ᓄᓇᕗᒻᒥ ᐆᒪᒪᖅᑯᑏᑦ ᐊᑭᖏᓐᓂᒃ ᕿᒥᕐᕈᔫᑦ ᑲᑎᒪᔨᖏᑦ
UTILITY RATES REVIEW COUNCIL OF NUNAVUT
IGLUIN AULATJUTITIGUN AKITUTILAANGINNUT KATIMAYIIT NUNAVUNMI
CONSEIL D'EXAMEN DES TAUX DES ENTREPRISES DE SERVICES DU NUNAVUT

Rapport au ministre responsable de la Société d'énergie Qulliq sur :

La phase 1 de la demande de majoration tarifaire générale de 2010/11 de la Société d'énergie Qulliq

Rapport 2010-01

2 mars 2011

LE CONSEIL D'EXAMEN DES TAUX DES ENTREPRISES DE SERVICES

MEMBRES	Ray Mercer	Président
	Vivienne Aknavigak	Vice-président
	Gordon Rennie	Membre
	Louie Qingnatuq	Membre
	Graham Lock	Membre

PERSONNEL DE SOUTIEN

Laurie-Anne White	Directrice administrative
Raj Retnanandan	Consultant
Maaki Kakkik	Interprète
Andrew Dialla	Interprète

TÉMOINS DE LA SÉQ

Les personnes nommées ci-dessous ont assisté à une ou plusieurs consultations communautaires en tant que représentants de la Société d'énergie Qulliq :

Peter Mackey	Président-directeur général, SÉQ
Jamie Flaherty	Vice-président
Darryl Taylor	Coordonnateur des DMTG/Gestionnaire des Affaires réglementaires
Eddie Rideout	Directeur des services organisationnels
Stephen Kerr	Directeur des services d'ingénierie
Meghan McRae	Gestionnaire des communications

LISTE DES ABRÉVIATIONS

ACL	Arctic Co-operatives Ltd.
BRCC	Baffin Regional Chamber of Commerce
CETES	Conseil d'examen des taux des entreprises de service
COGUA	Canadian Off Grid Utility Association
DJC	Degrés-jour de chauffage
DMTG	Demande de majoration tarifaire générale
DPP	Division des produits pétroliers
ETP	Équivalents temps plein
F & E	Fonctionnement et entretien
GAD	Gestion axée sur la demande
GN	Gouvernement du Nunavut
IC	Immobilisations en cours
KC	Kitikmeot Corporation
KIA	Kitikmeot Inuit Association
kWh	Kilowattheure
MWh	Mégawattheure
NCSP	Normes comptables du secteur public
NIIF	Normes internationales d'informations financières
NTI	Nunavut Tunngavik Incorporated
OMHS	Obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation
PFUDC	Provision pour fonds utilisés durant la construction
QC	Qikiqtaaluk Corporation
RCP	Rendement des capitaux propres
RH	Ressources humaines
SÉQ	Société d'énergie Qulliq
SÉTNO	Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest
SÉY	Société d'énergie du Yukon
SSPC	Supplément pour la stabilisation des prix du carburant

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE EXÉCUTIF 1

1.0 HISTORIQUE 1

1.1 HISTOIRE DE LA RÈGLEMENTATION 1

1.2 ORGANISATION ET SERVICES DE LA SOCIÉTÉ 2

1.3 JURIDICTION ET MANDAT DU CETES 4

2.0 DEMANDE ..... ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.

2.1 AUTORISATIONS REQUISES PAR LA SÉQ 6

2.2 DEMANDE MODIFIÉE 8

2.3 MAJORATION PROVISOIRE DES TARIFS 9

3.0 PROCESSUS D'AUDIENCE DE LA DEMANDE 10

4.0 CONSULTATIONS COMMUNAUTAIRES ET OBSERVATIONS 13

4.1 COMMENTAIRES DES PARTICIPANTS AUX RÉUNIONS DE CONSULTATIONS 13

4.2 QUESTIONS SOULEVÉES DANS LES OBSERVATIONS ET LES PRÉSENTATIONS 14

4.2.1 OPINIONS SUR LA MAJORATION TARIFAIRE PROPOSÉE ET CONDITIONS À L'APPROBATION 14

4.2.2 RÉPARTITION DANS LE TEMPS DES DEMANDE DE MAJORATION TARIFAIRE 17

4.2.3 BESOINS EN INFRASTRUCTURE 20

4.2.4 ÉNERGIES DE REMPLACEMENT 25

4.2.5 PROGRAMME DE SUBVENTION DU GOUVERNEMENT DU NUNAVUT 26

5.0 EXAMEN DE LA DEMANDE 27

6.0 BASE TARIFAIRE 30

6.1 INTRODUCTION 30

6.2 IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION EN SERVICE 30

6.3 ACQUISITIONS D'IMMOBILISATION 31

6.4 AMORTISSEMENTS CUMULÉS 33

6.5 CONTRIBUTIONS 34

6.6 FONDS DE ROULEMENT 35

7.0 RENDEMENT DE LA BASE TARIFAIRE 37

8.0 BESOINS EN REVENUS 40

8.1 CHARGES DE CARBURANT ET DE LUBRIFIANTS 40

8.1.1 PRIX DU CARBURANT ET DES LUBRIFIANTS 40
8.1.2 RENDEMENT EN CARBURANT 41
8.2 CHARGES DE FONCTIONNEMENT ET D'ENTRETIEN (F&E) 43
8.2.1 CHARGES DES TRAITEMENTS ET SALAIRES 43
8.2.2 CHARGES DES FOURNITURES ET SERVICES 47
8.2.2.1 Entretien des centrales 47
8.2.2.2 Outils, mobilier et équipement, vêtements et équipement de sécurité, location d'édifices et formation 50
8.2.2.3 Charges liées aux créances douteuses 52
8.2.3 CHARGES DE DÉPLACEMENT ET D'HÉBERGEMENT 54
8.3 RÉSERVES 55
8.3.1 RÉSERVE POUR LES PRÉJUDICES ET LES SINISTRES ET RÉSERVE POUR LES AUDIENCES SUR LES TARIFS 55
8.3.1.1 Réserve pour les préjudices et les sinistres 56
8.3.1.2 Réserve pour les audiences sur les tarifs 57
8.4 AMORTISSEMENT 59
8.4.1 ÉTUDE SUR L'AMORTISSEMENT DE GANNETT FLEMING 59
8.4.2 CHANGEMENTS À LA COMPTABILITÉ DES COÛTS DE LA VALEUR DE RÉCUPÉRATION NETTE 60
8.4.3 AMORTISSEMENT DU COÛT DE FINANCEMENT 64
8.4.4 AMORTISSEMENT DES CONTRIBUTIONS 65
9.0 PRÉVISIONS DU REVENU 66
9.1 PRÉVISION DE LA CHARGE DU RÉSEAU 66
9.2 REVENUS AUX TARIFS ACTUELS 68
9.3 PERTES ET CONSOMMATION DES AUXILLIAIRES 68
9.4 REVENUS TIRÉS D'AUTRES SOURCES 69
10.0 MANQUE À GAGNER EN FONCTION DES TARIFS ACTUELS 70
11.0 RÉPONSES AUX DIRECTIVES DÉCOULANT DE LA DMTG PRÉCÉDENTE . 73
11.1 CONSULTATIONS COMMUNAUTAIRES 73
11.2 EXCLURE 1,745 MILLIONS $DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION 74
11.3 COÛTS POUR LES LOGICIELS 74
11.4 ÉTUDE SUR LES DÉLAIS DE PAIEMENT 75
11.5 RÉSERVE POUR LES PRÉJUDICES ET LES SINISTRES (PERTES NON ASSURÉES) 75
11.6 RÉSERVE POUR LES AUDIENCES 76
11.7 ÉTUDE SUR LES AMORTISSEMENTS (Y COMPRIS L'ÉTUDE SUR LES OMHS) 76
11.8 TAUX D'AMORTISSEMENT 77
11.9 ÉTUDE SUR LES ÉNERGIES DE REMPLACEMENT 77

11.10 FRAIS D'ENLÈVEMENT ET FRAIS DE DÉCONTAMINATION FUTURS 78
11.11 ÉTUDE DU COÛT DU SERVICE 79
11.12 DEMANDE EN DEUX PHASES 79
11.13 DÉPÔTS DES CLIENTS 80
11.14 FRAIS DE RACCORDEMENT AU SERVICE 81
11.15 STATISTIQUES ET MESURES DE FIABILITÉ 82
11.16 PLAINTES DES CLIENTS 82
11.17 MESURES DE LA QUALITÉ DU SERVICE ET ÉTABLISSEMENT DES RAPPORTS 84
11.18 ÉTUDE DU COÛT DU CHAUFFAGE À DISTANCE 85
11.19 TRAITEMENT DES FUTURS CLIENTS INDUSTRIELS 85

12.0 AUTRES QUESTIONS 86
12.1 PROCÉDURES DE LA PHASE II 86
12.2 FIABILITÉ DU SERVICE 90
12.3 SÉCURITÉ 92
12.4 MESURES DE LA QUALITÉ DU SERVICE 93

13.0 RÉSUMÉ DES DIRECTIVES 94

14.0 RECOMMANDATIONS DU CETES AU MINISTRE RESPONSABLE 98

ANNEXE 1 ..... A1

SOMMAIRE EXÉCUTIF

La Société d'énergie Qulliq (SÉQ ou Société) a déposé une demande de majoration tarifaire générale (DMTG, ou Demande) pour l'exercice de référence du 1er avril 2010 au 31 mars 2011 (Exercice de référence 2010/11) auprès du ministre responsable de la SÉQ le 4 octobre 2010. Le ministre responsable a, conséquemment, porté la question devant le Conseil d'examen des taux des entreprises de services (CETES) aux fins d'examen et de recommandations, conformément à l'article 12 de la *Loi sur le Conseil d'examen des taux des entreprises de services* (la Loi).

La SÉQ demande des tarifs de base permettant de combler des besoins en revenus pour 2010/11 prévus de 101,173 millions de dollars. Aux tarifs actuels, ces prévisions de besoins en revenus se traduisent en une majoration des tarifs de base de 31,27 %. Si les revenus annualisés provenant du supplément de stabilisation des prix du carburant (SSPC) de 4,68 ¢ le kWh faisaient partie des revenus, le manque à gagner aux tarifs actuels serait réduit, entraînant une demande de majoration moyenne des tarifs énergétiques de 19,3 %. Les raisons principales derrière la demande de majoration sont les augmentations des prix du carburant, des salaires, des fournitures et des services et des déplacements et de l'hébergement.

Le CETES est d'avis que le coût d'un programme d'apprentissage inclus dans les besoins en revenus devrait en fait être couvert à 100 % par le GN plutôt que par les clients de la SÉQ. Ainsi, le CETES a déterminé que les coûts en salaires d'un programme d'apprentissage (tout comme les coûts connexes d'emploi, de fournitures et de services, et de déplacements et d'hébergement) ne devraient pas être inclus dans les besoins en revenus de 2010/11. Le CETES a aussi diminué les prévisions d'heures supplémentaires et de fournitures et de services de 2010/11, compte tenu des résultats réels de l'exercice précédent et des prévisions du nombre d'employés équivalent temps plein déterminé par le CETES pour 2010/11.

Après l'examen de la demande, le CETES a établi les besoins en revenus de 2010/11 de la SÉQ à 97,1 millions de dollars, selon la révision du CETES des prévisions de la SÉQ, exposées en annexe 1. Avec les tarifs de base actuels (en excluant le SSPC), ces besoins en revenus se traduisent en un manque à gagner de 18,7 millions de dollars. Puisque le supplément de

stabilisation des prix du carburant générerait environ 7,3 millions de dollars, le manque à gagner résiduel de 11,4 millions de dollars se traduirait en une majoration des tarifs énergétiques de base de 14,25 %. Le calcul de ce manque à gagner est indiqué en annexe 1.

Le CETES est d'avis que le recouvrement des recettes en fonction des tarifs de base actuels, du SSPC actuel et des tarifs provisoires approuvés devrait être rendu définitif pour l'exercice 2010/11. Tenter de recouvrer le manque à gagner de 2010/11 rétroactivement, en sus de l'imposition des tarifs majorés, qui entrent en vigueur le 1er avril 2011, entraînerait un choc de majoration de tarifs considérable pour les consommateurs d'énergie. Ainsi, le CETES a recommandé que tout manque à gagner pour 2010/11 découlant d'un délai de l'entrée en vigueur des tarifs majorés soit recouvré auprès du GN plutôt que des clients de la SÉQ.

Le CETES est aussi d'avis que la majoration des tarifs de base à l'aide d'un ajustement unique subséquent qui permettrait de recouvrer le manque à gagner résiduel de 2010/11 engendrerait d'énormes difficultés pour les clients de la SÉQ. Ainsi, le CETES est d'avis que les majorations tarifaires permettant d'engranger des revenus équivalant aux besoins en revenus pour l'exercice de référence 2010/11 établis par le CETES devraient être mises en place progressivement.

Ainsi, le CETES a recommandé que la majoration tarifaire provisoire de 6 % approuvée et mise en place le 1er novembre 2010 soit intégrée aux tarifs énergétiques de base actuels et que les tarifs énergétiques de base ainsi établis soient majorés de 4,5 % supplémentaires le 1er avril 2011, dans le cadre de la mise en place progressive des majorations des tarifs énergétiques de base. Pour l'exercice 2012/13, le CETES recommande que les tarifs énergétiques de base de 2011/12, tels qu'établis ci-dessus, soient majorés de 4,43 % supplémentaires, à partir du 1er avril 2012. Le calcul de la majoration progressive en vigueur le 1er avril 2012 est présenté en annexe 1.

La SÉQ a indiqué que les installations majeures de la Société sont vieillissantes et que la demande met ces infrastructures sous contrainte à un point tel qu'elles menacent de faire défaut. La SÉQ souligne que 17 des 25 centrales énergétiques approchent ou ont atteint leur durée de vie théorique. Dans son plan d'immobilisations quinquennal, la SÉQ estime que 145 millions de

dollars seraient nécessaires pour combler les besoins en infrastructure, montant qui grimpe à 250 millions de dollars dans le plan d'immobilisations décennal.

En ce qui a trait au problème des installations, le CETES est d'avis que le gouvernement du Nunavut pourrait enclencher un dialogue légitime avec le gouvernement du Canada afin de s'entendre sur une aide financière pour l'amélioration et l'expansion des installations de production d'électricité de la SÉQ.

1.0 HISTORIQUE

1.1 HISTOIRE DE LA RÉGLEMENTATION

La Société d'énergie Qulliq (SÉQ ou Société) a déposé une demande de majoration tarifaire générale (DMTG, ou Demande) pour l'exercice de référence du 1er avril 2010 au 31 mars 2011 (Exercice de référence 2010/11) auprès du ministre responsable de la SÉQ le 4 octobre 2010. Le ministre responsable a, conséquemment, porté la question devant le Conseil d'examen des taux des entreprises de services (CETES) aux fins d'examen et de recommandations, conformément à l'article 12 de la *Loi sur le Conseil d'examen des taux des entreprises de services* (la Loi).

Il s'agit de la seconde DMTG de la SÉQ depuis la séparation de la SÉQ de la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest (SÉTNO) le 1er avril 2001. La première DMTG a été déposée pour l'exercice de référence du 1er avril 2004 au 31 mars 2005 (Exercice de référence 2004/05). Le rapport du CETES au ministre responsable portant sur les questions traitées dans la DMTG 2004/05 de la SÉQ a été produit le 27 janvier 2005, suivi d'un rapport final le 18 février 2005.

En février 2005, le ministre responsable a donné des directives autorisant une majoration de 15 % des tarifs d'électricité pour toutes les communautés et les classes de tarification au Nunavut. Ces tarifs sont entrés en vigueur le 1er avril 2005. Pour faire suite à cette demande, le CETES a demandé à la Société de fournir certains renseignements préalablement ou dans le cadre de toute demande de majoration subséquente. Ces renseignements ont été déposés auprès du CETES le 9 mai 2006. La demande du 9 mai 2006 a eu pour effet une majoration tarifaire supplémentaire de 5,44 % pour toute l'électricité consommée au Nunavut, entrée en vigueur le 1er octobre 2006.

En réaction à une directive reçue du CETES le 27 mai 2005, la SÉQ a demandé une restructuration des tarifs entre les communautés, afin de normaliser les coûts des immobilisations. Les recommandations du CETES portant sur cette demande ont été émises dans un rapport daté le 29 septembre 2005.

Les tarifs de base en vigueur actuellement sont entrés en vigueur le 1er octobre 2006, à la suite de cette majoration de 5,44 %.

Après la DMTG de 2004/05, la SÉQ a demandé et s'est vu accorder, de temps à autre, des ajustements du supplément pour la stabilisation des prix du carburant (SSPC). La demande de SSPC de la SÉQ la plus récente portait sur un SSPC de 4,68 ¢ par kilowattheure (kWh) pour la période du 1er octobre 2010 au 31 mars 2011. Cette demande a été approuvée par le CETES dans son rapport 2010-04, daté le 31 décembre 2010.

En vertu des exigences de la Loi, la SÉQ a déposé une demande de modification des tarifs actuels auprès du ministre responsable le 4 octobre 2010. Le ministre responsable a, conséquemment, porté la question devant le CETES, afin que celui-ci l'examine, puis émette des recommandations sur cette demande.

1.2 ORGANISATION ET SERVICES DE LA SOCIÉTÉ

La SÉQ est une Société d'État détenue à 100 % par le gouvernement du Nunavut (GN).

La SÉQ est le seul producteur et transporteur d'électricité au Nunavut, et offre ses services à environ 12 800 clients. La Société produit et distribue l'électricité aux Nunavummiut à l'aide de 27 centrales au diesel situées dans 25 communautés autonomes, dotées de capacités de production allant de 15MW à Iqaluit à 400KW à Grise Fiord.

La SÉQ est constituée et est exploitée sous le régime de la *Loi sur la Société d'énergie Qulliq*. Les tarifs pour ses services de distribution de l'électricité sont approuvés par le ministre responsable, sur l'avis du CETES, conformément à la loi qui le régit.

La Société est exploitée sous deux noms commerciaux :

- Nunavut Power, qui produit et distribue l'électricité;
- Qulliq Energy, qui offre les services essentiels aux fonctions organisationnelles.

Ces deux divisions partagent un conseil d'administration unique, des états financiers communs et une structure organisationnelle unie. La structure organisationnelle de la SÉQ est composée des administrateurs fonctionnels ci-dessous, qui relèvent tous du président-directeur général :

> Services juridiques, directeur des opérations, directeur des technologies de l'information, directeur des services d'ingénierie, directeur des services organisationnels, gestionnaire de la santé, de la sécurité et de l'environnement, directeur des ressources humaines, et directeur financier.

