



COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC DU NOUVEAU-BRUNSWICK

**DANS L'AFFAIRE de l'audience générique
concernant le processus de planification de la puissance
de la Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick**

D E C I S I O N

le 12 novembre, 1991

**COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE
PUBLIC DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

DANS L'AFFAIRE de la Loi sur les Entreprises de service public, L.R.N.-B. de 1978,
ch P-27 telle que modifiée

DANS L'AFFAIRE d'une Audience générique concernant le processus de planification de
la puissance de la Commission d'Énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Commissaires:	Me. David C. Nicholson	- Président
	M. B. Fernand Nadeau	- Vice-président
	Mme. Claudette Stymiest	- Commissaire
	M. Ivan McLean	- Commissaire
	Me. Thomas McBrearty	- Commissaire
	M. Douglas Sanders	- Secrétaire
	Ms. Lorraine Légère	- Secrétaire-adjointe
	M. M. Douglas Goss	- Conseiller principal
	Me. Harry G. Colwell	- Avocat

Énergie NB:	Me. Thomas B. Drummie, C.R., Me. L. Paul Zed, Avocats
-------------	--

Le groupe des gros consommateurs:	Me. E. Neil McKelvey, C.R., Avocat
--------------------------------------	------------------------------------

La Commission d'Énergie électrique de la "City of Saint John":	M. Richard Burpee, Directeur général
--	--------------------------------------

Intervenants (autres):	M. Ken Sollows, Dr. J. Venart et Dr. Kuma Sumathipala
------------------------	--

Intervenants pour le Public:	Me. Robert L. Kenny, C.R. et Mc. Ivan Robichaud
---------------------------------	--

TABLE DES MATIERES

	<u>PAGES</u>
Introduction	1
Aperçu général	4
Prévisions de la charge	7
Critères de planification	8
Options de planification de la puissance	11
Critères économiques	15
Interconnexions et coopération entre les entreprises de service public avoisinantes	17
Gestion de la demande	23
Chauffage à double combustible	28
Facteur annuel de puissance	35
Chauffage électrique	36
Exigences d'information	36

INTRODUCTION

Par une demande datée du 20 avril 1990, la Commission d'Énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a demandé que la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick approuve un changement spécifique dans ses tarifs. Dans un Mémoire déposé à la même date, Énergie NB indiquait que l'intention de la demande était d'investir la Commission de l'autorité nécessaire pour entendre la demande. Ceci permit à la Commission de tenir des audiences pour examiner les principes de base (questions génériques) qui influencent le niveau des tarifs pour les services fournis par Énergie NB à l'intérieur de la Province.

Une conférence préliminaire à l'audience fut tenue les 13 et 14 juin 1990, afin de considérer quelles questions génériques on devrait examiner et dans quel ordre devraient se tenir les audiences publiques. La Commission reçut des propositions concernant les questions pertinentes, et on exprima des opinions sur l'ordre dans lequel on devrait les examiner. La Commission conclut que les questions génériques appropriées et l'ordre dans lequel on les examinerait seraient les suivants:

- (1) Conventions comptables et financières
- (2) Politiques d'amortissement

- (3) Planification de la puissance
- (4) Distribution des coûts
- (5) Plan tarifaire
- (6) Politiques de service à la clientèle.

L'audience publique tenue pour traiter des conventions comptables et financières commença le 15 octobre 1990, et se termina le 24 octobre 1990. La décision de la Commission concernant les conventions comptables et financières a été rendue séparément.

L'audience sur les politiques et pratiques d'amortissement d'Énergie NB fut tenue dans les bureaux de la Commission à partir du 13 novembre 1990 et jusqu'aux 14 et 15 novembre. La décision de la Commission concernant les politiques et pratiques d'amortissement a également été rendue séparément.

L'audience publique examinant le processus de planification de la puissance commença le 12 mars 1991 et se termina le 19 mars 1991.

Il y eut participation d'un certain nombre d'intervenants durant l'audience publique. L'un des intervenants, appelé Groupe des Gros Consommateurs (GGC), consistait des corporations suivantes:

Brunswick Mining and Smelting Corporation Limited
 Denison-Potacan Potash Company
 Fraser Inc.
 Irving Oil Limited
 Miramichi Pulp & Paper Inc.
 NBIP Forest Products Inc.
 Rothesay Paper Limited
 St. Anne-Nackawic Pulp Company Ltd.
 Stone Consolidated Inc.

M. Richard Burpee parut au nom de la Commission d'Énergie électrique de la "City of Saint John". M. Ken Sollows, le Dr James Venart et le Dr Kuma Sumathipala parurent en tant que groupe se représentant personnellement. Me. Robert Kenny, Esq., C.R., et Me. Ivan Robichaud, Esq., participèrent comme intervenants pour le public, nommés par le Procureur général de la Province du Nouveau-Brunswick.

