nécessaire au développement, à l'exploitation ou à l'entretien d'installations ou de projets;

ANNEXE F

- c) acheter ou louer un outillage et des facilités en vue du développement, de l'exploitation ou de l'entretien d'installations ou de projets;
- d) construire et entretenir des barrages aux fins d'emmagasinage et d'énergie, et inonder du terrain en vue de l'emmagasinage de l'eau;
- e) élever ou abaisser les niveaux des rivières, lacs, cours d'eau et autres masses d'eau, et faire des dérivations de cours d'eau ou de rivière;
- f) entrer en possession de toutes route, voie ferrée ou rivière, de tout cours d'eau, de toute voie navigable, ou de tout terrain, et ériger, sur ou sous l'un quelconque des susdits, ou au-dessus, toutes installations;
- g) développer, améliorer et exploiter toute propriété de la Commission;
- h) acheter de toute personne des services d'utilité publique;
- i) vendre, échanger ou autrement aliéner des biens meubles ou personnels de la Commission et, avec l'assentiment du gouverneur en conseil, tous biens immeubles ou réels de celle-ci; et
- j) faire les autres choses jugées utiles ou favorables à la réalisation des fins énoncées au présent article. S.R., c. 196, a. 6; 1956, c. 42, a. 5; 1975, Bill C-13, a. 3.

Expropriation

Expropriation

7. (1) Lorsque la Commission est d'avis que la prise de possession, par elle, d'un immeuble ou d'un droit y afférent, sans le consentement de son propriétaire ou titulaire, est nécessaire aux fins de la présente loi, elle doit en aviser le Ministre compétent aux fins de la Partie I de la Loi sur l'expropriation.

Mention de la Commission

(2) Aux fins de la Loi sur l'expropriation, un immeuble ou un droit y afférent qui, de l'avis du Ministre mentionné au paragraphe (1), est nécessairement aux fins de la présente loi, est censé être un immeuble ou un droit y afférent dont, à son avis, on a besoin pour un ouvrage public ou à une autre fin d'intérêt public, et, à cet égard, une mention de la Couronne dans cette loi doit s'interpréter comme une mention de la Commission. S.R., c. 196, a. 7; 1970 (1er Supp.) c. 16, a. 42.

Libération de l'ancien propriétaire

8. Lorsqu'elle acquiert toute installation, avec ou sans le consentement du propriétaire, la Commission peut, par ordonnance, libérer le propriétaire de toutes ses obligations en ce qui concerne la production, l'achat ou la fourniture de services publics provenant de l'installation ainsi acquise, et l'ordonnance lie toutes personnes. 1956, c. 42, art. 6.

Fourniture de services publics

Fourniture de services

9. La Commission peut fournir des services publics aux municipalités, organisations, corporations ou individus, ou aux districts ou régions que la Commission peut établir pour la commodité d'administration et de fourniture de services publics. 1956, c. 42, art. 6.

Zones tarifaires

10. (1) Aux fins de l'établissement des taux, le territoire du Yukon et les territoires du Nord-Ouest constitueront des zones tarifaire distinctes.

Subdivision des zones tarifaires

(2) La Commission peut diviser les zones tarifaires établies en vertu du paragraphe (1) en deux zones tarifaires distinctes ou plus.

Établissement des taux

(3) La Commission doit, avec l'approbation du gouverneur en conseil, établir pour chaque zone tarifaire, des listes ou échelles de taux pour les services publics qu'elle fournit aux termes de la présente loi, et les taux à imposer dans lesdites listes ou échelles ne doivent pas être moindres que le coût estimatif, pour la Commission, de la fourniture du service public dans la zone tarifaire, ainsi qu'elle le détermine, lequel coût doit comprendre

- a) les paiements à l'égard de l'intérêt sur les prêts, et à l'égard du principal des prêts, faits ou censés avoir été faits à la Commission, sous le régime de la présente loi,

ANNEXE F

relativement aux installations situées dans la zone tarifaire qui étaient utilisées pour fournir le service public;

b) les frais d'exploitation, d'entretien et de réparation et autres dépenses relatives à ces installations;

c) les frais d'administration et toutes les autres dépenses de la Commission, selon que cette dernière les attribue aux opérations dans chaque zone tarifaire; et

d) des réserves pour éventualités, sur la base que peut approuver le gouverneur en conseil 1956, c. 42, a. 6; 1975, Bill C-13, a. 4.

Contrats

11. La Commission peut conclure avec toute personne des contrats visant

a) la fourniture de services publics à des taux autorisés sous le régime de l'article 10;

b) l'utilisation des facilités et de l'équipement de la Commission; et

c) la réalisation des fins et objets de la présente loi. 1956, c. 42, art. 6.

Révisions des taux

12. La Commission doit tous les ans reviser et, en conformité de l'article 10, mais sous réserve de tout contrat conclu en vertu de l'article 11 ajuster, s'il y a lieu, les taux imposés pour les services publics fournis. 1956, c. 42, art. 6.