La Société offre des services d'entretien mécanique, électrique et des lignes de transport à partir de trois centres régionaux, administre l'exploitation commerciale de la Société depuis son siège social de Baker Lake, et ses bureaux administratifs se trouvent à Iqaluit. Le tableau ci-dessous indique la répartition des divisions importantes et des centres de responsabilité :

Localités où sont les divisions importantes/centres de responsabilité

Division importante	Localité	Division importante	Localité
Président/DG	Iqaluit	Services organisationnels	Iqaluit
Vice-président	Iqaluit	Santé, sécurité et environnement	Iqaluit
Services juridiques	Iqaluit	Services financiers	Baker Lake
Opérations Bureaux régionaux	Iqaluit Cambridge Bay, Iqaluit, Rankin Inlet	Ressources humaines et développement organisationnel	Baker Lake
Service d'ingénierie	Iqaluit	Technologies de l'information	Baker Laker

1.3 RESSORT ET MANDAT DU CETES

La Loi exige de la Société, en tant que fournisseur de l'électricité au Nunavut, qu'elle obtienne l'assentiment du ministre responsable pour toute majoration tarifaire proposée. Avant d'approuver les tarifs de la Société, le ministre responsable doit demander l'avis du CETES.

Dans le cas de demandes de majoration importantes, telles que pour la DMTG présente, le CETES doit, dans les 150 jours suivants la réception de la Demande d'approbation, déposer auprès du ministre responsable ses recommandations selon lesquelles :

a) l'imposition du tarif proposé devrait être acceptée;
b) l'imposition du tarif proposée devrait être rejetée;
c) un autre tarif, spécifié par le CETES, devrait être imposé.

Dans le cadre de son rapport, le CETES doit vérifier si les tarifs proposés sont justes et raisonnables, en tenant notamment compte du coût des services, y compris les coûts de financement afférents.

Aux fins de la réalisation de ses buts, le CETES peut :

a) tenir des réunions publiques ou à huis clos;

b) retenir les services d'experts et de conseillers;

c) sonder l'opinion publique;

d) tenir des réunions et diriger des médiations auxquelles participent des entreprises de service et les parties intéressées, et aider les entreprises de service et leurs clients à en arriver à un consensus sur les questions litigieuses;

e) demander aux entreprises de service et à leurs employés de lui fournir tous les renseignements nécessaires à ces fins, et exiger que ces renseignements soient fournis sous serment ou par voie de déclaration solennelle;

f) d’une façon générale, se livrer à des activités qui l’aident à fournir des avis éclairés au ministre responsable.

Conformément à la demande d’approbation du ministre responsable datant du 4 octobre 2010, le CETES a mené des délibérations conformément aux exigences et aux paramètres établis dans la Loi. Ce rapport indique au ministre responsable les recommandations du CETES.

2.0 DEMANDE

2.1 AUTORISATIONS REQUISES PAR LA SÉQ

Dans sa lettre datée le 4 octobre 2010, la SÉQ sollicite les autorisations suivantes :

1. Modifications aux tarifs de base : La SÉQ sollicite des tarifs de base qui permettraient de combler un besoin en revenus de 101,173 millions de dollars, comme indiqué dans les annexes 1.1.1 à 1.1.5 de cette demande. Les prévisions de revenus aux tarifs actuels s'élèvent à 76,282 millions de dollars et l'insuffisance des revenus aux tarifs actuels s'élève à 22,745 millions de dollars. Cela se traduit en une majoration des tarifs énergétiques de base de 31,27 %.

   Si les revenus annualisés provenant du SSPC de 4,68 $/kWh étaient considérés comme faisant partie des revenus, l'insuffisance des revenus aux tarifs actuels serait réduite à 15,478 millions de dollars. Cela équivaut à une majoration des tarifs énergétiques de base de 19,3 %. Le calcul de la demande de majoration des tarifs de la SÉQ est illustré dans le tableau ci-dessous :

	DMTG 2010/11 de la SÉQ	
Calcul de l'insuffisance de revenus aux tarifs actuels		**000 $**
1	Besoins en revenus, annexe 3.1	101 173
2	Recettes des ventes, annexe 2.1	76 282
3	Autres revenus, annexe 4.3	2146
4	Total des revenus	78 428
5	Insuffisance des revenus	-22745
6	Revenus du SSPC	7267
7	Insuffisance de revenus nette, après le SSPC	-15478
Calcul du pourcentage de majoration du revenu énergétique		
8	Recettes des ventes, annexe 2.1	76 282
9	Moins : Revenus de prime de puissance et de frais de clients	-3545
10	Plus : Revenus du SSPC	7267
11	Revenu énergétique aux tarifs actuels incluant le SSPC	80 004

12	Insuffisance de revenus nette, après le SSPC	-15478
13	Pourcentage de majoration du revenu énergétique requis par la SÉQ	19.3 %
14	Majoration provisoire des tarifs moyenne requise (50 % de ligne 13)	9.7 %

La SÉQ requiert aussi les autorisations suivantes :

2. Tarifs provisoires : La SÉQ sollicite une majoration provisoire des tarifs afin de couvrir 50 % de l'insuffisance de revenus de 15,478 millions de dollars. Cela se traduit en une majoration provisoire des tarifs de 9,7 %.

3. Supplément de manque à gagner : La SÉQ manifeste son intention, à la suite de l'examen du ministre responsable et de son approbation des tarifs de base, de déposer une demande portant sur un supplément de manque à gagner visant à recueillir les montants impayés découlant de l'ajustement des tarifs de base de 2010/11 qui n'aura pas été mis en place pour tout l'exercice 2010/11. Après l'approbation des tarifs de base, la SÉQ mentionne qu'elle fournira au ministre un dépôt conforme au règlement exposant en détail le calcul du montant du manque à gagner, tout transfert entre le Fonds de stabilisation des prix du carburant, et la proposition d'un supplément de manque à gagner visant à récolter ce montant.

La SÉQ indique de plus que cette demande a été préparée en fonction de budgets conformes aux principes comptables généralement reconnus du Canada pour les services publics réglementés. La SÉQ souligne toutefois que la transition vers les Normes comptables du secteur public (NCSP) a été mise en marche, et que la SÉQ a du procédé à quelques ajustements du calcul des besoins en revenus afin que ses rapports financiers soient plus conformes aux NCSP.

Les modifications apportées au calcul des besoins en revenus découlant de la transition vers les NCSP sont :

- La SÉQ propose d'adopter des taux d'amortissement révisés ne comprenant pas de provision destinée à couvrir la valeur de récupération nette. Afin d'assumer toute responsabilité environnementale potentielle, la SÉQ propose aussi d'adopter une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation (OMHS) portant sur ces responsabilités environnementales potentielles. Comme le taux d'amortissement de la SÉQ ne comprendrait plus de provision destinée à couvrir la valeur nette de récupération négative, les coûts de la valeur nette de récupération seront passés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont engagés. La SÉQ a ajouté une provision destinée à couvrir ces charges dans ses besoins en revenus;

- La SÉQ propose de fusionner les comptes de report relatifs à la réserve pour les audiences sur les tarifs et la réserve pour les préjudices et les sinistres. La SÉQ n'a pas inclus de provision pour les charges d'amortissement reportées pour ces éléments dans ses besoins en revenus de 2010/11. La SÉQ propose de retenir ces soldes aux fins de la réglementation et de prélever des montants au cours de l'exercice jusqu'à la prochaine demande de majoration tarifaire.

2.2 DEMANDE MODIFIÉE

Dans une lettre datée le 16 janvier 2011, la SÉQ a déposé des modifications à sa demande. La SÉQ décrit les modifications comme suit :

1. Charge d'amortissement :

- Les prévisions de charges d'amortissement pour 2010/11 ne comprennent pas les prévisions de charges d'amortissement liées aux améliorations locatives (*FERC Code 399*). Il est question de cette révision dans la réponse de la Société à *URRC.QEC-23 (b)*;

- Les prévisions d'acquisition d'immobilisations pour 2010/11 étaient basées sur des prévisions d'acquisitions d'immobilisations erronées pour les projets d'augmentation de la capacité de Chesterfield Inlet et de Whale Cove. Il est question de ces révisions dans les réponses de la Société à *URRC.QEC-32 (d)* et *URRC.QEC-32 (e)*.

Ces révisions touchent aussi le tableau 3 de la réponse à *URRC.QEC-23*. Par conséquent, la Société a déposé un tableau 3 révisé pour *URRC.QEC-23*. Il résulte des révisions ci-dessus une augmentation des prévisions des charges d'amortissement pour 2010/11 de 0,028 million de dollars.

2. Rendement de la base tarifaire :

- Les prévisions de charges d'amortissements cumulés de mi-année pour 2010/11 ont été révisées afin de corriger les charges d'amortissement liées au *FERC Code 399*. Il est question de cette révision dans la réponse de la Société à *URRC.QEC-23 (b)*;

- Les prévisions de rendement de la base tarifaire pour 2010/11 étaient basées sur des prévisions d'acquisitions d'immobilisations erronées pour les projets d'augmentation de la capacité de Chesterfield Inlet et de Whale Cove. Il est question de ces révisions dans les réponses de la Société à *URRC.QEC-32 (d)* et *URRC.QEC-32 (e)*.

Il résulte des révisions ci-dessus une diminution du rendement de la base tarifaire de 2000 $.

3. Revenu tiré d'autres sources :

- Les besoins en revenus pour 2010/11 comprennent la totalité des prévisions des charges salariales des apprentis et ne reflètent pas la contribution du gouvernement au programme d'apprentissage. La contribution du gouvernement au salaire des apprentis est de 23 350 $ par apprenti par année. Cette contribution d'environ 0,397 million de dollars devrait être indiquée en tant que revenu supplémentaire tiré d'une autre source. Il est question de cette révision dans la réponse de la Société à *URRC.QEC-12 (d)*.

La SÉQ indique que, en conséquence de ces révisions, les besoins en revenus tirés des tarifs de la Société pour 2010/11 (annexe 1.2.3) a diminué de 99,027 millions $ à 98,656 millions $, et que la majoration des taux actuels sollicitée, plus les suppléments, a diminuée de 19,3 % à 18,9 %.

2.3 MAJORATION PROVISOIRE DES TARIFS

En ce qui a trait aux tarifs provisoires, le paragraphe 12.1 (1) de la *Loi sur le CETES* établit que :

> **12.1.** (1) Lorsque l'avis du Conseil d'examen est demandé en vertu du paragraphe 12(2), le Conseil d'examen peut recommander l'établissement d'un taux ou d'un tarif temporaire jusqu'à ce que des instructions soient données en vertu de l'article 16, et le ministre responsable du Conseil d'examen peut autoriser l'entreprise de services désignée à établir le taux ou tarif temporaire recommandé.

Le CETES s'est réuni pour délibérer de la demande d'un tarif provisoire remboursable de la SÉQ. En tenant compte du nombre d'éléments de la DMTG qui pourraient ne pas être approuvés de manière définitive, le CETES recommande une majoration provisoire des tarifs de 6 % des tarifs de base actuels (excluant le Supplément de stabilisation des prix du carburant). Le Conseil recommande que ce tarif provisoire entre en vigueur le 1er novembre 2010 et soit appliqué jusqu'à ce que le processus d'examen soit complété et que des instructions du ministre responsable soient données. Aux termes de la lettre du ministre responsable du CETES datée le 28 octobre 2010, la majoration provisoire des tarifs recommandée par le CETES a été approuvée, prenant effet le 1er novembre 2010.

3.0 PROCESSUS D'AUDIENCES SUR LA DEMANDE

Après avoir reçu la demande, le CETES a mis sur pied un processus d'examen et d'audiences sur la demande. Un avis de réception de la demande, suivi du lieu et du moment des rencontres de consultation communautaire, a été publié dans les journaux à grand tirage du Nunavut entre octobre 2010 et janvier 2011.

Dans le cadre du processus d'examen de la demande, le CETES a fait parvenir des demandes de renseignements à la SÉQ. Les réponses à ces demandes de renseignements ont été reçues le 20 décembre 2010, le 28 janvier 2011 et le 9 février 2011. Dans le cadre du processus visant à recueillir des avis de parties intéressées. Le CETES a tenu quelques rencontres de consultation

communautaire réunissant des citoyens et des personnes morales préoccupés pendant le mois de janvier 2011, aux dates et endroits suivants :

Date	Communauté	Heure	Lieu de réunion
6 janvier 2011	Iqaluit	19 h	Salle paroissiale
7 janvier 2011	Iqaluit	14 h 30	Salle paroissiale
10 janvier 2011	Pangnirtung	19 h	Centre communautaire
11 janvier 2011	Apex (Iqaluit)	19 h	Salle Abe Okpik d'Apex
12 janvier 2011	Chesterfield Inlet	19 h	Salle du conseil
13 janvier 2011	Rankin Inlet	14 h 30 et 19 h	Aréna
18 janvier 2011	Cambridge Bay	19 h	Salle communautaire

En plus des réunions communautaires, des annonces radiophoniques ont été diffusées au niveau régional et local. Des annonces ont aussi été publiées sur les babillards communautaires.

Lors de chaque réunion, le président du CETES a présenté les membres du CETES, a expliqué le rôle du Conseil dans le cadre du processus d'examen, le mandat du CETES établi dans la loi, et a formulé le désir de recueillir le plus de contributions possible des parties touchées.

Lors des réunions, la SÉQ a présenté un panel de témoins mené par le président de la Société chargé d'expliquer l'impératif de cette demande de majoration tarifaire et de répondre aux questions. La SÉQ a aussi fait des présentations PowerPoint illustrant les besoins en infrastructure actuels et futurs de la Société. Les participants aux réunions ont eu la chance de faire des déclarations sur la demande et de poser des questions au panel de la SÉQ à ce propos.

Les intervenants suivants ont soumis des observations écrites ou orales lors des réunions :

Aînés
Propriétaires domiciliaires

Entreprises locales

Ville d'Iqaluit

Kitikmeot Inuit Association (KIA) — Cambridge Bay

Arctic Cooperatives Limited (ACL) — Nunavut

Qikiqtaaluk Corporation (QC) — Iqaluit

Des observations écrites ont aussi été déposées par les intervenants ci-dessous en date du, ou aux environs du, 28 janvier 2011, conformément à l'échéancier établi pour le processus :

Baffin Regional Chamber of Commerce (BRCC)-Iqaluit

Kitikmeot Corporation (KC)

Nunavut Tunngavik Incorporated (NTI)

Qikiqtaaluk Corporation — Iqaluit (QC)

La ville d'Iqaluit

M. Jorgen Gronfeldt

La SÉQ a déposé sa réplique le 4 février 2011.

Le CETES aimerait remercier tous les individus et les organismes qui ont assisté aux réunions ou qui ont déposé des observations portant sur la majoration des tarifs énergétiques proposée. Ces individus et organismes seront collectivement dénommés parties aux processus. Le CETES ne produira pas de sommaire de chacune des observations, mais inclura les commentaires des parties portant sur des sujets spécifiques, selon le cas.

4.0 CONSULTATIONS COMMUNAUTAIRES ET OBSERVATIONS

Cette section porte sur des questions de nature générale soulevées lors des consultations communautaires ou dans les observations soumises par les parties.

4.1 COMMENTAIRES DES PARTICIPANTS AUX RÉUNIONS DE CONSULTATION

Certains participants ont formulé des commentaires indiquant qu'il y avait très peu de renseignements disponibles au public à propos de la demande.

De façon générale, les participants aux réunions de consultation étaient d'avis que la majoration unique d'environ 20 % proposée était exagérée. La plupart d'entre eux étaient d'avis que des majorations sont nécessaires. Les demandes auraient dû être plus nombreuses, et les majorations mises en place de façon graduelle et mieux répartie dans le temps.

Certains participants ont demandé avec insistance que la SÉQ réexamine ses coûts de fonctionnement, et qu'elle centralise et rationalise ses opérations afin de limiter les majorations tarifaires.

En ce qui a trait aux besoins en infrastructure de la SÉQ, des participants ont suggéré que la SÉQ et le gouvernement du Nunavut devraient se pencher sur les coûts à court et long terme de la production et développer un plan durable de production et de distribution électrique pour toutes les communautés du Nunavut. Certains se sont dits préoccupés du fait que le coût de l'énergie électrique au Nunavut est de loin supérieur à celui des entreprises de services publics les plus dispendieuses, et que des majorations supplémentaires pourraient se répercuter sur l'économie des communautés du Nunavut, poussant la population à augmenter ses activités commerciales avec des entreprises du Sud plutôt que d'encourager les entreprises locales.

Les sections suivantes portent, de façon plus détaillée, sur des questions soulevées dans les observations et les présentations des parties.

4.2 QUESTIONS SOULEVÉES DANS LES OBSERVATIONS ET LES PRÉSENTATIONS

4.2.1 Opinions sur la majoration tarifaire proposée et conditions à l'approbation

Les parties intéressées ont formulé de nombreux commentaires portant sur l'amplitude de la majoration proposée.

ACL a indiqué qu'elle s'opposait fermement à la majoration de 19,3 %, et soutient que la SÉQ devrait prendre des mesures pour devenir plus efficace et plus soucieuse des coûts. Le changement aux tarifs se traduira en une augmentation du coût de la nourriture, du coût du loyer et d'autres coûts. Les retombées des mesures de conservation de l'énergie prises par les Co-ops, soit les améliorations aux équipements, les changements des appareils d'éclairage et les mesures de sensibilisation à la conservation de l'énergie, seront réduites à néant par la majoration proposée. En tout et pour tout, la majoration de 19,3 % se traduira, pour les 23 Co-ops membres, en charges supplémentaires de 800 000 $ par année. La majoration proposée ne peut être absorbée d'un coup sans répercussions négatives pour les Co-ops et les communautés desservies par celles-ci. Selon les observations d'ACL, la majoration de 19,3 % devrait être rejetée, et, de surcroît, toute majoration approuvée devrait se rapprocher des augmentations de l'index national des prix à la consommation.

La BRCC soutient que la majoration des tarifs d'électricité proposée (en moyenne 20,3 %) dans la DMTG actuelle de la SÉQ devrait être rejetée et, qu'en lieu et place, la majoration suivante (ou une majoration similaire) soit approuvée :

a) Dans le plus grand intérêt de maintenir la transparence, conserver le surplus de stabilisation des prix du carburant afin que les consommateurs sachent que ce montant est directement lié aux coûts du carburant et que les revenus générés grâce à ce surplus ne sont pas ajoutés aux recettes générales de la SÉQ;

b) Répartir sur une période de 5 ans la majoration proposée (moyenne) de 20,3 %, afin de permettre à la SÉQ d'entreprendre un nouvel examen externe visant à déterminer comment la Société peut améliorer son fonctionnement et réduire ses frais de fonctionnement. Des majorations annuelles subséquentes devraient être conditionnelles au dépôt d'études de coût du service, à l'examen externe et à la mise en place de recommandations formulées dans cet examen.