Énergie NB présenta un panel de témoins comprenant les membres suivants:

M. Douglas Bartlett, Ing. É	-	Directeur, Planification stratégique, Énergie NB
M. William Marshall, Ing. É	-	Ingénieur principal, Planification de l'alimentation en électricité, Énergie NB
Mr. Navin Bhutani	-	Directeur, Tarifs et prévision de la charge, Énergie NB

Le groupe suivant a également paru comme panel:

Mr. K. F. Sollows, Ing. É

Le Dr U. K. Sumathipala, Ing. É

Le Dr J.E.S. Venart, Ing. É

Le reste du présent document contient les commentaires de la Commission concernant le processus de planification de la puissance utilisé par Énergie NB.

Aperçu général

La production d'électricité est une entreprise financière de grande envergure. La valeur à l'origine des immobilisations d'Énergie NB dépasse trois milliards de dollars et on y prévoit des additions importantes au cours des quelques prochaines années. Le délai requis pour mettre sur pied et installer de nouveaux actifs va de quelques mois à dix ans ou plus. Le processus qui déterminera quels actifs ajouter au système et quand les ajouter est nécessairement complexe et difficile. Ce processus est rendu encore plus compliqué du fait qu'on admet que, dans l'environnement d'aujourd'hui, il faut accorder son importance à la gestion de la demande et à la production hors-service public.

La gestion de la demande veut dire tout moyen employé pour réduire la consommation ou la demande d'électricité. La production hors-service public est une production d'électricité

fournie par quelqu'un qui a l'intention de la vendre à une entreprise de service public telle qu'Énergie NB. Si l'on s'en sert convenablement, la gestion de la demande et la production hors-service public minimiseront le besoin d'ajouter de la puissance supplémentaire au système d'Énergie NB et auront pour résultat de fournir de l'électricité au coût le plus bas.

Le processus de planification des investissements exige une analyse soignée de nombreux facteurs critiques tels que le taux de croissance de l'économie provinciale, les prix du combustible et les taux d'intérêt. La plupart de ces facteurs échappent à la compétence d'Énergie NB. Néanmoins, l'entreprise doit établir des prévisions de ces facteurs et, sur la base de ceux-ci et mettre sur pied le plan qui permettra le mieux d'assurer la production continue d'électricité pour l'usage des habitants du Nouveau-Brunswick. Ce plan doit être assez flexible pour permettre d'y inclure les révisions qui s'imposeraient en conséquence de changements importants à l'un ou l'autre des facteurs critiques.

Beaucoup des critères de planification d'Énergie NB sont le résultat de ses interconnexions avec d'autres entreprises productrices d'électricité. Celles-ci jouent un rôle important pour assurer un service ininterrompu d'électricité et sont rendus possibles par l'adoption et la maintenance commune des normes de fiabilité. Énergie NB reste en consultation active avec les autres

entreprises productrices d'électricité et fait partie du Conseil de coordination de l'énergie du Nord-est.

La preuve indique clairement qu'Énergie NB emploie un processus détaillé et exhaustif pour déterminer quand on a besoin d'accroître la puissance et quelle sorte de centrale sera ajoutée. Ce processus a évolué avec le temps et continue de s'améliorer au fur et à mesure qu'on emploie de nouvelles techniques.

Le point de départ de ce processus est la mise en place d'une prévision qui indiquera quelles demandes seront imposées au système d'Énergie NB. Si celle-ci indique qu'il y aura des demandes accrues, on peut les satisfaire en ajoutant au système d'Énergie NB, en achetant de l'électricité à d'autres entreprises ou à des producteurs d'électricité non publics, ou en introduisant des projets qui réduiront les demandes qui autrement s'imposeraient au système (gestion de la demande).

Chacune des différentes options disponibles à Énergie NB est analysée avec soin. Le but est de sélectionner celles qui répondent le mieux aux besoins d'Énergie NB et de ses clients et qui assureront un service ininterrompu d'électricité sur une base fiable et au coût le plus bas possible.

Différents aspects de ce processus sont discutés plus en

détail ci-dessous.

- (1) Prévisions de la charge
- (2) Critères de planification
- (3) Options de gestion de la puissance
- (4) Critères économiques
- (5) Interconnexions et coopération entre les entreprises avoisinantes
- (6) Gestion de la demande.

Prévisions de la charge

L'entreprise doit prévoir les demandes futures et les exigences en énergie de son système. La méthodologie utilisée par Énergie NB pour préparer ses prévisions de la charge est appropriée. La Commission reconnaît que la préparation de prévisions n'est pas une science exacte. Énergie NB a apporté des modifications à ses méthodes au fur et à mesure que de nouvelles techniques et de meilleures données deviennent disponibles. La Commission considère qu'une telle conduite est convenable et elle encourage Énergie NB à continuer de perfectionner sa méthodologie de prévisions. L'une des possibilités de perfectionnement serait d'examiner les prévisions industrielles pour s'assurer que la conservation qui existe naturellement se reflète pleinement dans les méthodes actuelles. La Commission pense qu'il est approprié

de continuer la consultation directe avec les clients industriels les plus importants et de se servir judicieusement de toute information qu'ils pourraient fournir.

Critères de planification

Énergie NB a déposé un plan de ressources intégrées qui incluait la prise en considération à la fois de la gestion de la demande et de la production supplémentaire. Beaucoup d'entreprises de service public ont préparé des plans de ressources intégrées semblables depuis de nombreuses années. Cependant, pour Énergie NB, c'était le premier plan de ce genre.