Enquêtes

13. La Commission peut enquêter sur un projet et faire connaître au Ministre ou au commissaire en conseil des territoires du Nord-Ouest ou au commissaire en conseil du territoire du Yukon, selon le cas, les régions qui pourraient être desservies, le montant estimatif du capital requis et l'effet sur les listes ou échelles de taux établis pour une zone tarifaire en vertu de l'article 10. 1956, c. 42, a. 6; 1975, Bill C-13, a. 5.

Avances pour les enquêtes

14. (1) Le ministre des Finances peut autoriser le paiement à la Commission par prélèvements sur le Fonds du revenu consolidé de la somme de cinquante mille dollars pour

alimenter une caisse devant subvenir aux dépenses effectuées par la Commission dans conduite d'enquêtes prévues à l'article 13.

Imputé au coût en capital

(2) Si la Commission développe un projet qui a fait l'objet d'une enquête selon l'article 13, le coût de l'enquête doit être inclus dans le coût du développement et les dépenses qui ont été faites sur la caisse établie par le présent article doivent être remises à la caisse par la Commission et être imputées directement sur le coût, en capital, du développement.

Montant inclus dans le budget des dépenses si le projet n'est pas réalisé

(3) Si un projet qui a fait l'objet d'une enquête selon l'article 13 n'est pas entrepris ni poursuivi, un montant égal aux dépenses effectuées pour cette enquête et prélevées sur la caisse établie par le présent article doit être inclus, à l'occasion, dans le budget des dépenses soumis par le Ministre au président du conseil du Trésor. 1956, c. 42, a. 6; 1975, Bill C-13, a. 6.

Prêts pour immobilisations

15. (1) Le ministre des Finances peut, aux conditions qu'il est loisible au gouverneur en conseil d'approuver consentir des prêts à la Commission, pour des immobilisations prévues par la présente loi, à même les deniers attribués par le Parlement à cette fin.

Prêts à même le F.R.C.

(2) Le ministre des Finances peut, à l'occasion avec l'approbation du gouverneur en conseil, et aux conditions qu'il est loisible à ce dernier d'approuver, consentir des prêts à la Commission, pour des immobilisations prévues par la présente loi, à même les deniers non attribués du Fonds du revenu consolidé, et un montant égal aux dépenses faites sur ces prêts en toute année financière doit être inclus dans le budget de l'année financière suivante soumis par le Ministre au président du conseil du Trésor; toutefois si le Parlement vote des deniers à prêter à la Commission, pour fins d'immobilisation selon la présente loi après qu'un prêt a été consenti sous le régime du présent paragraphe, ce prêt, ou une partie de ce denier égale aux deniers ainsi affectés, est par la suite censé avoir été fait sur ces crédits et non sous l'autorité du présent paragraphe.

Maximum des prêts consentis sur le F.R.C.

(3) Le montant total non remboursé des prêts consentis en vertu du paragraphe (2) ne doit jamais dépasser un million de dollars. S.R., c. 196, a. 15; 1975, Bill C-13, a. 7.

ANNEXE F

Dépôt des sommes reçues

16. Toutes les sommes reçues par la Commission doivent être déposées à la banque que le ministre des Finances peut approuver à l'occasion. S.R., c. 196, a. 16; 1956, c. 42, a. 7; 1975, Bill C-13, a. 8.

17. S.R., c. 196, a. 17; Abrogé par 1975, Bill C-13, a. 9.

18. S.R., c. 196, a. 18; Abrogé par 1975, Bill c-13, a. 9.

19. S.R., c. 196, a. 19; Abrogé par 1975, Bill C-13, a. 9.

20. S.R., c. 196, a. 20; 1956, c. 42, a. 8; Abrogé par 1975, Bill C-13, a. 9.

Placements

21. (1) La Commission peut, à l'occasion, placer tous fonds qu'elle détient et dont elle n'a pas un besoin immédiat pour la poursuite de ses objets, en obligations ou valeurs du gouvernement du Canada ou garanties par ce gouvernement, et elle peut vendre lesdites obligations ou valeurs selon qu'elle le juge utile et au moment qu'elle estime opportun. 1956, c. 42, a. 9; 1975, Bill C-13, a. 10.

22. 1956, c. 42, a. 9; Abrogé par 1975, Bill C-13, a. 10.

Généralités

La Commission peut s'entendre avec le ministre des Approvisionnement et Services pour la comptabilité

23. (1) La Commission peut faire avec le ministre des Approvisionnement et Services les arrangements nécessaires à la comptabilité des recettes et des dépenses de la Commission.

Vérification

(2) Tous les comptes de la Commission sont sujets à la vérification du vérificateur général du Canada. S.R., c. 196, art. 23; 1968-69, c. 28, art. 105; 1977, c. 34, a. 30.