La Kitikmeot Corporation (KC) indique qu'une soudaine augmentation de 20 % d'un élément du prix de revient important ne peut être épongée sur une courte période de temps. Non seulement la Kitikmeot Corporation, mais les propriétaires domiciliaires ont besoin de temps pour déterminer comment recouvrer les coûts d'un tel élément du prix de revient. Puisque la majoration proposée n'a pas été répartie sur les quelques dernières années, et qu'aucune indication n'a été donnée qu'une telle majoration était prévue, accorder une majoration bien moindre pour 2011, suivie de majorations graduelles au cours des prochaines années, serait plus logique sur le plan des affaires.

La Kitikmeot Inuit Association (KIA) recommande que le CETES suggère au gouvernement d'examiner les tarifs plus fréquemment, et de limiter l'impact de la majoration des tarifs proposée. La KIA indique que la SÉQ doit réduire ses coûts indirects, et centraliser et rationaliser ses opérations afin de limiter les majorations tarifaires.

De l'avis de la KIA, la faute ne revient pas entièrement à la SÉQ. Le GN devrait avoir un plan pour traiter le coût élevé de la production d'électricité et pour stimuler de nouvelles dépenses en immobilisations dans les centrales et en nouvel équipement. La KIA suggère que le CETES recommande la répartition de la majoration des tarifs demandée sur plusieurs années. Imposer des tarifs plus élevés aux clients commerciaux n'est pas une solution en soi, puisque cela réduit les investissements dans de nouvelles centrales et du nouvel équipement.

La Qikiqtaaluk Corporation (QC) indique qu'elle comprend que la SÉQ doit majorer ses tarifs d'électricité, puisque les coûts de fonctionnement de toutes les entreprises augmentent. La QC mentionne qu'elle a étudié la demande, ainsi que le plan d'affaires, et qu'elle se questionne sur la nécessité de l'ampleur de la majoration demandée.

La QC souligne que Nunavut Power administre la production et la distribution de l'électricité au Nunavut depuis maintenant 10 ans. La QC indique que des pratiques commerciales de bases devraient d'ores et déjà être bien établies. À la lumière de ce qui a été divulgué par la demande,

il semble encore y avoir des problèmes d'administration de la Société, ce qui entraîne un gonflement des coûts.

La QC recommande une majoration graduelle, assortie d'une exigence pour la SÉQ de démontrer qu'elle assainit ses opérations, ainsi que d'un plan stratégique de remplacement des infrastructures. Entre-temps, un nouveau processus devrait être mis à l'étude, dans lequel les années de référence sont établies formellement chaque cinq ans, avec des augmentations annuelles automatiques fondées sur l'indice des prix à la consommation. La QC soutient que cela pourrait se traduire par un processus plus efficace et éliminer les délais importants entre les demandes.

De nombreux représentants des municipalités ont souligné que l'impact important de la majoration tarifaire proposée sur la capacité de leur municipalité d'offrir des services à leurs citoyens.

La ville d'Iqaluit (la Ville) indique qu'elle sera touchée sévèrement si la majoration tarifaire demandée est approuvée. La Ville souligne que l'électricité est une charge importante, précisant que le coût d'alimentation des lampadaires, dispositif essentiel à la sécurité publique, augmenterait de 40 000 $ sous le tarif de la demande de la SÉQ. La Ville fera aussi face à des charges supplémentaires dues à la forte demande énergétique du réseau de distribution aérien sous coffrage et du système de réchauffage, qui utilisent de grandes quantités d'électricité. La Ville estime que l'augmentation totale des charges découlant de la majoration tarifaire demandée pour couvrir les frais de gestion des nombreuses installations récréatives, des édifices dont la Ville est propriétaire et des éléments ci-dessus s'élèverait à environ 200 000 $ par année. La Ville remarque de plus que son assiette fiscale, soit les résidents et les entreprises d'Iqaluit, fait déjà face à des obstacles, puisque le GN a retiré son financement de croissance forcée de 400 000 $ en 2010. Ainsi, l'impact fiscal est déjà considérable pour ceux qui vivent à Iqaluit. La Ville indique que le CETES devrait s'assurer que la SÉQ a examiné et épuisé toutes les mesures proactives qui s'offrent à elle pour fonctionner selon ses moyens, et que toute majoration tarifaire couvre uniquement les besoins essentiels. La Ville recommande aussi au CETES de s'assurer que les tarifs approuvés soient mis en place de façon à ne pas causer de préjudice majeur pour la

Ville, ses résidents, ses entreprises et la croissance future de ses infrastructures. La Ville souligne aussi les répercussions qu'une majoration d'une telle amplitude aura sur les résidents moins bien nantis.

La maire de Cambridge Bay indique que les résidents, les entreprises et le hameau auront de la difficulté à supporter la majoration tarifaire demandée par la SÉQ. Il souligne que la facture d'électricité du hameau est d'environ 250 000 $ et qu'elle s'élèverait de 50 000 $ si la majoration demandée était acceptée. Le hameau est préoccupé par les répercussions qu'une telle majoration aurait sur la capacité du hameau à offrir et maintenir ses services.

Dans sa réplique, la SÉQ indique qu'il est important de noter que les prévisions des charges de fonctionnement et entretien (F & E) actuelles reflètent les augmentations des six dernières années depuis la dernière DMTG de 2004/05, y compris les pressions de l'inflation auxquelles sont soumises toutes les entreprises.

Conclusions du CETES :

Le CETES prendra ses commentaires en considération lorsqu'elle déterminera le manque à gagner pour l'exercice de référence et la majoration tarifaire pour 2010/11 dans le section10 de ce rapport.

4.2.2 Répartition dans le temps des demandes de majoration tarifaire

Un certain nombre de parties ont formulé des commentaires sur la répartition dans le temps des demandes de majoration et sur les éléments déclencheurs des demandes futures.

La BRCC souligne un passage du plan d'affaires 2007/8 de la SÉQ, en page 16, dans lequel la SÉQ indique :

> La Société est enfin en mesure de profiter d'une structure tarifaire qui lui assure des recettes suffisantes. Les tarifs approuvés de la Société génèrent maintenant les revenus nécessaires au fonctionnement.

La BRCC note, en page 26 du même plan d'affaires, que la SÉQ affirme que, « Pour la première fois depuis 2001, la Société est à un stade où elle engrange des recettes lui permettant d'être financièrement autonome ».

La BRCC soutient que les deux citations précédentes tirées du plan d'affaires de la SÉQ tendraient à indiquer que, pour l'année où le plan a été écrit et, on le suppose, à tout le moins l'année suivante, la SÉQ était en bonne santé financière.

La BRCC se demande ce qui s'est passé avec les finances de la SÉQ dans les années subséquentes. Pourquoi une majoration (moyenne) des tarifs de base de 20,3 % est-elle nécessaire pour arriver à joindre les deux bouts? Si les charges augmentaient à un rythme aussi soutenu, pourquoi la SÉQ a-t-elle attendu 3 ans depuis le dépôt de leur dernier plan d'affaires, et un total de 7 ans depuis la dernière DMTG, avant de déposer une nouvelle DMTG?

La Nunavit Tunngavik Incorporated (NTI) indique que, en vertu de la Loi, « une entreprise de service désignée qui souhaite établir un taux ou un tarif présente au ministre responsable, par écrit, une demande d'approbation ». Selon la NTI, il semble acquis que l'entreprise de service solliciterait l'approbation du ministre responsable avant d'engager des postes budgétaires continus majeurs qui pourraient avoir une incidence sur les tarifs. Le fait de solliciter l'approbation du ministre en le mettant devant le fait accompli semble miner son autorité et s'inscrit en faux par rapport aux principes sur lesquels le CETES repose.

La NTI recommande la mise en place de délais maximaux entre les DMTG, ou que des éléments déclencheurs soient identifiés (par ex., que la SÉQ ne puisse fonctionner à perte) qui obligerait la SÉQ à déposer une DMTG. Le CETES devrait recommander des mesures obligeant la SÉQ à soumettre tout nouveau projet majeur de F & E à un examen par le CETES au cours des périodes de temps entre les DMTG.

Dans sa réplique, la SÉQ indique qu'elle se penchera sur certains indicateurs-clés, notamment le rendement des capitaux propres, le ratio de couverture des intérêts et le ratio d'endettement, et examinera plus avant la possibilité de majorations tarifaires plus fréquentes et plus modestes,

comme l'ont suggéré certaines parties lors des consultations communautaires. La SÉQ affirme qu'elle s'attend à ce que les futures demandes de majoration tarifaire soient déposées en moyenne tous les deux ou trois ans.

Conclusions du CETES :

Le CETES a indiqué dans *URRC.QEC–2*, à la suite des ajustements des tarifs pour la DMTG de 2004/05, que la Société a amassé, en 2007/08, environ 5 millions de dollars de bénéfices et a versé un dividende de 0,72 million de dollars au GN. La SÉQ n'a pas dégagé les bénéfices escomptés depuis. Les résultats d'exploitation médiocres des deux dernières années laissent entendre que la majoration tarifaire importante demandée dans la DMTG de 2010/11 est un indicateur que la Société n'a pas cherché à compenser l'augmentation des frais de fonctionnement par des ajustements tarifaires en temps opportun. Le CETES souligne que les derniers tarifs approuvés l'ont été en 2004/05.

D'après le CETES, des mécanismes déclencheurs appropriés sont nécessaires pour que la SÉQ procède à des ajustements tarifaires en temps opportun et de façon plus fréquente que par le passé. Le CETES juge les ajustements tarifaires opportuns sont requis afin d'amener des majorations tarifaires graduelles et pour permettre à la Société de générer des recettes suffisantes pour assurer son fonctionnement et combler ses besoins liés à la croissance.

En ce qui a trait à la répartition dans le temps des prochaines demandes de majoration tarifaire, le CETES partage l'avis de la NTI que la Société devrait soumettre ses demandes de majoration tarifaire sur une base exploratoire, avant le début de l'exercice de référence. Cette approche réglementaire basée sur l'exercice de référence futur est conforme aux lignes directrices du CETES selon lesquelles les tarifs doivent être déterminés en tenant compte des recettes totales engrangées par l'entreprise de service et du coût total de la prestation de service, selon une approche « tournée vers l'avenir » (exercice de référence futur).

Compte tenu de ce qui précède, le CETES est d'avis que des prévisions préétablies de manques à gagner ou de surplus de revenus sont des éléments déclencheurs appropriés aux demandes de

majoration tarifaire. En fonction de ce mécanisme, les manques à gagner ou les surplus de revenus seront déterminés suivant une échelle de 200 points de base, répartis de part et d'autre du taux de rendement des capitaux propres approuvé. Si les prévisions de revenus pour une année prospective sont plus élevées ou plus faibles que le taux de rendement des capitaux propres plus ou moins 200 points de base, une demande de majoration tarifaire devrait être déclenchée par la SÉQ. Le CETES croit que des DMTG déclenchées par ce mécanisme devraient être soumises avant le début de l'exercice de référence approprié, afin de se conformer au principe de l'exercice de référence futur. La SÉQ reçoit ainsi instruction de se conformer aux obligations ci-dessus pour déclencher ses demandes de majoration tarifaires futures.

4.2.3 Besoins en infrastructure

La SÉQ, tout comme d'autres parties, a formulé des commentaires sur les besoins en infrastructure de la Société.

La SÉQ indique que les infrastructures majeures de la Société sont vieillissantes, et que les demandes sur ces infrastructures sont telles qu'elles menacent de céder sous la pression. LA SÉQ indique que 17 des 25 centrales électriques sont près d'atteindre ou ont atteint leur durée de vie théorique. Dans son plan d'immobilisations quinquennal, la SÉQ estime que 145 millions de dollars seraient nécessaires pour combler les besoins en infrastructure, montant qui grimpe à 250 millions de dollars dans le plan d'immobilisations décennal.

ACL indique que le Nunavut est un jeune territoire dont on ne peut s'attendre à ce qu'il se dote d'infrastructures essentielles d'une valeur de millions de dollars du jour au lendemain, ni au détriment des consommateurs actuels et futurs. De plus, ACL indique que le Nunavut traverse une crise en ce qui concerne les infrastructures électriques et les coûts des infrastructures. Le GN et le gouvernement du Canada doivent s'asseoir ensemble afin de trouver le moyen d'ériger de nouvelles infrastructures et de réduire le coût de l'électricité.

Lors des rencontres de consultation, un représentant de ACL a indiqué que le premier ministre du Canada a déclaré que « nous sommes la souveraineté pour le reste du Canada, nous sommes ceux qui font qu'ici fait partie du Canada ». Le Nunavut est un jeune territoire dont on ne peut s'attendre à ce qu'il se dote d'infrastructures essentielles d'une valeur de millions de dollars du jour au lendemain, ni au détriment des consommateurs actuels et futurs.

Selon la BRCC, si les manques à gagner en capitaux propres peuvent être comblés à l'aide de tarifs majorés, il est aussi possible pour la SÉQ de les combler à l'aide d'un apport de capital de son actionnaire, le GN.

La KIA remarque que l'ajout de capitaux supplémentaires dans les infrastructures est un besoin urgent. Une approche à long terme pour les investissements est nécessaire. Selon la KIA, les infrastructures appropriées devraient comprendre les possibilités locales de production d'électricité, comme l'éolien, le solaire, etc.

Lors des rencontres de consultation, le représentant de la KIA a indiqué que la future Station de recherche dans l'Extrême-Arctique (SREA) prescrira une augmentation importante de la capacité des nouvelles installations électriques construites à Cambridge Bay. Il s'agira d'une institution importante dont la construction devrait être complétée en 2017, au coût prévu de 15 millions de dollars, et qui comptera jusqu'à 55 membres du personnel à l'année. Cambridge Bay devrait aussi être au centre de nouvelles activités minières de Hope Bay (Newmont Canada Inc.), de la Sabina Gold and Silver Corporation et du Minerals and Metals Group (MMG).

La KIA remarque que les tarifs artificiellement bas garantis par la SÉQ ne sont pas financièrement viables. Ils entraîneront un cercle vicieux menant à un échec du système. Des discussions avec des investisseurs ou des distributeurs du secteur privé pourraient faire partie des solutions. Des solutions novatrices demandent de la volonté politique.

La NTI indique que la DMTG de 2010/11 offre peu de garanties que la crise du vieillissement des infrastructures à laquelle le Nunavut fait face ira en s'améliorant.

La NTI indique que la présentation publique établit clairement que 145 millions de dollars seront nécessaires pour la réfection des installations et de l'équipement, et pour assurer la croissance. Il semble que le programme d'immobilisations de la SÉQ sur les besoins d'investissement dans l'agrandissement des centrales afin de satisfaire à la demande future. L'évaluation des risques entreprise indique que de nombreuses centrales électriques ont dépassé leur durée de vie théorique. Les risques sont davantage exacerbés par le fait qu'il ne semble y avoir aucun programme d'entretien préventif en place. Le représentant de la NTI a indiqué :

> La Société a fonctionné en deçà des normes opérationnelles au cours de nombreuses années passées… les besoins d'entretien systématique ne sont actuellement pas comblés... la SÉQ a l'intention de mettre en place des mesures d'entretien préventif afin de réduire ou de prévenir la dégradation des immobilisations, et de voir à la réfection des installations actuelles.

La NTI ajoute qu'un programme d'immobilisation de rattrapage pluriannuel fondé sur une évaluation détaillée des risques devrait être mis en place dans le but d'assurer que les groupes électrogènes respectent les normes de l'industrie. Des instructions permanentes d'opération devraient être développées pour faire face aux besoins d'entretien d'urgence.

Selon la NTI, le financement du rattrapage des immobilisations ne devrait pas être inclus dans les tarifs de base. Une formule définissant clairement les responsabilités en matière de financement devrait être établie en vue de la mise en place de ce programme.

En ce qui a trait au financement du programme d'immobilisation, l'une des parties a indiqué que, pour contourner le plafond de la dette du GN, il serait possible de demander à d'autres, comme les Sociétés inuit, de construire les installations nécessaires, puis de les louer à la SÉQ. Une autre partie a indiqué que la SÉQ devrait examiner un partenariat public privé (PPP) afin de remplacer le financement traditionnel. Une autre partie a remarqué que trop peu d'efforts étaient engagés pour engager le gouvernement fédéral.

Au cours des rencontres de consultations, l'une des parties a indiqué que la SÉQ et le GN doivent devenir des chefs de file dans le domaine de la conservation de l'énergie. Elle a mentionné n'être au courant d'aucune initiative, venant de l'une ou l'autre de ces deux

institutions, incitant les Nunavummiut et les entreprises à diminuer leur consommation d'énergie. La diminution de la consommation devrait alléger le besoin d'agrandir les installations de production électrique à un rythme aussi rapide.

L'une des parties a suggéré un programme de gestion axée sur la demande prônant la sensibilisation des consommateurs visant à assurer une baisse de la demande lorsque c'est possible.

Conclusions du CETES :

Le CETES conclut qu'une part importante de la croissance de la demande en électricité est engendrée par de nouvelles charges sur le réseau qui n'ont pas été anticipées au moment de la division. Depuis la division, le gouvernement du Canada a effectué de nombreux investissements liés à la souveraineté dans les communautés du Nunavut pour des stations de recherche, des installations médicales, des installations fédérales et des équipements éducatifs. Ces installations requièrent du personnel pour leur fonctionnement et leur entretien, ainsi que pour offrir les services pour lesquels elles ont été conçues. Ce personnel entraîne à son tour une hausse significative de la demande en raison des domiciles dont il a besoin, aggravant d'autant le problème de la croissance de la demande énergétique. Les centrales électriques des communautés n'ont pas été conçues pour combler les besoins en énergie de ces installations et de cette population additionnelles. Si cette demande avait été clairement définie au moment de la division, des négociations appropriées auraient pu être tenues et auraient pu déboucher sur du financement adéquat pour l'ajout d'installations énergétiques nécessaires pour répondre à la demande. Le CETES est d'avis que le gouvernement du Nunavut pourrait enclencher un dialogue légitime avec le gouvernement du Canada afin de s'entendre sur une aide financière pour l'amélioration et l'expansion des installations de production d'électricité de la SÉQ. Le CETES recommande au GN, conjointement avec la SÉQ, et peut-être la NTI, d'examiner cette approche permettant de faire face à quelques problèmes dont il a hérité, qui se répercutent sur les besoins actuels en infrastructure de la SÉQ.