L'étude de la planification de ressources intégrées représente le sommet du processus de planification de la puissance, car elle présente la méthode que Énergie NB a sélectionnée pour répondre à ses obligations concernant la production d'électricité. La Commission complimente Énergie NB d'avoir produit ce document et considère qu'un tel document est un outil essentiel de planification pour Énergie NB. Ceci étant, la Commission se doit de mettre en question comment Énergie NB, par le passé, a pu planifier de façon efficace en l'absence d'un document semblable.

Les critères utilisés par Énergie NB pour planifier la production, la transmission et la distribution d'électricité,

correspondent aux normes de l'industrie et leur usage est valable pour le Nouveau-Brunswick.

L'Association électrique du Canada et les entreprises qui en font partie mesurent la fiabilité d'un service d'électricité à ses clients par quatre indices soit:

- (1) L'index moyen de fréquence des interruptions du système (IMFIS); qu'on définit comme étant le total des interruptions aux clients divisé par le nombre total de clients desservis.
- (2) L'index moyen de durée des interruptions du système (IMDIS); qu'on définit comme étant le total des heures d'interruptions aux clients divisé par le nombre total de clients desservis.
- (3) L'index moyen de durée des interruptions aux clients (IMDIC); qu'on définit comme étant les heures totales d'interruption aux clients divisées par le nombre total d'interruptions.
- (4) L'index de fiabilité; qu'on définit comme étant la somme totale des heures durant lesquelles le service était disponible pendant une année divisée par le nombre total

d'heures dans l'année.

Le rendement d'Énergie NB en 1989 est comparé à celui d'entreprises canadiennes de service public plus ou moins semblables dans le tableau suivant:

	Entreprises Région 2	Énergie NB
IMFIS	3.93	3.03
IMDIS	4.78	5.25
IMDIC	1.22	1.73
Index de fiabilité	0.999455	0.999401

Ces chiffres indiquent que, pour les clients d'Énergie NB, les services ont été interrompus un peu plus de trois fois; que chaque interruption a duré 1.73 heures; et que la durée de temps totalement sans service pendant l'année a été de 5.25 heures. L'index de fiabilité montre que les services furent disponibles 99.94% du temps ou 8754.75 heures sur les 8760 heures de l'année.

La Commission remarque que les moyennes et les chiffres canadiens pour chacune des entreprises varient d'une année à l'autre, principalement selon les variations climatiques et l'importance des interruptions prévues pour des motifs d'entretien. Pour cette raison, on ne devrait pas tirer des conclusions fermes des comparaisons avec les autres entreprises.

La Commission remarque qu'il existe des données concernant le rapport gain-perte entre le coût de la fiabilité accrue et le coût aux clients des coupures d'électricité. La Commission encourage Énergie NB à continuer de fournir ces données pour que ces coûts puissent être correctement équilibrés.

Options de planification de la puissance

La preuve d'Énergie NB concernant l'évaluation des options de planification peut se résumer comme suit:

Les options évaluées sont celles qui satisfont aux critères de planification et d'environnement. Elles incluent à la fois l'addition de centrales et la gestion de la demande. Les acquisitions à court, moyen et long terme ou les ventes à d'autres entreprises sont également évaluées.

L'analyse économique est le point de départ dans ce processus d'évaluation. On la mène à bien en se servant de modèles mathématiques élaborés, qui simulent l'exploitation et les coûts du système. Un de ces modèles détermine la meilleure option ou combinaison d'options parmi toutes celles qui sont disponibles. Puis, un deuxième modèle est utilisé, pour vérifier le coût des options les plus favorables à l'aide d'autres simulations détaillées.

L'horizon normal de planification est de 20 ans et on fait des corrections de façon à refléter les différences de coût pour toutes les options qui dépasseraient 20 ans.

Avant de considérer les options de gestion de la demande (G.D.) dans le processus de planification, Énergie NB a assuré le moindre coût aux clients en choisissant les options qui auraient pour résultat les exigences de revenu à venir les plus basses. Cependant, en incluant les options de G.D., on a tendance à réduire la quantité d'électricité et d'énergie vendue, ce qui a pour résultat que l'exigence du revenu à venir la plus basse ne conduit pas nécessairement à des tarifs plus bas ou au moindre coût pour tous les clients. Pour cette raison, Énergie NB emploie maintenant le critère des tarifs à venir les plus bas quand elle fait l'évaluation économique des options.

L'évaluation économique exige des estimations des charges du système, des coûts des projets, des coûts de combustible et des taux d'intérêt et d'inflation. Toute erreur dans ces données d'origine peut mener à une erreur dans les résultats d'évaluation. Par conséquent, Énergie NB effectue des analyses de sensibilité en se servant d'un éventail de valeurs pour des variables-clés.

Puis, muni des résultats de l'analyse économique, on effectue une analyse financière. Ces résultats servent à évaluer

la praticabilité financière y-compris les exigences de dette ainsi que l'importance et la soudaineté des changements de tarifs.