Rapport annuel

24. La Commission doit, aussitôt que possible, mais dans les trois mois de l'expiration de chaque année financière, soumettre un rapport annuel au Ministre sous la forme qu'il peut prescrire, et celui-ci doit présenter le rapport au Parlement dans les quinze jours ou, si le Parlement n'est pas alors en session, dans les quinze jours de l'ouverture de la session suivante. S.R., c. 196, art. 24.

Permis

25. La Commission peut établir et percevoir des droits pour les permis d'installations électriques utilisant l'énergie électrique qu'elle fournit, et pour l'inspection, l'essai et l'approbation de tous ces ouvrages. 1956, c. 42, art. 10.

Installations endommagées

26. Au cas où une installation de la Commission, ou toute partie d'une telle installation, deviendrait endommagée au point que la Commission soit incapable de fournir tout service public, la Commission doit faire les réparations aussi promptement que possible, et, pendant les réparations, prendre toutes les mesures raisonnables pour fournir le service public d'autres sources, s'il s'en trouve de disponibles; mais, en aucun cas, la Commission ne doit être tenue responsable à l'égard de quelque réclamation pour pertes financières ou d'inconvénients occasionnés à quelque personne par suite du manquement de la Commission à fournir un service public. 1956, c. 42, art. 10.

Taux pour l'utilisation de l'eau

27. La Commission peut fixer des taux pour l'utilisation de l'eau emmagasinée dans l'un de ses réservoirs, aux fins d'énergie, qui dépasse ses besoins immédiats, et ces taux peuvent être imposés sur la base du volume d'eau utilisée ou du débit. S.R., c. 196, a. 27; 1975, Bill C-13, a. 11.

APPENDIX F

Fourniture de surplus d'énergie

28. (1) Lorsqu'elle a un surplus d'énergie électrique ou thermique qui n'est pas sous contrat ou autrement requis par elle, la Commission peut, à sa discrétion, fournir cette énergie, si celle-ci est disponible, et tant et aussi longtemps qu'elle l'est, aux taux que la Commission peut fixer à l'occasion, et l'article 10 ne s'applique pas à cette détermination de taux.

Non obligatoire

(2) La fourniture d'un surplus d'énergie, aux termes du paragraphe (1), n'est nullement obligatoire de la part de la Commission, et celle-ci n'est pas responsable à l'égard des dommages ou des réclamations résultant de la discontinuation d'une telle énergie qui a pu avoir été fournie. 1956, c. 42, art. 11.

Un exemplaire des procès-verbaux et témoignages du Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien (fascicules 1 à 3 inclusivement) et un exemplaire des procès-verbaux et témoignages du Comité permanent des Affaires indiennes et du développement du Nord canadien s'y rapportant (fascicules no 19 et 40, qui comprend le rapport) sont déposés.

Respectueusement soumis,

**Le président
KEITH PENNER.**

PROCÈS-VERBAL

Le mercredi 7 avril 1982
(45)

Le Comité permanent des Affaires indiennes et du développement du Nord canadien se réunit aujourd'hui à 15h59 à huis clos, sous la présidence de M. Penner (président).

Membres du Comité présents: MM. Allmand, Burghardt, Chénier, Fretz, Gingras, Manly, McCuish, Nickerson, Penner, Tousignant et Watson.

Aussi présents: Du Service de recherches de la Bibliothèque du Parlement: Mme Sonya Dakers et M. Marion Wrobel, recherchistes; De Cooper's & Lybrand: M. Glenn Ross et M. Robin Ghosh, consultants et Du Service des comptes rendus des comités: Mlle Lise Lebeau et M. Frank Murphy, éditeurs.

Le Comité reprend l'étude de son Ordre de renvoi du jeudi 5 mars 1981 concernant l'étude sur les opérations de la Commission d'énergie du Nord canadien. (*Voir procès-verbal du jeudi 12 mars 1981, fascicule no 19*).

Le Comité entreprend l'étude du premier rapport du Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien.

Sur motion de M. Chénier, le premier rapport du Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien est adopté.

Il est ordonné,—Que le Président présente le premier rapport du Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien comme le quatrième rapport de ce Comité à la Chambre.

Il est ordonné,—Que le Comité imprime 3 000 exemplaires supplémentaires du fascicule no 40 des procès-verbaux et témoignages du Comité, qui contient son quatrième rapport à la Chambre, en version bilingue, tête-bêche, avec couverture spéciale.

Sur motion de M. Tousignant, il est convenu,—Que le Président dépose à la Chambre un rapport demandant que les membres du Sous-comité sur la Commission d'énergie du Nord canadien, ainsi que le personnel nécessaire, soient autorisés à voyager dans le Nord pour y tenir des conférences de presse sur le rapport relatif à la Commission d'énergie du Nord canadien.

A 16h05, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

Le greffier du Comité
François Prigent