Le CETES prend bonne note des observations qui soutiennent que la diminution de la consommation devrait réduire le besoin d'agrandir les installations de productions d'électricité. Le CETES est d'accord que la gestion axée sur la demande (GAD) pourrait aider à retarder l'ajout de capacité de production. Le CETES enjoint à la SÉQ d'identifier et de développer des mesures de GAD et d'autres programmes de conservation, dans le but de compenser une partie de la croissance de la demande prévue au cours des 5 ou 10 prochaines années. À titre d'exemple, la SÉQ a mentionné, lors des consultations publiques, qu'elle ne gère pas les périodes de fonctionnement des lampadaires afin d'éteindre ceux-ci lors des périodes de lumière abondante. Un programme visant à éteindre les lampadaires lorsque la lumière ambiante est suffisante pour les communautés entraînerait à tout le moins une économie de carburant.

De plus, le CETES demande à la SÉQ d'examiner la possibilité d'aider les consommateurs à mieux gérer leur consommation d'électricité. Cela pourrait comprendre l'éducation des consommateurs, ainsi qu'une conception tarifaire visant à promouvoir une utilisation saine de l'énergie. De plus, une réévaluation de la conception des programmes de subventions serait appropriée pour sensibiliser les consommateurs et les rendre responsables de leurs décisions de consommation.

La SÉQ doit se pencher sur la conception tarifaire et le programme de subventions dans un contexte de promotion de la saine utilisation de l'énergie par les consommateurs dès la phase II des procédures. La SÉQ doit de plus soumettre des mesures de GAD et de conservation appropriées afin qu'elles soient examinées lors de la phase II des procédures.

De surcroît, le CETES a pris note de nombreuses suggestions des parties portant sur les approches différentes du financement du déficit d'infrastructures de la Société, ainsi que le financement des infrastructures requises pour remplir la demande croissante. Le CETES est d'avis qu'il est avantageux d'identifier, d'évaluer et d'utiliser, dans la mesure où il est pratique et économique de le faire, des approches différentes au financement des besoins en infrastructures de la Société. À cette fin, le CETES enjoint à la SÉQ d'examiner le dossier des approches de financement différentes, comme cela a été suggéré au cours de ces procédures, et de déposer un rapport à ce sujet au moment de la prochaine DMTG.

4.2.4 Énergies de remplacement

En ce qui a trait au développement de projets d'énergies de remplacement, la BRCC indique que la SÉQ devrait agir le plus rapidement possible, notamment pour examiner et développer des méthodes novatrices de production d'électricité dans le territoire, dont l'hydroélectricité. De plus, le GN devrait être exhorté à soutenir, financièrement et par d'autres moyens, les initiatives de la SÉQ visant à développer des méthodes novatrices de production de l'électricité partout au Nunavut.

Selon la KIA, les infrastructures appropriées devraient comprendre les possibilités locales de production d'électricité, comme l'éolien, le solaire, etc.

Une observation du public suggère que les énergies de remplacement soient confiées à un autre organisme plutôt qu'à la SÉQ, car elles ne sont pas du ressort de la Société, selon la *Loi sur la Société d'énergie Qulliq*. Il va de soi que le ministre responsable peut apporter des modifications à la *Loi sur la Société d'énergie Qulliq* à cette fin, mais les énergies de remplacement sont probablement du ressort d'un autre organe du GN.

Dans sa réplique, la SÉQ indique qu'elle s'est déjà engagée avec le GN dans un processus d'examen des sources d'énergie de remplacement, en menant des études de faisabilité de telles opportunités lorsqu'elles se présentent. La SÉQ affirme qu'elle ne peut pas mettre en place des solutions d'énergies de remplacement à long terme en place sans une injection importante de ressources humaines et financières. Actuellement, le budget d'immobilisations est entièrement affecté à l'entretien du parc d'infrastructures de production électrique existant.

Au cours d'une rencontre de consultation, l'un des témoins de la SÉQ a affirmé que la SÉQ ne dépense actuellement aucune somme dans des projets d'énergies de remplacement, mais a développé des propositions visant l'obtention de fonds d'infrastructure pour des projets d'énergies de remplacement du gouvernement fédéral. Des projets d'énergies de remplacement,

comme l'hydroélectricité, ou la centrale hybride de Cape Dorset, pourraient être réalisés si le gouvernement fédéral fournissait les fonds nécessaires. La SÉQ souligne que les économies découlant des projets de génération solaire ou éolienne ne justifieraient pas de tels investissements sans contributions financières provenant de l'extérieur de la Société. La mise en place de tels projets en l'absence de financement extérieur se traduirait en tarifs plus élevés que ceux qui sont actuellement atteignables à l'aide de la génération au diesel.

Conclusions du CETES :

Le CETES prend bonne note de l'affirmation de la SÉQ selon laquelle la Société ne dépense actuellement aucune somme dans des projets d'énergies de remplacement, mais a développé des propositions visant l'obtention de fonds d'infrastructure pour des projets d'énergies de remplacement du gouvernement fédéral. Le CETES croit qu'il s'agit là d'une approche pragmatique, particulièrement dans l'optique de projets à grande échelle, qui entraîne habituellement d'importants risques d'exploitation, et dont la donne économique donnerait lieu à des coûts qui sont plus élevés que ceux qui sont atteignables à l'aide de la génération au diesel.

4.2.5 Programme de subvention du gouvernement du Nunavut

La KC indique que les propriétaires domiciliaires reçoivent une subvention du gouvernement sur leur facture d'électricité. Les propriétaires d'édifices de logements dont les édifices ont une pièce de service centrale pour le chauffage et la distribution de l'eau doivent payer le plein tarif commercial pour leur pièce de service. Ces édifices sont toutefois des propriétés résidentielles, et les propriétaires ne peuvent éponger ces coûts. Ils se voient donc obligés de les passer aux locataires. D'après les observations de la KC, les locataires sont traités injustement comparativement aux propriétaires domiciliaires.

La SÉQ indique qu'elle gère le programme de subvention au nom du GN et suggère que le CETES pourrait faire part de son opinion sur le programme de subvention au ministre responsable.

Conclusions du CETES :

Selon le CETES, il ne possède pas suffisamment de données pour se prononcer sur le programme de subvention. Il semble de plus que la loi régissant le programme de subvention n'est pas du ressort du CETES. Les parties touchées devraient se tourner directement vers le GN pour communiquer leurs préoccupations.

5.0 EXAMEN DE LA DEMANDE

L'article 13 (2) de la Loi établit que le CETES doit vérifier le caractère juste et raisonnable du taux ou tarif proposé en tenant compte du coût de la prestation de service, y compris les frais de financement connexes, et tout autre facteur mentionné dans les lignes directrices. Les articles 1(1) et 1(2) des lignes directrices exige que le CETES détermine le coût de la prestation de service (besoins en revenus) en tenant compte des éléments suivants :

> **1(1) Recouvrement intégral des frais**
> Les tarifs devraient être établis de façon à ce que, chaque année, le revenu total engrangé par l'entreprise de service tiré des tarifs soit égal au coût total de la prestation de service établi en vertu de ces lignes directrices.
>
> **1(2) Approche de réglementation traditionnelle**
> Le coût total de la prestation de service devrait être déterminé en utilisant des principes appliqués couramment aux services publics réglementés. Voici des éléments clés de cette approche :
>
> a) Établir la valeur de tous les biens utilisés par l'entreprise de service, ou qui lui sont nécessaires, pour offrir le service.
> .
> b) Afin de déterminer la valeur des biens utilisés ou qui sont nécessaires,
> i) tenir compte du caractère raisonnable des prévisions de la croissance de la clientèle, de l'utilisation du système et des ventes de l'entreprise de service, ainsi que de son plan d'ajout ou d'amélioration d'équipement découlant de ces prévisions et de la nécessité d'offrir un service fiable et sécuritaire;
> ii) utiliser le coût des biens lors de leur mise en service en considérant ce que l'entreprise de service aurait judicieusement dû débourser pour ces biens, ainsi

que toute dépréciation, tout amortissement ou tout amortissement pour épuisement;

iii) prendre en compte le fonds de roulement nécessaire.

c) Lorsque la valeur des biens a été établie, décider d'une proportion acceptable de capitaux propres et de créances pour financer les biens, et prévoir

i) un rendement équitable sur les capitaux,

ii) des charges pour les intérêts et les coûts afférents aux créances.

d) En plus de ces coûts, ajouter toutes charges jugées raisonnablement nécessaires afin que l'entreprise de service puisse offrir ses services, par exemple :

i) toutes les charges raisonnables liées au fonctionnement et à l'entretien,

ii) le coût du carburant,

iii) les taxes,

iv) toutes autres charges auxquelles l'entreprise de service pourrait faire face pour offrir un service fiable et sécuritaire.

Chaque fois où le gouvernement demande l'avis du Conseil d'examen, celui-ci peut baser son analyse sur ces principes-ci et sur d'autres principes réglementaires généralement reconnus.

Lors de l'examen du coût de la prestation de service et de la demande de majoration tarifaire, le CETES se penchera sur la base tarifaire proposée (chapitre 5), sur le rendement équitable de la base tarifaire (chapitre 6), sur les éléments des besoins en revenus (chapitre 7), et sur les prévisions de revenus et de manque à gagner pour l'exercice de référence 2010/11 (chapitre 8). D'autres sujets de discussion sont abordés dans le chapitre 9, et les recommandations du CETES sont formulées dans le chapitre 10.

Comme les prévisions des besoins en revenus pour 2010/11 reflètent les hypothèses comptables sous-jacentes, le CETES examinera la demande de la SÉQ de modifier les méthodes comptables pour l'exercice de référence 2010/11 dans le chapitre 4 du rapport.

L'examen et l'évaluation du CETES de la demande sont fondés sur les rapports annuels de la Société, sur les renseignements techniques et financiers publiés par la Société dans le cadre de la demande, sur les répliques aux demandes de renseignements, sur les observations soumises et sur le mémoire de la SÉQ déposé le 4 février 2011.

6.0 BASE TARIFAIRE

6.1 INTRODUCTION

Les prévisions de la base tarifaire de la SÉQ sont composées des immobilisations brutes de production en service à la mi-année, des amortissements cumulés à la mi-année, de l'amortissement des contributions, et du fonds de roulement.

6.2 IMMOBILISATIONS BRUTES DE PRODUCTION EN SERVICE

Les prévisions de la DMTG de la SÉQ pour 2010/11 reflètent les prévisions de solde d'ouverture pour les immobilisations brutes de production. Le tableau ci-dessous offre une comparaison des prévisions et des soldes réels à la fin de l'exercice des soldes d'immobilisations brutes de production :

	2009/10P	**2009/10R**
Immob. brutes de production	000 $	000 $
Solde d'ouverture	193 146	193 146
Entrées d'immobilisations	9023	19 177
Cessions		-3983
Rajustements		1
Solde de clôture	202 169	208 341
Source : *URRC QEC.28*		

P – Prévisions; R – Réels

Dans le calcul des soldes ci-dessus, la SÉQ a exclu des immobilisations de production en service 14,292 millions de dollars liés aux actifs de chaleur résiduelle, et 1,745 million de dollars liés à la centrale de Baker Lake, conformément aux documents comptables. Ce dernier montant pour la centrale de Baker Lake a été rejeté par le CETES dans son rapport sur la DMTG 2004/05. En tenant compte de ces ajustements, le solde des immobilisations réelles brutes de 2009/10 concorde avec les états financiers vérifiés.

Dans *QEC.URRC-76(a)*, la SÉQ explique l'augmentation des entrées d'immobilisations en 2009/10, comparativement aux prévisions. La SÉQ souligne notamment que le regroupement du solde de clôture réel des immobilisations de production de 2009/10, les amortissements cumulés,

les contributions, l'inventaire de carburant et les amortissements accroissent les besoins en revenus de l'exercice de référence de 0,304 million de dollars. La SÉQ indique qu'elle ne propose pas de modifier les prévisions de besoins en revenus telles que soumises dans la présentation révisée de la DMTG pour refléter un ajustement des soldes d'ouverture de 2010/11 afin que ceux-ci rendent les soldes réels, puisque le regroupement du solde de clôture réel des immobilisations de production de 2009/10, les amortissements cumulés, les contributions, l'inventaire de carburant et les amortissements accroissent les besoins en revenus de l'exercice de référence de 0,304 million de dollars.

Conclusions du CETES :

Le CETES accepte les prévisions de soldes d'ouverture des immobilisations de production de la SÉQ aux fins de ce rapport.

Le calcul des immobilisations de production pour l'exercice de référence est exposé en annexe 5.2 de la demande. Le CETES accepte le calcul des immobilisations de production pour l'exercice de référence de la SÉQ.

6.3 ACQUISITIONS D'IMMOBILISATIONS

Le tableau ci-dessous offre un sommaire des acquisitions d'immobilisations de 2007/8 à 2010/11.

	2007/08R	**2008/09R**	**2009/10**	**2010/11**
	000 $	**000 $**	**000 $**	**000 $**
Diesel	2269	2903	8458	7879
Distribution	430	1697	0	42
Général	3411	2661	565	1390
Total	6110	7261	9023	9311
Source : annexe				

P – Prévisions; R – Réels

Le CETES s'est penché sur la nécessité et la prudence des acquisitions d'immobilisations de 2010/11 dans *URRC.QEC-32*.

Les acquisitions d'immobilisations majeures pour 2010/11 comprennent :

- Le remplacement des groupes électrogènes des communautés de Cambridge Bay, Rankin Inlet et Arviat;
- L'augmentation des capacités des communautés de Baker Lake, Chesterfield Inlet et Whale Cove;
- Système de gestion des documents électriques, Baker Lake;
- Modernisation du circuit d'alimentation en carburant, Arviat;
- Système d'air comprimé, Iqaluit

La SÉQ souligne sa politique d'imposer des frais sur les projets d'immobilisations sous la forme de frais administratifs généraux. Le pourcentage de ces frais varie d'année en année pour refléter le niveau de participation administrative aux projets. La SÉQ indique qu'aucune politique écrite détaillée sur la capitalisation des frais administratifs applicables aux projets d'immobilisation n'est actuellement disponible. [*URRC.QEC-70*]

Conclusions du CETES :

Le CETES est d'avis qu'une politique écrite sur la capitalisation est nécessaire pour assurer que cette politique est comprise et mise en œuvre uniformément d'année en année et dans tout l'organisme lorsqu'il est question de coûts de constructions prévus et réels. Ainsi, le CETES enjoint à la SÉQ de développer et de mettre en place une politique écrite sur la capitalisation des frais administratifs, et de soumettre cette politique au CETES au moment de la prochaine DMTG.

6.4 AMORTISSEMENENTS CUMULÉS

Les prévisions de la SÉQ contenues dans la DMTG pour 2010/11 reflètent les prévisions de soldes d'ouverture pour les amortissements accumulés. Le tableau ci-dessous offre une comparaison des prévisions et des soldes réels à la fin de l'exercice des soldes des amortissements accumulés :

	2009/10P	**2009/10R**
Amortissements accumulés	000 $	000 $
Solde d'ouverture	97 576	97 576
Entrées d'immobilisations	8478	7106
Cessions		-3160
Charges de décontamination de sites	-166	-65
Solde de clôture	105 888	101 457
Source : URRC QEC 35		

P – Prévisions; R – Réels

Dans le calcul des soldes réels ci-dessus, la SÉQ a exclu des amortissements accumulés 5,622 millions de dollars liés aux actifs de chaleur résiduelle et 0,226 million de dollars liés à la centrale de Baker Lake, conformément aux documents comptables. La SÉQ a, afin de répondre aux exigences réglementaires et comme indiqué dans le tableau ci-dessus, inclus aux soldes d'amortissements accumulés 20,373 millions de dollars liés à la réserve pour la décontamination de sites et aux frais futurs d'enlèvement, qui sont indiqués en tant que responsabilité de l'autorité réglementaire distincte dans les documents comptables. En tenant compte de ces ajustements, le solde des amortissements accumulés de 2009/10 concorde avec les états financiers vérifiés.

La SÉQ souligne notamment que le regroupement du solde de clôture réel des immobilisations de production de 2009/10, les amortissements cumulés, les contributions, l'inventaire de carburant et les amortissements accroissent les besoins en revenus de l'exercice de référence de 0,304 million de dollars. La SÉQ indique qu'elle ne propose pas de modifier les prévisions de besoins en revenus, telles que soumises dans la présentation révisée de la DMTG, pour refléter un ajustement des soldes d'ouverture de 2010/11 afin que ceux-ci rendent les soldes réels.

Conclusions du CETES :

Le CETES accepte les prévisions de soldes d'ouverture des amortissements accumulés de la SÉQ aux fins de ce rapport.

Le calcul des amortissements accumulés pour l'exercice de référence est exposé en annexe 5.3 de la demande. Le CETES a inclus la charge de décontamination de site de 0,161 million de dollars en tant que charge d'amortissement dans les amortissements accumulés pour 2010/11. En tenant compte de ces ajustements, le CETES accepte le calcul des immobilisations de production pour l'exercice de référence de la SÉQ.

6.5 CONTRIBUTIONS

Les contributions des clients représentent la portion des actifs directement recouvrés auprès des clients de la Société au moment où les actifs ont été construits, ainsi que des portions des actifs financés directement par le gouvernement du Nunavut. Le tableau ci-dessous offre une comparaison entre les prévisions et le solde réel des contributions en fin d'exercice et des amortissements accumulés afférents :

	2009/10P	2009/10R
Contributions brutes	000 $	000 $
Solde d'ouverture	15 692	15 692
Entrées d'immobilisations	2647	1717
Cessions		
Solde de clôture	18 339	1709
	2009/10P	2009/10 R
Amortissement des contributions	000 $	000 $
Solde d'ouverture	6738	6738
Entrées d'immobilisations	679	661
Cessions		
Solde de clôture	7417	7399
Solde de clôture net des contributions	10 922	10 010
Source : URRC QEC 36		

P – Prévisions; R – Réels

La SÉQ exclut 0,525 million de dollars liés aux actifs de chaleur résiduelle des contributions brutes. En tenant compte de cet ajustement, le solde réel des contributions nettes de 2009/10 concorde avec les états financiers vérifiés.

Comme mentionné au chapitre 6.2, le regroupement du solde de clôture réel des immobilisations de production de 2009/10, les amortissements cumulés, les contributions, l'inventaire de carburant et les amortissements accroissent les besoins en revenus de l'exercice de référence de 0,304 million de dollars. La SÉQ indique qu'elle ne propose pas de modifier les prévisions de besoins en revenus, telles que soumises dans la présentation révisée de la DMTG, pour refléter un ajustement des soldes d'ouverture de 2010/11 afin que ceux-ci rendent les soldes réels.

Conclusions du CETES :

Le CETES accepte les prévisions de soldes d'ouverture des contributions nettes accumulés de la SÉQ aux fins de ce rapport.

Le calcul des contributions nettes pour l'exercice de référence est exposé en annexe 5.4 de la demande. Le CETES accepte le calcul des contributions nettes pour l'exercice de référence de la SÉQ tel qu'il est proposé.