Le choix final est alors fondé sur l'analyse économique, modérée par une évaluation de jugement des risques financiers et autres, et des objectifs de stabilité des tarifs et des stratégies (par exemple, un réduction de la tendance à dépendre du pétrole).

Les intervenants n'ont offert aucune critique des méthodes d'évaluation des options de planification d'Énergie NB, ni dans leur témoignage ni dans leur argumentation.

La technique d'évaluation économique d'Énergie NB telle que décrite dans sa déposition et détaillée dans la pièce ÉNB-23, est, selon la Commission, suffisante pour assurer que soient inclus tous les plans d'action qui pourraient s'avérer avantageux et, sous réserve de la précision des suppositions de planification, cette technique est capable de fournir des comparaisons précises des bénéfices économiques.

La Commission reconnaît que la croissance de la charge est influencée par des facteurs économiques et démographiques; que les taux d'intérêt et d'inflation sont influencés par des politiques qui peuvent changer avec le temps; que les prix du pétrole sont assujettis à l'influence géo-politique; et que, par

conséquent, les erreurs de supposition dans la planification sont inévitables.

De plus, la Commission remarque qu'Énergie NB emploie l'analyse de sensibilité pour régler les incertitudes ainsi causées et que cette technique est celle qu'on emploie couramment. M. Bartlett a témoigné que, pendant la mise en place du plan de ressource intégré, on avait employé une méthode à scénarios; on avait employé des scénarios réalistes pour le déroulement de neuf cas plausibles et on a examiné également l'effet des conditions à l'exportation. (Transcription page 2261). La Commission considère qu'une méthode à scénarios est correcte et elle pense qu'Énergie NB a effectué des tests de sensibilité adéquats dans le cas qui nous occupe.

Les dépositions d'Énergie NB concernaient les risques dans le cadre des suppositions de planification mais ne répondait pas directement au problème des risques liés au projet. Il existe toujours un risque d'erreur dans les estimations du coût du projet, en raison des retards de construction, des accidents, des coûts excédentaires, des ruptures de contrats, des actions découlant des règlements, ou d'événements fortuits. Donc, la Commission est d'avis que, dans le cas d'un très gros projet, Énergie NB devrait inclure une analyse précise des risques du projet dans sa technique d'évaluation pour déterminer si les avantages possibles justifient

qu'on accepte les risques.

Critères économiques

Énergie NB a reconnu que l'inclusion des projets de G.D. parmi les options de planification a une influence sur le bien-fondé des critères utilisés pour l'évaluation économique. En ce qui concerne l'inclusion de la G.D., la Commission est au courant que quatre critères, appelés parfois "tests de Californie", sont utilisés très couramment. Ils exigent que l'adoption d'un projet de G.D. n'ait pour conséquence aucun désavantage envers:

- (1) la société
- (2) l'entreprise de service public
- (3) les clients participants, et
- (4) les clients non-participants.

D'après ce que comprend la Commission, les trois premiers critères sont généralement acceptés, tandis qu'il existe certaines différences d'opinion pour ce qui concerne le besoin d'appliquer le quatrième critère. La Commission pense qu'on devrait utiliser le quatrième critère en tant que norme contre laquelle la méthode d'Énergie NB pourrait être comparée pour garantir qu'aucun client ne soit désavantagé par suite de l'adoption d'un projet de G.D.

Lorsqu'elle évalue les options de G.D., Énergie NB effectue d'abord un triage préliminaire fondé sur le total des coûts et des bénéfices sociaux de chaque programme (évaluation totale des ressources). Les programmes ayant un rapport bénéfice-coût largement inférieur à 1.0 sont rejetés. Cette mesure assure qu'aucun désavantage à la société ne résultera des programmes de G.D.

Les programmes de G.D. qui survivent au triage préliminaire sont regroupés, et les groupes sont inclus dans le processus de sélection et de modelage des coûts du système. Ce processus sélectionne la combinaison d'options la plus avantageuse pour répondre aux exigences futures du système. L'alimentation en électricité et les options de G.D. s'affrontent à pied d'égalité.

La manière dont la Commission comprend ce processus, et qui est confirmée par le témoignage de M. Marshall, c'est que la technique d'Énergie NB assure avec certitude qu'aucun groupe de programmes ne sera sélectionné à moins d'aboutir à des tarifs égaux ou inférieurs à ceux qu'on appliquerait si seules les options d'alimentation en électricité étaient sélectionnées. (Transcription, page 2289)

La Commission remarque que le quatrième critère, pas de désavantages aux clients non-participants, est rempli du moment que

l'inclusion des programmes de G.D. ne fait pas monter les tarifs. La Commission est donc d'avis que les techniques d'évaluation d'Énergie NB satisfont bien, en réalité, au critère du client non-participant.

Enfin, la Commission remarque que l'effet des techniques maintenant utilisées par Énergie NB est qu'une grande partie de tous les programmes de G.D. capables de réussir le test de ressource totale, et transmettre une partie encore plus grande de la demande potentielle et de l'économie d'énergie de ces programmes. Ces techniques sont incluses dans le plan de ressources intégrées.

Par conséquent, la Commission conclut que les techniques d'évaluation d'Énergie NB sont raisonnables et tendent à permettre le meilleur usage possible des programmes de G.D. tout en évitant que les clients non-participants ne soient injustement traités.

Interconnexions et coopération entre les entreprises de service public avoisinantes

Les dépositions d'Énergie NB ont montré que certaines de ses installations de transmission sont conçues et construites dans le but de fournir des interconnexions avec d'autres entreprises plutôt que dans le but unique de desservir les charges provinciales; elles ont montré aussi que la puissance totale des

connexions avec le Québec, la Nouvelle-Angleterre et l'Ile-du-Prince-Edouard est de 2400 MW; et que cette puissance est plus grande proportionnellement à la taille du système, que celle de n'importe quelle autre entreprise de service public d'Amérique du Nord.

M. Bartlett a témoigné que les interconnexions sont, dans chaque cas, construites de grandeur et de façon à permettre les meilleurs bénéfiques nets possibles; que de tels bénéfiques sont faits des économies dans le capital investi et dans les coûts d'exploitation du système; et ils se produisent parce que les interconnexions entre les entreprises les permettent:

- (1) Une puissance installée du système plus basse pour un niveau de fiabilité donné;
- (2) Des centrales en participation, permettant à de plus grandes tranches d'être construites avec des économies d'échelle;
- (3) La mise en commun des réserves d'appoint (qui consistent à utiliser des génératrices non chargées mais conservées en exploitation pour les cas d'urgence) avec réduction de la puissance de la réserve et des coûts de combustible.

- (4) L'achat et la vente d'énergie d'économie, permettant une réduction des coûts d'exploitation des entreprises interconnectées; et
- (5) L'achat et la vente de puissance et d'énergie ferme, quand ces opérations rapportent des bénéfices mutuels.
(Transcription, pages 1855 à 1858)

La preuve placée devant la Commission confirme que de tels bénéfices sont en fait réalisés par Énergie NB. Sans l'apport de puissance venant des entreprises interconnectées, les réserves d'Énergie NB devraient être augmentées de façon substantielle pour parvenir à répondre aux expectatives de perte de charge requise d'une journée en dix ans. Les entreprises de service public de la Nouvelle-Angleterre et de l'Ile-du-Prince-Edouard ont participé aux coûts et à la production des centrales d'Énergie NB. Les réserves d'appoint sont partagées avec la Nouvelle-Ecosse, réduisant ainsi les exigences totales et les coûts d'exploitation des deux entreprises.

La Commission conclut que les interconnexions d'Énergie NB sont effectivement avantageuses et que l'importance de telles interconnexions dans la planification du capital a été clairement établie.

Une affaire connexe qui, selon la Commission, mérite considération, est de savoir si les bénéfices potentiels des interconnexions sont pleinement exploités. Sur ce point, les témoignages sont moins convaincants.

M. Marshall a déclaré que, quand la ligne reliant la Nouvelle-Ecosse avait été construite, l'intention avait été que les trois entreprises connectées (Énergie NB., Énergie N.E. et l'entreprise qui était à l'époque "Nova Scotia Light and Power") coordonneraient leur planification de système de façon que, quand le système combiné exigerait une production accrue, chaque entreprise à tour de rôle aurait le droit de construire une nouvelle tranche, et que la croissance de la charge des trois entreprises ensemble serait satisfaite par la nouvelle tranche jusqu'à ce qu'elle soit complètement utilisée. Il ne savait pas si cette méthode d'intention a jamais été suivie, mais il confirma qu'elle n'est pas présentement en vigueur. (Transcription, pages 2329-2331).

M. Bartlett suggéra que certains ou tous les avantages d'une telle méthode de planification coordonnée sont disponibles par le biais des activités du Comité de coordination pour les entreprises en électricité des Maritimes (CCEEM), formé sous la direction du Conseil des Premiers Ministres des Maritimes. M. Bartlett a déclaré que, par le CCEEM, chaque entreprise sait ce que

planifie l'autre et peut évaluer si les chances existent d'acheter ou de vendre de la puissance. (Transcription, pages 2040-2041)

La Commission reconnaît que, là où il existe de part et d'autre un engagement total envers l'efficacité économique, la méthode de distribution d'information offerte par le CCEEM peut être suffisante pour assurer que tous les avantages possibles soient réalisés. Cependant, la Commission est d'avis qu'il pourrait exister d'autres considérations et qu'elles pourraient déjouer la coopération: par exemple, le manque d'une soi-disante "recette économique" conjointe.

La soi-disante "recette économique" consiste à décider laquelle des tranches de production disponibles sera désignée pour fournir la charge du système à un moment donné et cela consiste également à répartir la charge entre les tranches choisies de façon à minimiser les coûts d'exploitation du système. M. Marshall confirma que la "recette conjointe" utilisée régionalement mènerait à des coûts totaux plus bas que de le faire indépendamment par chaque entreprise, comme c'est maintenant le cas dans les provinces maritimes.

Cependant, il fit remarquer que du moment que les échanges économiques peuvent avoir lieu d'une heure à l'autre et que les échanges entre les entreprises se font librement, on peut

réaliser les mêmes économies par les ventes économiques que par les biais de la "recette économique". (Transcription, pages 2333-2334).