6.6 FONDS DE ROULEMENT

La SÉQ indique que le fonds de roulement en espèces a été établi à l'aide d'une étude des délais de paiement réalisée aux fins de cette DMTG. Le calcul du fonds de roulement incluait les revenus d'exploitation et les avances et retards des charges et le calcul des délais de la TPS. Les autres éléments du fonds de roulement sont l'inventaire des fournitures, l'inventaire du carburant et les paiements anticipés des loyers et des assurances.

Conclusions du CETES :

Le calcul du fonds de roulement est exposé en annexe 5.5 de la demande. Le CETES a ajusté le fonds de roulement en espèces afin de refléter certaines réductions de charges en espèces décrites dans le chapitre 8.2. En tenant compte de cet ajustement, le CETES accepte les prévisions du fonds de roulement de la SÉQ aux fins de ce rapport.

7.0 RENDEMENT DE LA BASE TARIFAIRE

Le tableau ci-dessous indique la structure financière, le coût structurel à long terme de la dette et le rendement des capitaux propres pour 2010/11 :

Prévisions 2010/11	**Capitalisation à la mi-année**	**Ratio de capitaux propres à la mi-année**	**Base tarifaire à la mi-année**	**Tarif d'établissement des coûts**	**Rendement**
	000 $	%	000 $	%	000 $
Actions ordinaires	51 102	43,82	43 442	9,25	4018
Dette à long terme	61 173	52,46	52 004	6,11	3175
Capitaux à titre gratuit	4334	3,72	3684	0,00	0
Total	116 609	100,00	99 130	7,256	7193

La structure financière proposée comprend la dette à long terme, les capitaux propres et les capitaux à titre gratuit.

La dette à long terme est composée d'une dette obligataire sur 20 ans à 6,809 % (solde à la fin de l'exercice 2009/10 de 51,988 millions $) et de deux facilités de prêts à terme non renouvelables à taux variable. Ces prêts sont répertoriés dans la dette à long terme dans les états financiers 2009/10 de la SÉQ. En ce qui a trait à la dette obligataire, la SÉQ doit faire des remboursements à capital constant semestriels de 2,848 millions de dollars, ainsi qu'un versement forfaitaire et final de 17,502 millions de dollars à l'échéance du 27 septembre 2021.

Les capitaux à titre gratuit comprennent les soldes de mi-année de prêts sans frais du GN, la réserve pour les audiences et la réserve pour les préjudices et les sinistres.

En ce qui a trait à la structure financière proposée pour 2010/11, la SÉQ remarque que le CETES, dans son rapport de 2005 sur la DMTG 2004/05 de la SÉQ au ministre responsable, a recommandé l'approbation d'une structure financière constituée d'environ 75 pour cent de dette pour 25 pour cent de capitaux propres pour 2004/05. Cette structure financière était établie en fonction des soldes réels et prévus des capitaux propres pour 2004/05. La SÉQ indique que sa structure financière proposée reflète les prévisions portant sur la dette à long terme, les capitaux

à titre gratuit et les capitaux propres pour l'exercice de référence 2010/11, tout en tenant comptes des obligations prévues par la loi et les clauses restrictives des contrats de prêts.

En ce qui a trait au taux de rendement des capitaux propres proposé de 9,25 %, la SÉQ souligne qu'elle a pris les éléments suivants en compte lors de l'établissement de ce taux.

1. La SÉQ a examiné l'approche albertaine du RCP. La SÉQ indique que la Alberta Utilities Commission (AUC) (anciennement le AEUB) a examiné son approche d'établissement d'un RCP générique, menant à la décision 2009-216 de la AUC. Dans cette décision, la AUC a suspendu l'application de sa formule d'ajustement du RCP et a établi un RCP générique de 9,0 pour cent pour 2009 et 2010. Dans cette décision, la AUC a aussi établi un RCP provisoire de 9,0 pour cent pour 2011.

2. La SÉQ a examiné le RCP approuvé le plus récemment pour la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest (SÉTNO). Dans la décision 13-2007, la Régie des services publics des Territoires du Nord-Ouest a approuvé un RCP de 9,25 pour cent pour l'exercice de référence 2007/08 de la SÉTNO.

   La SÉQ mène ses opérations dans un milieu plus hostile que la SÉTNO ou les entreprises de services basées en Alberta, en raison du caractère isolé de ses communautés (c.-à-d. l'absence de lien routier ou ferroviaire avec les régions du Sud), la plus petite taille de ses communautés et l'absence d'accès à la production hydroélectrique ou au gaz naturel. Ainsi, la SÉQ est d'avis que son RCP devrait à tout le moins correspondre aux taux approuvés pour la SÉTNO ou les entreprises de services basées en Alberta, et qu'il serait permis de croire que ses risques d'exploitation pourraient amener un RCP plus élever.

Dans cette demande, la SÉQ indique qu'elle demande un ratio de couverture des intérêts de 2,27 pour 2010/11. La SÉQ remarque que ce ratio est plus élevé que le ratio de couverture des intérêts de 1,53 recommandé par le CETES pour 2004/05 dans son rapport du 18 février 2005, mais est conséquent avec le rapport du CETES qui, de l'avis de la SÉQ, indique que le ratio de couverture des intérêts de 1,5 devrait être la norme minimale. [*URRC.QEC-26(a)*]

En ce qui concerne ses risques d'exploitation, la SÉQ indique :

- La SÉQ mène ses opérations dans un milieu plus exigeant que la SÉTNO ou la Société d'énergie du Yukon (SÉY), puisque ses communautés sont de façon générale de plus petite taille et plus isolées (sans lien routier avec le sud du Canada ou entre la plupart des communautés).

- En ce qui a trait aux risques de production, la SÉQ se fie exclusivement à des sources de production thermique, contrairement à la SÉY et à la SÉTNO, dont une partie importante de leurs besoins de production provient de la production hydroélectrique.

- La SÉQ n'a pas de clients industriels. Ses ventes sont donc moins variables et les prévisions de ventes sont moins risquées que celle de la SÉY ou de la SÉTNO, pour qui l'ajout ou le retrait d'un client industriel pourrait avoir des impacts substantiels sur les ventes.

En ce qui a trait au rendement de la base tarifaire, la BRCC indique qu'il est impératif pour toute entreprise de générer suffisamment de revenus (grâce aux ventes ou aux frais imposés aux usagers) pour recouvrer à la fois le plein coût du service et un juste rendement sur son investissement afin que l'entreprise demeure viable.

Dans le cas de la SÉQ, la BRCC indique que le *juste rendement sur son investissement* a été établi à 9,6 % par le CETES. La BRCC souligne qu'elle tient pour acquis que ce montant est suffisant pour supporter le plan d'immobilisations de la SÉQ, alors qu'elle s'efforce de moderniser ses installations vieillissantes.

La NTI indique que la SÉQ propose un rendement sur les capitaux propres de 9,25 % pour l'exercice de référence. Cela correspond aux taux approuvés pour la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest et le Alberta Energy and Utilities Board.

Conclusions du CETES :

De l'avis du CETES, la structure financière et le rendement des capitaux propres d'une entreprise de service devraient être suffisants pour assurer la viabilité financière de l'entreprise de service et en garantir l'intégrité financière. Comme la dette consolidée de la SÉQ est garantie par le GN, le CETES est d'avis que le critère de l'effet d'attraction des capitaux généralement pris en compte lors de l'établissement d'un taux de rendement pourrait recevoir un facteur de

pondération quelque peu réduit pour l'établissement d'un taux de rendement pour une Société d'État comme la SÉQ.

En ce qui a trait aux risques d'exploitation de la Société et le rendement d'entreprises de service comparables et leurs risques financiers et d'exploitation respectifs, soulignés ci-dessus, le CETES est d'avis qu'un ratio de 40 % de capitaux propres dans la structure financière couvrant conjointement la base tarifaire et un rendement des capitaux propres de 9,25 % sont appropriés pour établir un rendement équitable de la base tarifaire en 2010/11.

La demande de la SÉQ requiert un ratio de 43,82 % de capitaux propres dans la structure financière. Ainsi, le rendement équitable et les prévisions des besoins en revenus pour 2010/11 seront ajustés afin de refléter la diminution du ratio de capitaux propres de 43,82 % à 40 %.

8.0 BESOINS EN REVENUS

8.1 CHARGES DE CARBURANT ET DE LUBRIFIANTS

8.1.1 Prix du carburant et des lubrifiants

La SÉQ indique que les prévisions des prix du carburant pour 2010/11 sont basées sur les prix réels moyens pondérés de juin, qui étaient les prix les plus récents disponibles auprès de la division des produits pétroliers (DPP). Les prix réels moyens pondérés du carburant sont calculés à l'aide des prix moyens pondérés du carburant en stock au début de juin et les prix réels du carburant en juin, pondéré par le volume de carburant en stock. La SÉQ souligne que les prévisions des prix du carburant pour 2010/11 sont conformes à celles utilisées dans la demande de SSPC de la SÉQ d'octobre 2010. [*URRC.QEC-9*]

La SÉQ indique que, selon elle, l'utilisation d'un seul prix moyen pondéré du carburant (tant prévu que réel) et d'un seul rendement énergétique moyen pondéré du carburant devrait permettre d'alléger le fardeau administratif de la gestion du fonds et de simplifier le processus d'examen. [*URRC.QEC-43*]

Conclusions du CETES :

Les prévisions des prix du carburant de la SÉQ sont indiquées en annexe 3.2.4 de la demande. Le CETES accepte les prévisions de la SÉQ aux fins de ce rapport.

En ce qui concerne la suggestion de la SÉQ que l'utilisation d'un seul prix moyen pondéré du carburant (tant prévu que réel) et d'un seul rendement énergétique moyen pondéré du carburant devrait permettre d'alléger le fardeau administratif de la gestion du fonds de stabilisation des prix du carburant et de simplifier le processus d'examen, le CETES est d'avis que ce sujet devrait être traité dans la phase II du processus. Conséquemment, la SÉQ reçoit instruction d'élaborer sur ce sujet dans présentation de la phase II.

8.1.2 Rendement en carburant

La SÉQ indique que les prévisions du rendement sont établies en calculant une moyenne pondérée des rendements réels des exercices réels récents (2006/07, 2007/08 et 2008/09). L'année présentant le plus haut rendement reçoit un facteur de pondération de 3, l'année présentant le second plus haut rendement, un facteur de pondération de 2, et l'année dont le rendement est le plus faible, un facteur de pondération de 1. La SÉQ indique que la méthode de moyenne pondérée a été choisie parce qu'elle est cohérente avec les pratiques de réglementation des autres ressorts (par ex., elle est la méthode approuvée pour la SÉTNO).

La SÉQ soutient qu'il ne serait pas à propos d'ajuster les rendements en carburant entre les demandes de majoration tarifaires générales, au moment où les nouveaux groupes électrogènes sont installés, et ce, pour deux raisons :

1. La SÉQ n'a pas d'indicateurs de consommation pour chaque groupe électrogène. Le rendement en carburant est mesuré dans les centrales.

2. Les tarifs sont établis en fonction de prévisions de rendement en carburant hypothétiques. D'après la SÉQ, les consommateurs sont généralement protégés des risques associés au rendement en carburant entre les demandes de majoration, en raison tant des potentielles hausses que des potentielles baisses du rendement. [*URRC.QEC-43*]

La SÉQ indique que les volumes de carburant utilisés pour calculer le rendement en carburant des centrales sont basés sur les jauges des réservoirs de carburant et, conséquemment, sur le volume de carburant total pour la centrale. La SÉQ n'a pas d'indicateurs de consommation pour les groupes électrogènes eux-mêmes, et ne peut pas calculer le rendement en carburant spécifique à un groupe électrogène. [*URRC.QEC-10*]

La SÉQ indique aussi qu'une estimation globale du coût d'installation des indicateurs de consommation requis sur chaque groupe électrogène est d'environ 25 000 $ par groupe électrogène. En conséquence, le coût de l'installation d'indicateurs de consommation sur chacun des groupes électrogènes de la SÉQ s'élèverait à environ 2,25 millions de dollars (en fonction de l'installation d'indicateurs sur 95 groupes électrogènes).

Étant donné le petit nombre de groupes électrogènes dans chaque communauté, la SÉQ soutient que la capacité à utiliser le rendement en carburant individuel pour influer de façon significative sur la distribution des groupes électrogènes et le rendement en carburant global semble limitée. La SÉQ indique toutefois qu'elle entreprend l'évaluation des avantages potentiels dans le cadre d'un projet pilote. [*URRC.QEC-71*]

Conclusions du CETES :

Le CETES considère le rendement en carburant comme l'un des critères utilisés lors de la sélection des nouveaux groupes électrogènes. Une mesure précise de la performance réelle de ces groupes électrogènes en ce qui concerne le rendement en carburant est nécessaire pour déterminer s'ils répondent aux attentes de rendement en carburant.

Le CETES prend note de la proposition de la SÉQ de mener un projet pilote pour évaluer les avantages potentiels de contrôler le rendement en carburant des groupes électrogènes sur une base individuelle. La SÉQ n'a pas indiqué combien de temps ce projet pilote durerait, ni comment ce projet pilote serait mené, ou comment les coûts et les avantages seraient évalués.

De l'avis du CETES, le coût du carburant est l'un des éléments importants des besoins en revenus de la SÉQ, et toute amélioration au rendement en carburant pourrait entraîner des avantages majeurs au niveau du coût de l'électricité pour les consommateurs. Le CETES demande donc avec insistance à la SÉQ d'étudier et d'évaluer des approches rentables pour améliorer le rendement en carburant. La SÉQ reçoit donc instruction de rapporter la répartition dans le temps et les résultats des initiatives mises de l'avant pour améliorer le rendement en carburant au moment de présenter sa prochaine DMTG.

8.2 CHARGES DE FONCTIONNEMENT ET D'ENTRETIEN (F & E)

La SÉQ prévoit des charges de F & E de 44,383 millions de dollars [annexe 3.1 de la demande]. Ces charges comprennent des charges de traitements et salaires de 22,294 millions $, des charges de fournitures et services de 17,924 millions $ et des charges de déplacement et d'hébergement de 4,054 millions $.

8.2.1 Charges de traitements et salaires

Le tableau ci-dessous précise la composition des traitements et salaires de 2006/07 à 2010/11 :

Traitements et salaires					
	2006/07R	2007/08R	2008/09R	2009/10R	2010/11P
	000 $	000 $	000 $	000 $	000 $
Traitements et salaires fixes	7580	9124	9158	10 992	13 421
Heures supplémentaires	1896	1850	1799	1963	2455
Fixes et supplémentaire – employés temporaires	572	540	684	570	493
Avantages sociaux (compléments, allocations, etc.)	5058	5738	6538	7100	5924
Autres (congés, paiements divers)	1030	495	754	710	
	16 136	17 747	18 933	21 335	22 293
Source : URRC.QEC-13, tableau 2					

P – Prévisions; R – Réels

Aux pages 3 à 5 de la demande, la SÉQ mentionne que la Société a ajouté de nombreux postes dans les divisions des Ressources humaines (RH), des TI et des Finances et des opérations, et que la Société met en place un certain nombre d'améliorations des processus de ses divisions et de ses fonctions.

De plus, la SÉQ souligne que, afin d'aider à la formation et à la rétention des personnes de métier dans des postes à forte demande, la Société a mis sur pied un programme d'apprentissage, créant six postes de monteurs de lignes, six postes d'électriciens et cinq postes de mécaniciens. Cela se traduit par des charges de traitements et salaires supplémentaires de 1,739 millions de dollars. La SÉQ indique que le programme d'apprentissage est crucial pour assurer que les postes d'ouvriers qualifiés au sein de la Société sont pourvus, et qu'il cadre parfaitement avec la stratégie des ressources humaines de la SÉQ visant à améliorer le programme d'embauche des Inuit afin de développer des ressources inuit internes et externes qui joueront des rôles à tous les niveaux et dans tous les postes de l'organisme.

La SÉQ indique que les besoins en revenus de 2010/11 comprennent les charges totales des traitements et salaires pour les apprentis, et ne reflète pas la contribution du GN. La contribution du GN au salaire des apprentis est de 23 350 $ par apprenti par année. Cette contribution d'environ 0,397 million de dollars se traduit par un revenu supplémentaire tiré d'une autre source en déduction de la dépense.

En ce qui a trait au programme de formation des apprentis, la NTI soutient que le programme ne devrait pas faire partie du processus d'établissement des tarifs, qu'importe si le programme se poursuit aux niveaux indiqués. Faisant référence à la présentation qu'elle avait faite pour la DMTG de 2004/05, la NTI souligne que, d'après la demande de la SÉQ, les bénéficiaires du programme se voient demander de couvrir les coûts de mise en œuvre de leur entente avec la Couronne. Le gouvernement se décharge là de responsabilités aux dépens de ceux pour qui les mesures ont été conçues.

La NTI suggère qu'un financement fondé sur le rendement soit considéré pour le programme d'apprentissage, afin que des ajustements à la base tarifaire soient faits sur la base d'une formule.

La NTI soutient que la SÉQ devrait avoir l'obligation de soumettre ses demandes d'équivalents temps plein (ETP) à l'examen du CETES avant de les inclure.

Dans sa réplique, la SÉQ soutient que l'augmentation du nombre d'ETP découle de l'examen de l'organisation fonctionnelle de la Société, qui a soulevé des problèmes de charges de travail et de dotation en personnel au sein de certaines divisions, ainsi que des besoins de formation et d'initiatives reliées au changement pour les RH. La SÉQ indique que le programme d'apprentissage est crucial pour assurer que les postes d'ouvriers qualifiés au sein de la Société sont pourvus et pour développer des ressources inuit internes et externes qui joueront des rôles à tous les niveaux et dans tous les postes de l'organisme.

Conclusions du CETES :

En ce qui concerne le programme d'apprentissage, le CETES prend note des commentaires de la NTI selon lesquels le programme ne devrait pas faire partie du processus d'établissement des tarifs, qu'importe si le programme se poursuit aux niveaux indiqués et qu'il s'agit, dans les faits, d'une décharge de responsabilités du gouvernement aux dépens de ceux pour qui les mesures ont été conçues.

Le CETES remarque que l'ajout des 17 apprentis se traduit par une baisse importante de la productivité de la Société en 2009/10 et 2010/11, lorsqu'elle est mesurée en nombre de clients par ETP. Si les ETP reliés aux apprentis étaient retirés des prévisions d'ETP pour l'exercice de référence, la productivité de la Société s'améliorerait et serait comparable au niveau de productivité ETP des années précédentes, comme l'illustre le tableau ci-dessous :

	2004/05 DMTG	2004/05R	2005/06R	2006/07R	2007/08R	2008/09R	2009/10R	2010/11P	2010/11P Ajusté
Nombre de clients	12 775	11 402	11 584	11 724	11 836	12 310	12 729	12 792	12 792
Total d'ETP avant vacances	156	151	155	155	166	163	191	193	176
Postes vacants	14	10	20	8	20	11	14	16	15
ETP nets	142	141	135	147	146	152	177	177	161
Ajustement pour la portion du GN des apprentis							3	3	
ETP ajustés	142	141	135	147	146	152	174	174	161
Clients par ETP	90	81	86	80	81	81	74	74	79
Source : URRC.GEC-61, tableau 1									

P – Prévisions; R – Réels

Le CETES partage l'avis de la NTI selon lequel le programme d'apprentissage en est un qui devrait être soutenu à 100 % par le GN, plutôt que par les clients de la SÉQ. Ainsi, les charges de salaires du programme d'apprentissage (tout comme les charges afférentes liées aux coûts salariaux, aux fournitures et services et aux déplacements et à l'hébergement) ne devraient pas être incluses dans les besoins en revenus de 2010/11. Le CETES réduira donc les prévisions de traitements et salaires de 1,739 millions de dollars pour refléter le retrait des charges salariales du programme d'apprentissage des prévisions de besoins en revenus. Dans le même ordre d'idées, la contribution du GN aux traitements et salaires des apprentis, s'élevant à 0,397 million $, sera retirée des revenus tirés d'autres sources.

Le CETES remarque qu'en 2009, la Société a entrepris un examen de son organisation fonctionnelle et de la dotation en personnel. Cet examen a soulevé des problèmes de charges de travail et de dotation en personnel au sein de certaines divisions, ainsi que des besoins de formation et d'initiatives reliées au changement pour les RH. La SÉQ indique que, pour répondre à ces besoins, la Société a ajouté de nombreux postes dans les divisions des Ressources humaines (RH), des TI et des Finances et des opérations, et qu'elle met en place un certain nombre d'améliorations des processus de ses divisions et de ses fonctions.

En ne tenant pas compte de l'ajout de ETP tel que décrit ci-dessus, le CETES remarque que les prévisions des niveaux d'heures supplémentaires pour 2010/11 sont proportionnellement plus élevés (les heures supplémentaires en pourcentage des traitements et salaires fixes) qu'en 2009/10. Le CETES s'attendrait à ce que, avec l'ajout de nouveaux ETP après l'examen de 2009, la proportion d'heures supplémentaires serait au moins semblable à celle de 2009/10, et que la direction porterait une attention particulière à ces charges, puisqu'elles s'élèvent de façon significative.

Le CETES est d'avis que les prévisions de la proportion d'heures supplémentaires pour 2010/11 ne devraient pas dépasser les heures supplémentaires en tant que proportion des traitements et salaires fixes de 2009/10. Gardant à l'esprit les réductions des traitements et salaires fixes établis par le CETES reliées au programme d'apprentissage, le CETES calculé une réduction des

charges d'heures supplémentaires de 0,369 million de dollars, présentée dans le tableau ci-dessous :

Calcul des heures supplémentaires 2010/11				
	2009/10R	**2010/11P**	**2010/11P Ajusté**	**Réduction**
	000 $	**000 $**	**000 $**	**000 $**
Traitements et salaires fixes	10 992	13 421	13 421	
Traitements et salaires des apprentis			-1739	
Traitements et salaires fixes nets			11 682	
Heures supplémentaires	1963	2455	2086	369
Ratio des heures supplémentaires sur les traitements fixes	17,9 %	18,3 %	17,9 %	

P – Prévisions; R – Réels

Le CETES réduira les prévisions des traitements et salaires de 2010/11 de 0,369 million de dollars pour refléter des niveaux d'heures supplémentaires qui correspondent à ceux de 2009/10, après le retrait des traitements et salaires reliés au programme d'apprentissage.

8.2.2 Charges de fournitures et services

Les charges de fournitures et services sont composées de l'entretien des centrales, les outils, le mobilier et l'équipement, les vêtements et équipements de protection, la location d'édifices, la formation, l'équipement informatique et les redevances d'utilisation des logiciels, les frais de consultants et les créances douteuses. Les questions à examiner portant sur les fournitures et services pour l'exercice de référence sont examinées ci-dessous.

8.2.2.1 *Entretien des centrales :*

Le tableau ci-dessous illustre les charges d'entretien des centrales pour les exercices de 2007/08 à 2010/11 :

	2007/08R	2008/09R	2009/10R	2010/11P
	000 $	000 $	000 $	000 $
Entretien des centrales	8653	6645	11 639	9460
Source : URRC.QEC-14, Tableau 1				

P – Prévisions; R – Réels

La SÉQ indique que ses prévisions de charges d'entretien des centrales pour 2010/11 incluent un fonds d'urgence de 0,5 million de dollars. La SÉQ souligne que le fonds de 0,5 million de dollars sert à couvrir les urgences qui pourraient survenir pendant toute l'année dans toute centrale. La SÉQ souligne qu'il s'agit là d'un montant arbitraire qui n'est pas basé sur les charges des années passées. Ces urgences peuvent aller d'une pièce de moteur à un vol nolisé pour emmener une équipe de travail dans une communauté lors d'une panne.

La NTI soutient qu'elle est préoccupée par la création par la SÉQ de réserves non affectées (fonds pour éventualités) à même la base tarifaire. Il est normal de couvrir les éventualités dans le cadre d'une structure financière, mais la NTI n'appuie pas la création de tels fonds au sein des budgets de F & E. Si la SÉQ peut clairement établir le bien-fondé de la création d'un fonds d'urgence, le fonds devrait être créé à l'aide d'une réserve qui peut être comblée à l'aide d'une DMTG.

En plus de tout cela, la SÉQ s'était fait demander, dans *URRC.QEC-14*, de décrire ses politiques portant sur la capitalisation des charges d'entretien des immobilisations. L'entretien des immobilisations comprend les dépenses majeures d'entretien ou d'amélioration des centrales, requises de façon périodique afin d'assurer ou d'étendre la durée de vie utile des installations des centrales (par exemple, les remises en état majeures des groupes électrogènes). À ceci, la SÉQ réplique qu'elle n'a pas de politique portant sur la passation en charges plutôt que la capitalisation des dépenses d'entretien des installations. Par exemple, toutes les remises en état majeures des groupes électrogènes sont inscrites en charge sous les fournitures et services.

Conclusions du CETES :

Le CETES remarque que la SÉQ ne capitalise aucun remplacement ou modernisation d'immobilisations liés à ces centrales ou ses installations en raison des mises hors service et des remplacements de composants des centrales provisoires.

Les consultants en amortissement de la SÉQ, Gannett Fleming, soulignent qu'ils ont examiné cette politique avec la SÉQ lors de l'estimation de la durée de vie utile et du calcul des taux d'amortissement. Gannett Fleming indiquent qu'ils ne sont pas des experts de la comptabilité, ni, plus précisément, des NCSP. Ils étaient donc d'avis qu'ils ne pouvaient se prononcer adéquatement sur le bien-fondé de cette politique de capitalisation précise. Gannett Fleming a toutefois indiqué qu'il est important de comprendre les politiques de capitalisation d'une entreprise de service lors de l'estimation de la durée de vie utile des installations afin que les durées de vie utile estimées soient compatibles avec les politiques de la Société. Gannett Fleming souligne que, lors des discussions avec la SÉQ, ils ont pris connaissance de politiques de capitalisation et d'estimations de durée de vie utile moyenne compatible avec la pratique de ne pas traiter les mesures provisoires d'entretien des centrales comme des projets d'immobilisations.

Le CETES est d'avis que les dépenses majeures liées aux remplacements et à la modernisation des immobilisations dont les bénéfices s'étendent au-delà de l'exercice de référence devraient être capitalisées pour l'établissement des tarifs, afin de refléter adéquatement l'établissement du seuil de rentabilité. Ainsi, la SÉQ reçoit instruction d'évaluer sa politique de capitalisation portant sur l'entretien des immobilisations sous l'angle de ces commentaires, et d'apporter des modifications à sa politique de capitalisation et aux estimations des paramètres d'amortissement lors de sa prochaine DMTG.

Le CETES prend note de la demande de la SÉQ d'allouer 0,5 million de dollars des fournitures et services à un fonds d'urgence pour couvrir des dépenses allant d'une pièce de moteur à un vol nolisé pour emmener une équipe de travail dans une communauté lors d'une panne. Le CETES est d'avis que des dépenses de cette nature auraient été prévues au budget lors de la préparation

des budgets et prévisions de l'entretien des centrales pour 2010/11. Le CETES soutient donc que l'inclusion d'un fonds d'urgence de 0,5 million de dollars aux charges de fournitures et services serait une duplication de certains éléments des prévisions. Ainsi, le CETES réduira les prévisions des charges de fournitures et services pour 2010/11 de 0,5 million de dollars.

8.2.2.2 *Outils, mobilier et équipement, vêtements et équipement de sécurité, location d'édifices et formation*

En pages 3 à 5 de la demande, la SÉQ indique que les charges liées aux outils, au mobilier et à l'équipement, aux vêtements et à l'équipement de sécurité, à la location d'édifices et à la formation augmentent en raison de l'augmentation du nombre de membres du personnel. Dans *URRC.QEC-15*, la SÉQ a reçu instruction de fournir le calcul du montant de charges par ETP pour chacune de ces catégories pour les exercices 2007/08 à 2010/11, et de commenter et justifier les augmentations importantes du montant de charges par ETP.

Dans ses prévisions pour 2010/11, la SÉQ indique qu'il y a d'importants changements au montant de charges par ETP dans toutes les catégories de dépenses, à l'exception de la location d'édifices. Les charges dans ces catégories reflètent des augmentations au nombre de membres du personnel et aux besoins en entretien. La SÉQ indique que les besoins en entretien n'augmentent pas nécessairement proportionnellement au nombre de membres du personnel. Les augmentations aux charges liées à la formation sont requises en raison de l'introduction de systèmes d'inscription, de contrôle et de production des rapports plus sophistiqués. La SÉQ indique qu'à la fois les nouveaux et les anciens employés ont besoin de cette formation.

Conclusions du CETES :

Le CETES remarque que les charges liées aux outils, au mobilier et à l'équipement, aux vêtements et à l'équipement de sécurité, à la location d'édifices et à la formation augmentent à un taux plus rapide que les niveaux d'ETP de 2009/10 à 2010/11. S'il est possible de justifier une inflation du taux de l'année précédente, le CETES ne considère pas que les hausses exagérées des niveaux de dépenses sont justifiables. De plus, le CETES est d'avis que, puisque les ETP liés

au programme d'apprentissage ne seront pas inclus aux besoins en revenus pour 2010/11, toute charge de fournitures et services associée à ces ETP ne devrait pas faire partie des besoins en revenus.

Ainsi, le CETES réduira les charges liées aux outils, au mobilier et à l'équipement, aux vêtements et à l'équipement de sécurité, ainsi qu'à la location d'édifices et à la formation, afin de refléter des niveaux comparables à ceux de 2009/10, et d'amener des changements qui correspondent aux changements au nombre d'ETP, plus une allocation de 3 % pour l'inflation. Le CETES a calculé les réductions comme suit :

Charges liées aux outils, au mobilier et à l'équipement; aux vêtements et à l'équipement de sécurité; à la location d'édifices et à la formation						
	2007/08 Réels	2008/09 Réels	2009/10 Réels	2010/11 Prévisions	2010/11 Ajusté (comprend 3 % d'inflation)	Réductions du CETES
	A	B	C	D	E	F=D-E
ETP	146	152	177	177	161	
Outils, mobilier et équipement (000 $)	216	171	263	641	246	395
000 $ par ETP	1,5	1,1	1,5	3,6	1,5	
Vêtements et équipement de sécurité (000 $)	57	76	110	422	103	319
000 $ par ETP	0,4	0,5	0,6	2,4	0,6	
Location d'édifices (000 $)	1469	1375	1535	1647	1443	204
000 $ par ETP	10,1	9,0	8,7	9,3	8,7	
Formation (000 $)	104	83	177	334	166	168
000 $ par ETP	0,7	0,5	1,0	1,9	1,0	
Réduction totale (000 $)						1086
Source : URRC.QEC.15, tableau 1						

Les ETP ajustés dans le tableau ci-dessus reflètent le nombre d'ETP acceptés par le CETES dans la section 8.2.1. Le CETES réduira les prévisions des charges de fournitures et services pour 2010/11 de 1,086 millions de dollars, comme illustré dans le tableau ci-dessus

8.2.2.3 *Charges liées aux créances douteuses*

Le tableau ci-dessous montre les charges liées aux créances douteuses pour les exercices 2007/08 à 2010/11 :

	2007/08R	2008/09R	2009/10R	2010/11P
	000 $	000 $	000 $	000 $
Créances douteuses	188	2383	2853	500
Source : URRC.QEC-17(a)				

P – Prévisions; R – Réels

La SÉQ indique que les charges réelles liées aux créances douteuses varient d'année en année. Selon l'expérience passée de la SÉQ, et en établissant des comparaisons avec des organismes de taille similaires dans d'autres ressorts, la SÉQ prévoit que les charges liées aux créances douteuses pour 2010/11 s'élèveront à environ 2,5 % de ses comptes débiteurs d'environ 21 millions de dollars, soit environ 0,5 million de dollars.

Dans *URRC.QEC-65*, la SÉQ a reçu instruction d'expliquer pourquoi les charges liées aux créances douteuses étaient notablement plus élevées pour les exercices 2008/09 et 2009/10 que lors des autres exercices. La SÉQ réplique que la Société a vu ses créances douteuses augmenter lors des exercices 2008/09 et 2009/10 principalement en raison de comptes liés aux organismes d'habitations locaux. Depuis le 1er avril 2009, la SÉQ collabore avec la Société d'habitation du Nunavut afin de régler la situation. Depuis ce moment, la Société d'habitation du Nunavut a accepté la responsabilité de paiement pour la plupart des comptes des Sociétés d'habitations locales, et les paiements aux entreprises de service pour l'année en cours ne sont plus problématiques depuis. Depuis, la SÉQ est aussi parvenue à recouvrer une partie des montants des créances douteuses, et a modifié ses politiques de comptes et de modalités de paiement. Pour ces raisons, les prévisions des charges liées aux créances douteuses pour l'exercice de référence 2010/11 sont sensiblement réduites.

En ce qui a trait aux créances douteuses, la QC mentionne que les 0,85 million $ d'intérêts sur les sommes arriérées et d'ajustements (pages 2 à 17) et que les importantes périodes de non-disponibilité ne sont pas une surprise pour la QC, puisque les factures sont rarement reçues avant la date où des paiements supplémentaires sont requis. D'un point de vue d'affaires, cette situation est inacceptable. De toutes les sommes à verser par la QC, les états de compte de la Nunavut Power sont les plus difficiles à garder à jour. Les paiements versés prennent souvent des mois avant d'apparaître sur les états de compte. Pendant ce temps, les frais de retard continuent de s'accumuler.

La QC indique que l'importante période de non-disponibilité de 47 jours pour les comptes débiteurs indique qu'il y pourrait y avoir un problème avec les procédures de facturation. La QC souligne qu'elle reçoit rarement les comptes avant la date d'échéance, moment à partir duquel une période de traitement de 30 jours est applicable. Un facteur qui pourrait jouer dans cette période de non-disponibilité est Postes Canada. Toutefois, des dates d'échéances imposées qui sont antérieures à la date possible de livraison des factures seront généralement ignorées.

La QC remarque l'allocation de 0,5 million de dollars pour les charges liées aux créances douteuses. Cette allocation est troublante, peut importe comment elle sera éventuellement rapportée. La QC s'interroge sur les efforts mis de l'avant afin de réduire le montant associé aux créances douteuses.

Conclusions du CETES :

Le CETES prend note des efforts mis de l'avant par la Société pour redresser la situation des créances douteuses. Le rapport annuel de 2009/10 indique que le niveau de comptes débiteurs est passé de 34,5 millions de dollars, à la fin de l'exercice 2008/09, à 23,4 millions de dollars, à la fin de l'exercice 2009/10. Eu égard aux ventes d'électricité de 74 millions de dollars en 2009/10, le niveau des comptes débiteurs semble être l'équivalent de 3,5 à 4 mois de ventes, en moyenne. Le CETES prend note des commentaires des parties portant sur les pratiques de facturation de la SÉQ, et encourage la Société à rationaliser ses méthodes et pratiques de facturation et de

comptabilité des clients, afin d'assurer une facturation et une inscription des paiements précises et en temps opportun.

En ce qui a trait à sa performance passée portant sur les créances douteuses, le CETES accepte la charge proposée de 0,5 million de dollars liée aux créances douteuses aux fins de l'exercice de 2010/11.

8.2.3 Charges de déplacement et d'hébergement

Le tableau suivant présente les charges de déplacement et d'hébergement des exercices 2007/08 à 2010/11 :

	2007/08R	2008/09R	2009/10R	2010/11P
	000 $	000 $	000 $	000 $
Déplacements/hébergement par affaires	1840	1872	2045	2740
Déplacements/hébergement pour formation	480	431	582	713
Autres déplacements	1012	1109	580	601
Total	3332	3412	3207	4054
Source : URRC.QEC-17(a) et annexe 3.1				

P – Prévisions; R – Réels

La SÉQ indique que les charges de déplacement et d'hébergement comprennent tous les coûts associés aux déplacements, aux repas et à l'hébergement pour les activités opérationnelles et les activités de perfectionnement professionnel. La SÉQ mentionne aussi que les charges de déplacement et d'hébergement pour 2010/11 sont conformes aux autres secteurs qui sont à la hausse à mesure que la SÉQ met en places les changements requis par les recommandations découlant de l'examen de l'organisation fonctionnelle de la Société. La SÉQ prévient aussi qu'elle entend adopter une approche plus proactive à la responsabilité financière, au fonctionnement des centrales et à la gérance environnementale. Cela requerra davantage de déplacements pour l'entretien des centrales, les inspections et le réseautage [*URRC.QEC-66(a)*].

En pages 3 à 9 de sa demande, la SÉQ indique qu'elle prévoit un budget pour l'embauche de 17 apprentis à divers postes au sein de la division des Opérations. Les charges liées aux déplacements des apprentis se retrouvent dans les déplacements et l'hébergement par affaires, le facteur principal de l'augmentation du budget des déplacements et de l'hébergement. La SÉQ souligne que les charges de formation, de déplacements et d'hébergement pour le programme d'apprentissage sont d'environ 0,4 million de dollars [*URRC.QEC-12(a)*].