Bien qu'elle accepte la validité de la déclaration de M. Marshall, la Commission remarque que les échanges d'énergie avec la Nouvelle-Ecosse sont minimes comparés aux échanges effectués par Énergie NB avec les autres interconnexions. La Commission reconnaît que ce fait pourrait simplement indiquer le manque de différences majeures dans les coûts entre les deux systèmes et donc un manque d'occasions de trouver des avantages mutuels. D'un autre côté, la situation pourrait refléter des circonstances qui causent des frustrations au libre échange que M. Marshall considère essentiel si les bénéfices de la "recette économique" régionalement doivent être réalisés par les ventes économiques.

M. Bartlett a indiqué qu'Énergie NB est prête à coopérer avec les autres entreprises pour améliorer l'efficacité de la planification et de l'exploitation régionales. (Transcription, page 2334).

La Commission considère que le témoignage de M. Bartlett sur ce point correspond bien à l'ampleur des rapports d'Énergie NB avec les autres entreprises, comme la preuve l'a montré. Néanmoins, la Commission n'est pas convaincue que les occasions de faire des bénéfices grâce à la coopération régionale sont

maintenant pleinement exploitées, et elle est d'avis que c'est un domaine qui mérite de recevoir l'attention constante du Conseil des Premiers ministres des Maritimes.

Gestion de la demande

La réduction de la demande du système et des exigences d'énergie est une alternative reconnue à l'augmentation de la puissance du système. Les demandes des clients peuvent être influencées par plusieurs moyens incluant le contrôle direct des charges des clients; les encouragements tarifaires ou autres pour influencer les habitudes d'usage ou pour encourager une efficacité accrue; et l'éducation des clients sur la conservation de l'énergie. L'expression "gestion de la demande" (GD) s'applique maintenant à toutes les initiatives de ce genre, bien qu'on en limite souvent l'usage aux mesures destinées à améliorer l'efficacité et à encourager la conservation.

Les initiatives de GD considérées par Énergie NB comme pouvant être incluses dans son plan de ressource sont discutées dans cette section. Le chauffage à double combustible, qui n'était pas inclus dans le plan de ressource mais fit l'objet d'une intervention particulière, est traité dans une section ultérieure.

Les documents soumis et les dépositions d'Énergie NB montrent que, bien qu'elle ait auparavant considéré les mesures de gestion de la demande en rapport avec la planification du système, elle entreprit pour la première fois, en 1990, l'élaboration d'un plan de ressources intégrées fondé sur un mélange optimal des options alimentation et gestion de la demande. (Pièce ÉNB-23)

Dans ce but, une liste de tous les programmes connus fut compilée. Parmi eux, 25 furent éliminés comme étant inappropriés pour un système qui atteint son maximum en hiver comme celui d'Énergie NB. Le potentiel technique maximum des 42 programmes restants fut alors évalué. Les niveaux de pénétration des clients et les coûts sociaux furent évalués par Énergie NB et par son expert-conseil. Puis, on effectua un triage minutieux à partir de la perspective de la ressource totale (page 14 supra). Les programmes ayant un taux bénéfice/coût d'environ 1.0 ou plus (tels qu'énumérés dans la Pièce ÉNB-23) furent alors choisis pour l'évaluation économique contre les options d'alimentation.

Les programmes de GD choisis par suite de l'évaluation économique sont inclus dans le plan de ressources intégrées (par ex. les ampoules à haute efficacité, les pommes à douche à débit réduit). Le plan ne contient pas d'échéancier pour sa mise en vigueur. Cette mesure devrait être prise rapidement si l'on s'attend à réaliser la réduction de charge anticipée assez tôt pour

permettre de différer la prochaine turbine à combustion. On continue à travailler sur des plans de mise en oeuvre détaillés et les programmes seront soumis pour approbation au fur et à mesure que se fera la planification détaillée.

En contre-interrogatoire, les témoins d'Énergie NB confirmèrent que les coûts associés aux programmes de G.D. incluent les coûts s'appliquant à la société et à l'administration, mais qu'ils n'incluent pas le coût de tous les encouragements dont on pourrait avoir besoin pour assurer l'acceptation des programmes par les clients; qu'Énergie NB dépenserait, si nécessaire, une somme n'excédant pas la différence entre le coût de l'option de GD et la meilleure option d'alimentation, afin d'assurer le niveau prévu de participation. Le montant maximum qu'on puisse dépenser sur les encouragements est connu pour chaque groupe de programmes, mais Énergie NB n'a pas l'estimation du montant qu'il faudra, en fait, dépenser, et ce montant ne sera pas connu avant que les plans définitifs de conception des programmes n'aient été terminés. (Transcription, pages 2289-2297)

L'intervenant pour le Public décrit la liste d'alternatives de GD proposée par Énergie NB comme étant raisonnable et le processus d'évaluation approprié. Il exprima son inquiétude de ce qu'il n'y ait pas d'échéancier pour la mise en oeuvre et suggéra que ce ne serait pas une mauvaise idée d'exiger

qu'Énergie NB identifie l'ordre de mise en oeuvre, la date de chaque programme et l'explication de la méthode et du choix des dates.

Dans son argumentation pour le GGC, M. McKelvey fit l'éloge de l'étude des plans de ressources intégrées et de la mise en oeuvre des projets de GD prévue par Énergie NB.

La Commission considère que la méthode utilisée par Énergie NB pour identifier et développer les programmes de G.D. est généralement bien constituée et qu'elle devrait mener à un progrès rapide et raisonnable. Néanmoins, certaines faiblesses possibles sont évidentes.

En contre-interrogatoire, M. Marshall est d'accord que le coût aussi bien que les possibilités des programmes de G.D. sont sujets à davantage d'incertitude que le coût et les possibilités des options d'alimentation. Il semble à la Commission que, dans la réalité, le coût et les économies de puissance et d'énergie de chacun des programmes de G.D. dépendront en grande mesure du plan final de conception du programme et, en particulier, de la méthode d'application du programme, du niveau des encouragements offerts et de l'effort de promotion que lui sera affecté. Par contraste, le processus suivi par Énergie NB applique le test de ressource totale aussi bien que l'évaluation économique finale en se fondant

sur des estimations effectuées avant que ces importants détails n'aient été réglés.

En conséquence, la Commission considère, possible et même probable, que certains des programmes contenus dans le plan de ressources intégrées risquent de décevoir les attentes.

Il existe une alternative, suivie par d'autres autorités, qui consiste à terminer les plans de conception du programme avant de soumettre les projets à l'évaluation économique. Cette méthode présente quelques côtés peu efficaces du fait que des coûts de conception de plans seront probablement imputés aux programmes qui n'ont pas de place dans le plan de ressources intégrées. D'un autre côté, il en résulte un plan moins sujet à des incertitudes inhérentes.

Une seconde inquiétude pour la Commission concerne les coûts de mise en application des programmes. Le témoignage d'Énergie NB semble signifier son intention de terminer la conception de chaque programme, de s'assurer l'approbation des dirigeants et de lancer chaque programme le plus tôt possible. De l'avis de la Commission, les coûts de mise en application seraient plus bas, le marketing serait plus efficace et il y aurait davantage de programmes économiques si l'on regroupait les programmes pour leur mise en application, particulièrement ceux

pour lesquels on a l'intention de procéder à des ventes client par client.

Les deux inquiétudes exprimées précédemment suggèrent à la Commission qu'il serait prudent d'adopter une méthode coordonnée lorsqu'on effectuera la conception et la mise en oeuvre des programmes de G.D.

Chauffage à double combustible

L'usage du chauffage à double combustible fut proposé comme technique de gestion de la demande au cours de l'intervention de M. K.F. Sollows, du Dr U.K. Sumathipala et du Dr J.S. Venart, ingénieurs professionnels. Pour des raisons de concision, cette intervention est désignée sous l'appellation Sollows et al.

Cette intervention fut extrêmement valable pour la Commission, car elle fournit un test pratique de plusieurs aspects de la méthode de planification du capital d'Énergie NB. Les efforts mis dans l'analyse, la documentation, la présentation et la réponse aux interrogatoires étaient impressionnants. La Commission tient à ce que son appréciation soit dûment notée.

Le but de chauffage à double combustible est de déplacer

la puissance et l'énergie utilisés en chauffage électrique durant les périodes de pointe du système, en leur substituant le chauffage au mazout, ce qui réduit la charge de pointe d'Énergie NB et ses demandes de puissance de pointe.

Une installation à double combustible telle que proposée par Sollows et al inclut une fournaise capable ou bien de fonctionner au mazout ou de produire de la chaleur grâce à des bobines de chauffage électriques installées dans le passage d'air chaud de la fournaise. L'installation proposée inclut aussi en ensemble de conduits et de bouches de chaleur du chauffage à air chaud, réservoir à mazout, cheminée, et un système de contrôle, qu'Énergie NB peut faire fonctionner à distance pour changer le fonctionnement de l'électricité au mazout pendant les périodes de pointes. Le coût en a été estimé à 3500 \$, en moyenne par ménage, somme qui serait payée par Énergie NB.

Le témoignage pré-déposé incluait aussi une analyse approximative mais détaillée visant à démontrer que le chauffage à double combustible, à un coût de 3500 \$ par ménage, économiserait 7.7 KW, ce qui coûterait beaucoup moins que la puissance de nouvelles turbines à gaz.

Sollows et al démontrèrent en plus que des programmes de chauffage à double combustible avaient été adoptés avec succès par

d'autres entreprises incluant Hydro-Québec, dont on rapportait qu'en 1990, elle avait 90000 clients utilisant le chauffage à double combustible et que son programme ciblait 160000 clients d'ici 1994.