Conclusions du CETES :

Le CETES a examiné les prévisions des charges de déplacement et d'hébergement. Comme indiqué dans la section 8.2.1, le CETES est d'avis que les charges reliées au programme d'apprentissage devraient être à 100 % couvertes par le GN, plutôt que par les clients de la SÉQ. Ainsi, le CETES considère qu'il est approprié de réduire les charges de déplacement et d'hébergement de 0,4 million de dollars pour l'exercice de référence 2010/11, afin de retirer les charges de déplacement et d'hébergement liées au programme d'apprentissage des prévisions des besoins en revenus.

8.3 RÉSERVES

8.3.1 Réserve pour les préjudices et les sinistres et réserve pour les audiences sur les tarifs

La SÉQ indique qu'elle propose de cumuler les comptes de report liés à la réserve pour les audiences sur les tarifs et à la réserve pour les préjudices et les sinistres. La SÉQ mentionne qu'elle n'a pas inclus de provision pour l'amortissement des charges reportées pour ces items dans ses besoins en revenus pour 2010/11. La SÉQ suggère de conserver ces soldes à des fins réglementaires et de prélever des montants au cours de la période menant à la prochaine DMTG. La SÉQ indique qu'elle propose d'adopter ces modifications à ses pratiques comptables dans le cadre de la présente DMTG afin d'assurer que ses rapports financiers soient plus conformes aux NCSP.

Un représentant de la Rankin Inlet Chamber of Commerce ayant comparu lors des rencontres de consultation a demandé, qu'arrivera-t-il dans le cas d'une défaillance catastrophique? La SÉQ a répliqué que dans cette situation, le GN déclarerait un état d'urgence et remplacerait la centrale.

Conclusions du CETES :

Le CETES est d'avis que la SÉQ est une entreprise de service à tarifs réglementés en vertu de la *Loi sur le Conseil d'examen des taux des entreprises de service*. Le CETES a le mandat, en vertu des lignes directrices établies dans la Loi, de déterminer le coût de la prestation de service à l'aide de principes appliqués couramment aux entreprises de services réglementées au Canada.

8.3.1.1 *Réserve pour les préjudices et les sinistres*

LE CETES a examiné la demande de la SÉQ de passer en charges des montants qui seraient autrement alloués à une réserve pour les préjudices pour l'année en cause, et de discontinuer la réserve pour les préjudices et les sinistres à la fin de l'exercice financier 2010/11.

Le CETES prend note de la préoccupation soulevée lors des rencontres de consultation portant sur le paiement des coûts d'une défaillance catastrophique. Selon le CETES, une planification financière adéquate commande une couverture de tels événements par des assurances, ainsi qu'une réserve qui permettrait de couvrir les coûts des pertes soudaines et accidentelles, assurables ou non.

Le CETES considère que la portion de la franchise des sinistres assurés, ainsi que les pertes découlant de sinistres non assurés résultant d'événements soudains et accidentels, à faible probabilité, mais à fort impact, sont le type de dépenses qui peuvent habituellement être couvertes par une réserve pour les préjudices et les sinistres. L'élimination de cette réserve soulève la préoccupation que les fonds nécessaires pour couvrir de tels événements pourraient ne pas être disponibles lorsqu'ils seront nécessaires, ce qui pourrait avoir un impact néfaste sur la stabilité financière de la Société.

Ainsi, la SÉQ reçoit instruction de maintenir la réserve pour les préjudices et les sinistres à des fins réglementaires. Puisque la SÉQ n'a pas affecté de montant à la réserve pour les préjudices et les sinistres dans ses prévisions de besoins en revenus, le CETES inclura un montant de 0,15 million de dollars aux besoins en revenus à cette fin.

8.3.1.2 ***Réserve pour les audiences sur les tarifs :***

Le CETES prend note que la SÉQ propose d'inscrire environ 0,164 million de dollars pour 2009/10 et 0,836 million de dollars pour 2010/11 en charge pour la réserve pour les audiences sur les tarifs. Dans la demande de la SÉQ, les montants inclus dans les charges pour la réserve pour les audiences sur les tarifs sont des coûts liés à la DMTG, en outre des charges de F & E habituelles, y compris les appels interurbains, les frais d'impression, etc.

Le CETES considère que couvrir les coûts externes des audiences à l'aide de la réserve pour les audiences sur les tarifs est approprié. Toutefois, le CETES est d'avis que couvrir des charges internes, comme les salaires et les frais de bureau, à l'aide de la réserve pour les audiences sur les tarifs n'est pas un usage approprié de la réserve. Bien que la SÉQ indique que les coûts internes de la Société liés aux traitements et salaires sont différentiels, elle n'a pas fourni d'éléments probants pour démontrer cette affirmation. De l'avis du CETES, l'inclusion de charges internes des audiences sur les tarifs à la réserve pourrait s'avérer critiquable en ce qui a trait à ce qui est normal et ce qui est différentiel. Ainsi, le CETES ne permettra pas le recouvrement de coûts internes liés aux audiences sur les tarifs à l'aide de la réserve pour les audiences sur les tarifs. Le tableau ci-dessous illustre la ventilation des charges de la réserve pour les audiences telle que proposée par la SÉQ et telle qu'ajustée par le CETES :

Charges à la réserve pour les audiences sur les tarifs					
Nom du fournisseur	**Nature du travail**	**2009/10**	**2010/11**	**2009/10 Ajusté**	**2010/11 Ajusté**
		000 $	000 $	000 $	000 $
Coordonnateur DMTG, SÉQ	Salaires pour la cueillette de données et la rédaction de la DMTG	47,7	100,0		
Coordonnateur DMTG, SÉQ	Déplacements	0,3	25,0	0,3	25,0
Tiqqaq Ltd	Fournitures de bureau	0,2	5,0	0,2	5,0
InterGroup Consultants	Soutien lors de la rédaction de la DMTG	101,7	142,0	101,7	142,9
Gannett Fleming	Étude sur l'amortissement	11,3	34,0	11,3	34,0
Consultants locaux	Services de traduction et publicité	2,6	25,0	2,6	25,0
Consultations communautaires, SÉQ	Déplacements		60,0		60,0
Services organisationnels, SÉQ	Main d'œuvre-Ingénierie, Finances/TI/Fonctionnement		350,0		
Coûts indirects	Bureau, téléphone, ordinateurs		95,0		
		163,8	836,0	116,1	291,0
Source : URRC.QEC.40, tableau 1					

Le CETES ajustera la réserve pour les audiences sur les tarifs afin de refléter les ajustements ci-dessus. La SÉQ reçoit instruction d'inscrire les coûts externes réels des audiences et les charges de déplacement réelles de la SÉQ, liés aux audiences dans la réserve pour les audiences sur les tarifs pour 2009/10 et 2010/11.

Le CETES a examiné la demande de la SÉQ de passer en charges les coûts d'audiences de l'année en cause et de discontinuer la réserve pour les audiences sur les tarifs à la fin de l'exercice financier 2010/11. Le CETES est d'avis que, plutôt que de passer en charges les coûts des audiences, les coûts externes des audiences devraient être couverts par le solde de la réserve pour les audiences sur les tarifs. Le compte de la réserve pour les audiences sur les tarifs pourra être clos lorsque la réserve aura été épuisée de cette façon. À partir de ce moment, la SÉQ pourra amortir les coûts externes des audiences de façon égale sur trois ans, afin d'assurer la stabilité des tarifs.

8.4 AMORTISSEMENT

8.4.1 Étude sur l'amortissement de Gannett Fleming

Dans *URRC.QEC-24(a)*, la SÉQ s'est fait poser des questions sur le processus utilisé par Gannett Fleming pour déterminer l'historique des mises hors service, ainsi que pour expliquer la durée de vie future de chaque compte.

La SÉQ indique que les estimations de la durée de vie utile moyenne étaient principalement basées sur le jugement professionnel de Gannett Fleming. Un examen des données disponibles, requis afin de compléter une analyse complète du taux de mise hors service de l'historique des transactions de mises hors service, a été réalisé au début de l'étude sur l'amortissement, et, selon Gannett Fleming, l'achèvement d'une analyse complète du taux de mise hors service ne produirait pas de données suffisamment significatives sur lesquelles il serait possible de baser des recommandations sur la durée de vie utile moyenne. La SÉQ énonce que cette conclusion a été tirée à la lumière des éléments suivants :

- La plupart des données détaillées de l'historique de la mise hors service datant d'avant la séparation d'avec la SÉTNO n'étaient pas disponibles :
- Le système de la SÉQ n'a pas encore traversé une période importante de mise hors service depuis la séparation d'avec la SÉTNO.
- L'utilisation d'une analyse du taux de mise hors service requiert un minimum d'historique de mise hors service.
- Les pratiques de capitalisation et de mise hors service n'ont pas été constantes. Selon Gannett Fleming, certaines mises hors service n'ont donc pas été enregistrées.
- Étant donné l'historique limité des transactions de mise hors service, les durées de vie utile étaient tout aussi susceptibles d'être déterminées d'après des jugements professionnels.

La SÉQ indique que, à la lumière des considérations ci-dessus, Gannett Fleming les a informés que les estimations de la durée de vie utile moyenne pourraient être établies à l'aide des procédures suivantes :

- Un examen des estimations de la durée de vie utile moyenne, telles qu'elles sont déterminées dans les études sur l'amortissement des autres services d'électricité du Nord canadien.
- Puisque la plupart des actifs ont été exploités par la SÉTNO pour de nombreuses années, les estimations de la durée de vie utile moyenne de la SÉTNO ont fait l'objet d'une attention particulière.
- Une visite des installations a été menée par Gannett Fleming.
- Un examen des transactions de mise hors service importantes a été mené par Gannett Fleming.
- Gannett Fleming a interviewé le personnel des divisions de la Gestion et des Opérations.
- Des recommandations préliminaires sur la durée de vie utile moyenne ont été examinées par la SÉQ, afin d'assurer que les estimations tiennent compte des circonstances particulières auxquelles la SÉQ fait face dans l'opération de ce système.
- Les estimations de la durée de vie utile moyenne finales ont été comparées avec les estimations réalisées par Gannett Fleming pour d'autres services d'électricité.

Conclusions du CETES :

Le CETES a examiné l'étude de Gannett Fleming et en accepte les résultats aux fins de cette procédure.

8.4.2 Changement à la comptabilité des coûts de la valeur nette de récupération

La SÉQ indique qu'elle est actuellement en transition vers les NCSP et a donc apporté des ajustements au calcul des besoins en revenus pour assurer que ses rapports financiers soient plus conformes aux NCSP.

La SÉQ suggère d'adopter des taux d'amortissement révisés qui ne comprennent pas de provision pour la valeur nette de récupération ou frais futurs d'enlèvement ou de décontamination de site. Afin d'assumer toute responsabilité environnementale potentielle, la

SÉQ propose aussi d'adopter une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation (OMHS) portant sur ces responsabilités environnementales potentielles. Comme le taux d'amortissement de la SÉQ ne comprendrait plus de provision destinée à couvrir la valeur nette de récupération négative, les coûts de la valeur nette de récupération seront passés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont engagés. La SÉQ a inclus une provision de 0,161 million de dollars pour couvrir ces charges à ses besoins en revenus.

Selon la proposition de la SÉQ, les charges d'amortissement ne comprendraient plus le recouvrement des coûts de la valeur nette de récupération (positive ou négative), ni les charges futures d'enlèvement et de décontamination de sites liées mises hors service des immobilisations actuelles. De plus, la valeur de récupération négative autrefois recouvrée auprès des consommateurs (20,4 millions de dollars à la fin de l'exercice financier 2009/10) serait amortie sur la durée de vie utile restante des immobilisations, réduisant ainsi les charges d'amortissement pour 2010/11 et les exercices suivants. Toute valeur nette de récupération négative ou tout frais d'enlèvement seraient inscrits en charge pour l'exercice financier au cours duquel ils seraient engagés.

La SÉQ indique que son étude d'une possible OMHS n'était pas suffisamment avancée au moment de compléter la demande pour inclure une disposition d'OMHS dans la présente demande. La SÉQ mentionne qu'elle pourrait inclure une disposition d'OMHS dans ses demandes de majoration tarifaire à venir.

Dans *URRC.QEC-67(c)*, la SÉQ s'est fait demander si les NCSP permettaient de prendre en considération les charges et les revenus reportés dans les états financiers. La SÉQ s'est aussi fait demander si, dans l'éventualité où elle engagerait une charge importante pour la décontamination d'un site au cours d'une année spécifique, cette charge pourrait être amortie sur plusieurs années aux fins des états financiers et, le cas échéant, s'il y avait une période maximale d'amortissement. Dans sa réponse, la SÉQ indique :

> D'après l'interprétation que la SÉQ en fait, les NCSP ne permettent pas prendre en considération les charges et les revenus reportés dans les états financiers. Il y a des documents techniques portant sur les comptes de charges reportées lors de transitions vers les NCP ou les Normes internationales d'information financière (NIIF), mais ces

> documents portent spécifiquement sur les entreprises de service à tarifs réglementés. En l'occurrence, une entreprise de service peut faire la demande de dispositions spéciales auprès de l'organisme de réglementation. Toutefois, d'après un avis de la Vérificatrice générale du Canada, la SÉQ ne remplit pas les critères de la comptabilité liée aux tarifs. La SÉQ ne s'inscrit donc pas dans la catégorie des entreprises de service à tarifs réglementés et ne peut donc pas faire la demande de dispositions spéciales portant sur les comptes de charge reportée.
>
> Veuillez consulter le Rapport de la Vérificatrice générale sur les états financiers 2009/10 de la SÉQ dans *URRC.QEC-67(c)*, pièce jointe 1.

En ce qui concerne la comptabilité liée aux tarifs pour la SÉQ, le rapport de la Vérificatrice générale souligne que :

> La Société a préparé ses états financiers à l'aide de la comptabilité liée aux tarifs. En vertu des principes comptables généralement reconnus au Canada, la comptabilité liée aux tarifs requière que les tarifs soient établis à des niveaux qui permettent de recouvrer les coûts. Comme la Société est incapable de recouvrer ses coûts sans assistance financière importante, directe ou indirecte, du gouvernement du Nunavut, elle ne remplit pas les critères pour la comptabilité liée aux tarifs.

Conclusions du CETES :

Le CETES est d'avis que la SÉQ est une entreprise à tarifs réglementés, conformément à la Loi. En vertu des lignes directrices établies dans le cadre de la Loi, le CETES a pour mandat de déterminer le coût de la prestation de service en tenant compte de principes généralement appliqués aux entreprises de service réglementées au Canada.

Le CETES a examiné la demande de la SÉQ de modifier la méthode de calcul du taux d'amortissement afin qu'une provision pour la valeur nette de récupération ne soit plus comprise dans le taux d'amortissement et dans la provision annuelle pour les amortissements. Les pertes ou les gains réels sur la valeur nette de récupération seraient plutôt inscrits en charge pour l'exercice au cours duquel ils seraient engagés.

Le CETES formule trois préoccupations découlant de la proposition de la SÉQ. D'abord, elle pourrait entraîner des augmentations tarifaires brusques pour certains exercices, particulièrement si les frais d'enlèvement sont élevés. Par exemple, dans *URRC.QEC-21(f)*, la SÉQ indique que

les coûts estimés de la décontamination du site de l'ancienne centrale de Baker Lake sont de l'ordre de 10 millions de dollars. La SÉQ indique toutefois que la responsabilité n'avait pas été attribuée entre la SÉQ et le GN et le gouvernement fédéral. Si cette charge devait être engagée par la SÉQ, cela entraînerait une hausse importante des besoins en revenus pour cet exercice. Même si cette charge était amortie sur plusieurs années, l'augmentation demeurerait importante. Éviter la dépense indéfiniment ne serait pas non plus une marque de bonne gérance environnementale de la part de la SÉQ.

Deuxièmement, le recouvrement de la valeur nette de récupération négative et des frais d'enlèvement auprès des consommateurs actuels, plutôt qu'auprès de toutes les générations de consommateurs ayant bénéficié des services offerts par l'immobilisation lors de sa durée de vie utile, pourrait être perçu comme injuste d'un point de vue d'équité intergénérationnelle.

Troisièmement, les fonds requis pour couvrir la valeur nette de récupération négative et les frais d'enlèvement pourraient ne pas être disponibles si les charges doivent être inscrites pour l'exercice au cours duquel elles sont engagées.

D'après le CETES, la proposition de la SÉQ de modifier la méthode de calcul de l'amortissement ne tient pas suffisamment compte des préoccupations formulées à l'endroit de la SÉQ en tant qu'entreprise de service réglementée. Ainsi, la SÉQ reçoit instruction de continuer de comptabiliser la valeur nette de récupération et les frais futurs d'enlèvement et de décontamination des sites dans les taux d'amortissement et les charges annuelles d'amortissement, aux fins de la réglementation. Avec cette approche, toute perte ou tout gain lié à la valeur nette de récupération ou aux frais d'enlèvement devrait être inscrit au compte d'amortissement cumulé approprié, aux fins de la réglementation.

Le CETES prend note que les responsabilités environnementales liées à la décontamination des sites ne reposent peut-être pas entièrement sur la SÉQ. Ainsi, la SÉQ reçoit instruction de mener une étude d'amortissement, à temps pour la prochaine DMTG, qui fournira une évaluation réaliste des coûts d'enlèvement et de décontamination des sites. La SÉQ devra inclure ces coûts

et estimations pour la valeur nette de récupération, positive ou négative, par compte, dans les taux d'amortissement.

Aux fins de cette DMTG, le CETES remarque que les charges d'amortissement proposées n'incluent pas de provision pour la valeur nette de récupération. La SÉQ a toutefois inclus une estimation des coûts de décontamination des sites dans ses besoins en revenus, au montant de 0,161 million de dollars. Comme la SÉQ ne suggère pas de niveau approprié de charge liée à la valeur nette de récupération et aux frais de décontamination des sites à inclure aux charges d'amortissement, le CETES inclura le montant de 0,161 million de dollars aux charges d'amortissement comme calcul approximatif de ces coûts, aux fins de cette procédure.

8.4.3 Amortissement du coût de financement

L'amortissement du coût de financement, d'un montant de 0,249 million de dollars, est la somme incluse dans les besoins en revenus conformément au rapport du CETES sur le DMTG 2004/05 de la SÉQ au ministre responsable. Ces charges sont liées au paiement anticipé de la part de la SÉQ des dettes à long terme de la SÉTNO, s'élevant à 9,945 millions de dollars.

Comme ces coûts du financement découlaient du paiement anticipé de la dette de la SÉTNO et que la nouvelle dette de la Société était soumise à un taux d'intérêt plus faible, la Société a inscrit des charges d'intérêts plus basses que celles qui auraient été engagées par la SÉTNO. Dans la DMTG 2004/05, la SÉQ avait demandé d'amortir les bénéfices futurs découlant des taux d'intérêt plus faibles sur le terme de la dette, aux fins de la réglementation. La période d'amortissement était de 20 ans et l'amortissement du coût du financement annuel était de 0,497 million de dollars (9,945 millions $ sur 20 ans).