En témoignage direct, le Dr Venart a décrit le commutateur pour double combustible comme étant la méthode d'efficacité de coûts offrant les meilleurs résultats pour contrôler la croissance de la demande de pointe et, par là, réduire la croissance de la puissance d'exploitation. Il cita deux avantages uniques de la proposition de double combustible:

- (1) Contrairement à toutes les autres techniques de G.D. considérées par les experts-conseils, elle conserverait le contrôle de la charge par Énergie NB; et
- (2) Elle constitue une gestion de pointe avec très peu d'effets sur l'usage d'énergie et elle n'aurait donc pas de conséquences majeures sur la réduction des revenus d'Énergie NB. (Transcription, pages 2385-2386)

Le Dr Venart a, de plus, déclaré que la proposition de double combustible réduirait la consommation de mazout et les émissions atmosphériques et serait un plus gros avantage pour l'économie provinciale que la technologie importée des turbines à

gaz. (Transcription, page 2390)

Énergie NB témoigna qu'elle avait considéré le chauffage à double combustible parmi d'autres initiatives de G.D., mais qu'elle l'avait éliminé en faveur de pompes de chauffage bivalent. La raison en était une considération des facteurs de marketing et le fait qu'Énergie NB n'a pas une alimentation régulière en énergie de prix modique pour encourager l'usage d'électricité en période creuse. (Transcription, pages 1880-81)

Énergie NB a également témoigné qu'elle avait examiné la question des fournaies à double combustible après avoir reçu la preuve des intervenants, et qu'elle persistait à trouver ce programme sans attrait. La différence de résultats entre "Sollows et al" et Énergie NB fut imputée principalement à des différences dans les données d'origine: économie de pointe par installation de 5.2 KW (ÉNB) contre 7.7 KW (SOL); coût de puissance de la turbine à gaz: 525 \$ par KW (ÉNB) contre 620 \$ (SOL), et durée requise pour le chauffage au mazout: 440 heures par an (ÉNB) contre une durée négligeable (SOL). Un calcul bénéfice/coût utilisant la méthode SOL mais les données d'origine d'ÉNB fut présenté dans la Pièce ÉNB-25. Cela démontrait un excès du coût sur le bénéfice pour la société aussi bien que pour le client participant.

En réponse aux questions posées par Sollows et al,

Énergie NB fut d'accord que des installations commerciales seraient sans doute intéressantes et fut d'accord aussi que la durée d'installation de 15 ans, utilisée par les deux parties pour ses estimations, ne tenait pas suffisamment compte des durées de service plus longues de certaines composantes.

L'Intervenant pour le Public recommanda qu'on poursuive le programme de double combustible pour les clients commerciaux et que Énergie NB et Sollows et al tentent de concilier leurs différences dans les estimations qu'ils avaient présentées.

Dans son argumentation finale pour le GGC, M. McKelvey recommanda une attitude prudente à l'égard du chauffage à double combustible et suggéra qu'Énergie NB ne s'embarque pas dans des programmes coûteux de G.D. à moins qu'il y ait de fortes probabilités de leur succès.

A cause de la nature générique de l'audience, le souci essentiel de la Commission concerne le processus de planification comme tel, plutôt que les mérites d'une option de développement particulière. En termes généraux, la question qui se présente à la Commission est de savoir si les méthodes et procédés de planification employés par Énergie NB permettent la sélection des meilleures options.

Il fut reconnu par les deux parties que les estimations bénéfiques/coûts présentées par les deux pièces SOL 1 et ÉNB-25 contenaient des erreurs de données et des faiblesses de méthode. L'information soumise à la Commission n'est ni assez précise ni assez complète pour appuyer aucune conclusion sur les bénéfices du chauffage à double combustible. Les commentaires de la Commission concernant les aspects méthodologiques de l'évaluation de projet, en se servant du chauffage à double combustible comme exemple, sont présentés ci-dessous.

Il est clair d'après les documents déposés et les témoignages, que le coût des installations nécessaires pour le chauffage à double combustible dépendrait des circonstances, atteignant son maximum pour les logements existants déjà équipés de plinthes chauffantes et moindre pour les logements existants reconvertis au chauffage électrique et dans lesquels une installation ancienne de chauffage au mazout fonctionne encore. D'autres cas à signaler incluent les logements existants chauffés à l'eau chaude et les logements neufs. Le chauffage commercial, dont M. Bartlett a reconnu qu'il y avait des avantages possibles, ne fut pas analysé. Les estimations soumises à la Commission considéraient les logements résidentiels dans leur ensemble, et par conséquent, de l'avis de la Commission, n'ont pas fait l'objet d'une étude assez détaillée pour permettre d'identifier toutes les possibilités qui pourraient se présenter.

La Commission remarque, d'après les courbes de charges journalières et autres données présentées par Énergie NB que les charges de chauffage ont un effet considérable sur les demandes de pointe du système et que le potentiel de gestion de la demande du chauffage à double combustible, au taux de 5.2 KW par client résidentiel, est beaucoup plus important que les économies totales de demande de programmes qui sont à présent incorporés dans le plan de ressources intégrées d'Énergie NB.

La Commission conclut:

- (1) Qu'il est difficile mais néanmoins d'une extrême importance que les estimations préliminaires du potentiel des projets effectuées par Énergie NB, soient aussi précises que possible;
- (2) Que là où il existe un potentiel important de réduction de la demande, une analyse complète de la praticabilité du programme s'impose; et
- (3) Qu'une analyse minutieuse implique la considération séparée des secteurs individuels du marché potentiel.