Le CETES était d'avis que 50 % de ce coût du financement incombait à l'actionnaire et a inclus un montant de 0,249 million de dollars pour l'amortissement du coût de financement.

Conclusions du CETES :

Le CETES accepte la charge d'amortissement du coût de financement proposée par la SÉQ pour l'exercice de référence 2010/11.

8.4.4 Amortissement des contributions

Les contributions des consommateurs sont amorties au même taux que les immobilisations correspondantes. La SÉQ a inclus un montant de 0,48 million de dollars portant sur l'amortissement des contributions dans les besoins en revenus.

Conclusions du CETES :

Le CETES accepte le montant proposé par la SÉQ pour l'amortissement des contributions.

9.0 PRÉVISIONS DU REVENU

9.1 PRÉVISIONS DE LA CHARGE DU RÉSEAU

La SÉQ indique qu'elle a utilisé un modèle de régression linéaire basé sur la météo et les tendances afin de préparer ses prévisions de la charge du réseau pour 2010/11. La SÉQ mentionne que la préparation des prévisions selon un modèle de régression était considérée comme une approche appropriée, puisque le modèle tient compte des données à long terme sur la météo et la consommation, permettant d'explorer la relation entre ces éléments et d'en tirer des projections solides pour l'avenir rapproché.

La SÉQ indique que le modèle suppose les relations entre les facteurs de charge et les facteurs de demande suivantes :

- Les ventes d'électricité augmentent lorsque la température refroidit. De plus, chaque baisse marginale de la température a un effet exponentiel sur les ventes, offrant ainsi un aperçu adéquat de l'impact des températures extrêmement froides sur la demande en électricité;
- Les ventes d'électricité augmentent aussi en raison de la croissance de la population et des avancées technologiques. Cette relation de causalité est saisie grâce à la variable de la tendance utilisée comme approximation de la croissance de la population et des avancées technologiques.

La SÉQ indique que ces données ont été ajustées pour tenir compte du délai de facturation. Par exemple, lors d'un premier mois, le relevé du compteur d'un consommateur pourrait être bas, alors qu'il pourrait être élevé le mois suivant, selon le moment du relevé. Afin de minimiser l'impact de ces observations aberrantes sur les résultats de la régression, les crêtes et les creux sont ajustés pour une variation maximale de 15 % par rapport à l'année précédente.

La SÉQ mentionne que les données météorologiques ont été recueillies auprès d'Environnement Canada pour chaque région. Les données de degrés-jour de chauffage (DJC) pour Cambridge Bay sont utilisées pour la région du Kitikmeot, les données de DJC pour Rankin Inlet sont

utilisées pour la région du Kivalliq, et les données de DJC pour Iqaluit sont utilisées pour la région de Baffin.

La SÉQ souligne que les prévisions des ventes liées à l'éclairage des rues se situent au niveau des ventes réelles de 2008/09, ajustées modérément pour refléter l'augmentation du nombre de lampadaires à Chesterfield Inlet, Iqaluit, Pangnirtung et Igloolik (une augmentation totale de 11,9 mégawatts heure (MWh)).

En ce qui concerne les prévisions portant sur le nombre de consommateurs, la SÉQ indique que les prévisions pour 2010/11 sont basées sur le nombre de consommateurs par liste de compteurs de 2009/10, projeté de façon à prendre compte du taux d'augmentation prévue des ventes par communauté et par classe de tarification.

Conclusions du CETES :

Le tableau ci-dessous présente les ventes et les ventes par consommateur par classe de tarification :

Ventes totales et ventes par consommateur						
	2006/07R	2007/08R	2008/09R	2009/10P	2009/10R	2010/11P
Domestique						
Ventes en MWh	55 731	56 736	57 096	58 897	57 501	60 091
Consommateurs	9125	9163	9554	9639	9872	9833
Ventes par consommateur	6,11	6,19	5,98	6,11	5,82	6,11
Commerciale						
Ventes en MWh	82 306	83 210	86 328	90 429	85 404	93 208
Consommateurs	2599	2674	2756	2875	2857	2960
Ventes par consommateur	31,67	31,12	31,32	31,45	29,89	31,49
Lampadaires						
Ventes en MWh	1961	1966	1973	1985	1910	1985
Source : *URRC.QEC-5* et annexe 2.1						

P – Prévisions; R – Réels

Dans le tableau ci-dessus, le CETES remarque que les prévisions de ventes par consommateur pour les classes tarifaires domestique et commerciale correspondent à celles enregistrées au cours des années précédentes. Les ventes par consommateur de 2009/10 sont sensiblement plus basses que les prévisions pour la même année. La SÉQ a précisé que les ventes réelles de 2009/10 étaient plus basses que les prévisions en raison des températures anormalement élevées [*URRC.QEC-78*].

Le CETES a examiné les méthodes utilisées par la SÉQ pour établir ses prévisions des ventes et accepte les prévisions des ventes d'électricités de la SÉQ pour 2010/11, telles qu'elles sont formulées.

9.2 REVENUS AUX TARIFS ACTUELS

Les revenus aux tarifs actuels sont calculés en appliquant les tarifs actuels aux prévisions des ventes pour 2010/11. Le CETES a examiné les prévisions des revenus aux tarifs existants de la SÉQ et accepte les revenus aux tarifs actuels, tels que déposés.

9.3 PERTES ET CONSOMMATION DES AUXILIAIRES

La SÉQ indique que, en raison de problèmes de comptage, les pertes en lignes réelles, pour certaines années dans les communautés suivantes, étaient négatives ou très faibles : 2006/07 – Taloyoak, Iqaluit, Pangnirtung, 2007/08 - Coral Harbour, Chesterfield Inlet et 2008/09 – Arviat, Sanikiluaq. La SÉQ souligne que toutes les pertes en lignes négatives ont été rajustées en considérant les pertes moyennes réelles des 5 années précédentes en pourcentage des ventes. De plus, les pertes en lignes réelles de Gjoa Haven de 2008/09 ont été limitées à la moyenne des pertes réelles des 5 années précédentes (7,2 %), puisque le taux rapporté de 17 % était jugé trop élevé.

Aux fins des prévisions, la SÉQ indique que les prévisions des pertes en ligne ont été basées sur les pertes réelles de 2008/09, en pourcentage des ventes par communauté.

Comme il n'y avait pas de question soulevée à propos des données réelles sur la consommation des auxiliaires, la SÉQ prévient que les données sur la consommation des auxiliaires n'ont pas été ajustées. Aux fins des prévisions, les données sur la consommation des auxiliaires ont été établies aux niveaux réels absolus par communauté de 2008/09.

Conclusions du CETES :

Le CETES remarque que les pourcentages de pertes prévus des communautés de Resolute Bay, à 16,3 %, et de Grise Fiord, à 13,2 %, sont exceptionnellement élevés. La SÉQ reçoit instruction de s'attaquer à ces pertes en lignes exceptionnelles et d'indiquer comment elles ont été résolues au moment de déposer la prochaine DMTG.

9.4 REVENUS TIRÉS D'AUTRES SOURCES

Le tableau ci-dessous présente les revenus tirés d'autres sources de 2004/05 à 2010/11 :

Revenus tirés d'autres sources							
	2004/05R	2005/06R	2006/07R	2007/08R	2008/09R	2009/10R	2010/11P
	000 $	000 $	000 $	000 $	000 $	000 $	000 $
Usage commun	292	393	326	303	305	333	340
Frais divers	408	819	761	1016	977	1282	1245
Temps et matériaux	222	405	431	806	1118	908	561
Total	922	1617	1518	2125	2400	2523	2146
Source : *URRC.QEC-11*							

P – Prévisions; R – Réels

La SÉQ indique que les revenus prévus tirés d'autres sources sont composés de trois catégories – l'usage commun, les frais divers et le temps et les matériaux pour des projets. Les prévisions pour l'usage commun et les frais divers sont basées sur les revenus réels moyens des trois (3) années les plus récentes (les réels de 2007/08 et 2008/09 et les prévisions de 2009/10). La SÉQ indique que l'augmentation des prévisions des frais divers pour la DMTG de 2004/05 est due à des arriérés d'intérêts et des ajustements, prévus au montant de 0,85 million de dollars pour 2010/11.

Le temps et les matériaux pour des projets comprennent des prévisions de revenus pour 2010/11 pour des travaux effectués par la SÉQ pour d'autres Sociétés, la location d'équipements, ainsi que le recouvrement de temps et de matériaux de travaux de réfection à petite échelle (remplacements de poteaux endommagés, installations d'éclairage, etc.).

Conclusions du CETES :

Dans sa demande modifiée du 16 janvier 2011, la SÉQ proposait d'inclure le 0,397 million de dollars de la contribution du gouvernement du Nunavut au programme d'apprentissage. Les revenus prévus tirés d'autres sources s'élevaient ainsi à 2,453 millions de dollars pour 2010/11, en vertu de la demande modifiée. Toutefois, conformément avec la conclusion du CETES portant sur l'inclusion des coûts liés au programme d'apprentissage, le CETES a déduit la contribution de 0,397 million de dollars des prévisions de revenus tirés d'autres sources.

En tenant compte des modifications ci-dessus, le CETES accepte les prévisions de revenus tirés d'autres sources de la SÉQ.

10.0 MANQUE À GAGNER EN FONCTION DES TARIFS ACTUELS

À la suite de l'examen des tarifs de base et de leur approbation par le ministre responsable, la SÉQ indique qu'elle cherchera à faire approuver un supplément de manque à gagner visant à recueillir les montants impayés découlant de l'ajustement des tarifs de base de 2010/11 qui n'aura pas été mis en place pour tout l'exercice 2010/11. Après l'approbation des tarifs de base, la SÉQ mentionne qu'elle fournira au ministre un dépôt conforme au règlement exposant en détail le calcul du montant du manque à gagner, tout transfert entre le Fonds de stabilisation des prix du carburant et le compte du manque à gagner qui pourrait s'avérer nécessaire, et la proposition d'un supplément de manque à gagner visant à récolter ce montant.

Lors de la révision des majorations tarifaires, le CETES doit trouver un équilibre entre la situation financière de la Société et les répercussions du choc de majoration des tarifs découlant

d'une forte majoration au cours d'une année donnée. Le CETES prend note des commentaires des parties aux procédures portant sur l'impact des majorations tarifaires sur les factures des consommateurs et sur la requête de mettre les majorations en place progressivement.

Lors des consultations publiques, la SÉQ a laissé entendre que sa demande aurait pour effet d'augmenter les factures courantes des consommateurs de 19,7 %. Toutefois, le CETES est d'avis que cela ne décrit pas complètement l'effet de la demande de la Société sur les tarifs payés par les consommateurs. La SÉQ semble, par exemple, considérer le SSPC non pas comme une mesure temporaire, mais comme une base à partir de laquelle la majoration devrait être calculée. La SÉQ n'a pas fait de demande portant spécifiquement sur l'intégration du SSPC dans la présente demande et le CETES considère que la consolidation du SSPC de 4,68 ¢ le kWh avec les tarifs de base devrait faire partie de la phase II des procédures, portant sur la structure tarifaire, moment où les consommateurs devraient être expressément informés de la proposition de la SÉQ. Le CETES enjoint à la SÉQ de faire la demande de consolider le SSPC avec les tarifs de base à ce moment.

Lors de ses délibérations suivant les audiences publiques, le CETES a établi que les coûts de la SÉQ ont augmenté de façon significative depuis la dernière DMTG. Le CETES a déterminé que les besoins en revenus de la SÉQ pour 2010/11 s'élevaient à 97,1 millions de dollars, selon l'examen du CETES des prévisions de la SÉQ, telles que présentées en annexe 1. En fonction des tarifs de base actuels (excluant le SSPC), ces besoins en revenus se traduisent par un manque à gagner de 18,7 millions de dollars. Comme le SSPC permettra de recouvrer environ 7,3 millions de dollars, le manque à gagner restant de 11,4 millions de dollars se traduira en une majoration des tarifs énergétiques de base de 14,25 %. Le calcul établissant ce manque à gagner est présenté en annexe 1.

Prenant note que la SÉQ n'a pas déposé sa demande de majoration tarifaire générale au moment opportun, soit avant le début de l'exercice de référence, comme prescrit par la loi, et prenant note que l'exercice de référence 2010/11 est presque terminé, le CETES est d'avis que le recouvrement des recettes de la base tarifaire actuelle, du SSPC actuel et des tarifs provisoires approuvés devrait être considéré comme définitif pour cet exercice. Tenter de recouvrer le

manque à gagner de 2010/11 rétroactivement, en sus de l'imposition des tarifs majorés pour 2011/12, entraînerait un choc de majoration de tarifs considérable pour les consommateurs d'énergie. Ainsi, le CETES recommande que tout manque à gagner pour 2010/11 découlant d'un délai de l'entrée en vigueur des tarifs majorés soit recouvré auprès du GN plutôt que des clients de la SÉQ.

Le CETES est aussi d'avis que la majoration des tarifs de base à l'aide d'un ajustement unique subséquent qui permettrait de recouvrer le manque à gagner résiduel de 2010/11 engendrerait d'énormes difficultés pour les clients de la SÉQ. Ainsi, le CETES est d'avis que les majorations tarifaires permettant d'engranger des revenus équivalant aux besoins en revenus pour l'exercice de référence 2010/11 établis par le CETES devraient être mises en place progressivement.

Le CETES enjoint à la SÉQ de maintenir le SSPC en tant qu'élément de recouvrement de coûts distinct jusqu'à l'approbation des tarifs définitifs pour 2010/11, à la suite de la phase II des procédures. De plus, le CETES recommande que la majoration provisoire de 6 % soit intégrée aux tarifs énergétiques de base, et que ces tarifs énergétiques de base ainsi établis soient majorés de 4,5 % supplémentaires le 1er avril 2011, dans le cadre de la mise en place progressive des majorations des tarifs énergétiques de base. Pour l'exercice 2012/13, le CETES recommande que les tarifs énergétiques de base de 2011/12, tels qu'établis ci-dessus, devraient être majorés de 4,43 % supplémentaires, à partir du 1er avril 2012. Le calcul de la majoration progressive en vigueur le 1er avril 2012 est présenté en annexe 1.

Afin d'éviter de causer d'énormes difficultés à ses clients, le CETES recommande que tout manque à gagner pour 2011/12 découlant d'un délai de l'entrée en vigueur des tarifs majorés soit recouvré auprès du GN plutôt que des clients de la SÉQ.

11.0 RÉPONSES AUX DIRECTIVES DÉCOULANT DE LA DMTG PRÉCÉDENTE

La section suivante de ce rapport porte sur les instructions formulées dans le cadre de la DMTG de 2004/05 applicable à la présente DMTG.

11.1 CONSULTATIONS COMMUNAUTAIRES

Directive : Le CETES s'attend à ce que, avant qu'elle ne dépose sa prochaine DMTG, la SÉQ mène des consultations communautaires auprès des consommateurs, et enjoint à la SÉQ de fournir, dans le cadre de sa prochaine DMTG, des commentaires portant sur le processus et les résultats de ces consultations communautaires.

Résumé de la réponse de la SÉQ : La SÉQ reconnaît l'importance de mener des consultations auprès de ses clients bien à l'avance du dépôt des DMTG et a mis un plan de communications sur pied. L'objectif de ce plan de communications était de renseigner le public sur la demande et d'offrir la chance aux parties intéressées de poser des questions portant sur les procédures. Le plan de communications comprenait les éléments suivants :

- Le 14 décembre 2009, la SÉQ a diffusé un communiqué de presse donnant un avis préalable du dépôt d'une DMTG en 2010. Dans ce communiqué, la SÉQ annonçait que :
    - Une lettre de renseignement serait incluse à la facture d'électricité du mois suivant;
    - Une page Web sur la DMTG avait été créée sur le site Web de la SÉQ, au www.nunavutpower.com;
    - Un « point de contact unique » a été créé pour les dossiers relevant de la DMTG;
- Le 14 mai 2010, la SÉQ a fait une présentation sur les procédures de la DMTG à l'AGA de la Baffin Regional Chamber of Commerce;
- Au début juin 2010, la SÉQ a publié une liste de questions et réponses portant sur la DMTG dans les journaux locaux.

Conclusions du CETES :

Le CETES est d'avis que la SÉQ s'est conformée à cette directive.

11.2 EXCLURE 1,745 MILLIONS DE DOLLARS DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION

Directive : La SÉQ reçoit instruction d'exclure le montant rejeté de 1,745 millions de dollars des immobilisations de productions de l'entreprise de service dans les demandes de majoration tarifaire générale futures.

Réponse de la SÉQ : ces montants ont été exclus du calcul des tarifs de base de la SÉQ, tels que présentés dans les annexes 5.1 à 5.3.

Conclusions du CETES :

Le CETES est d'avis que la SÉQ s'est conformée à cette directive.

11.3 COÛT POUR LES LOGICIELS

Directive : La SÉQ reçoit instruction de s'assurer de la prudence de tous les coûts pour les logiciels inclus dans les immobilisations en production au moment de la prochaine DMTG.

Résumé de la réponse de la SÉQ : Les coûts pour les logiciels inclus dans les immobilisations en production de la Société pour l'exercice de référence 2010/11 sont présentés en annexe 6.1. Les coûts des logiciels inclus dans la base tarifaire sont en service, utilisés et utiles pour l'exercice de référence. Les logiciels d'ingénierie sont utilisés pour le contrôle de la production d'électricité; les logiciels Penny B.L et RH sont utilisés par le service de la paie et des avantages sociaux de la Société. Le système de gestion électronique des documents est un logiciel qui sera utilisé afin de systématiser et de gérer les documents électroniques de la Société.

Conclusions du CETES :

Le CETES est d'avis que la SÉQ s'est conformée à cette directive.

11.4 ÉTUDE DES DÉLAIS DE PAIEMENT

Directive : La SÉQ reçoit instruction de présenter une étude des délais de paiement visant à justifier le fonds de roulement en espèces lors de la prochaine DMTG. Cette étude devrait refléter les politiques de la SÉQ portant sur les pratiques exemplaires de la gestion du fonds de roulement.

Résumé de la réponse de la SÉQ : L'étude des délais de paiement est présentée en annexe D. L'étude reflète les politiques de la SÉQ portant sur les pratiques exemplaires de la gestion du fonds de roulement.

Conclusions du CETES :

Le CETES est d'avis que la SÉQ s'est conformée à cette directive.

11.5 RÉSERVE POUR LES PRÉJUDICES ET LES SINISTRES (PERTES NON ASSURÉES)

Directive : La SÉQ reçoit instruction d'adopter la définition ci-dessus des pertes non assurées aux fins de l'inscription des pertes non assurées.

Résumé de la réponse de la SÉQ : Aux fins des rapports financiers, la Société n'a pas de compte de report pour la réserve pour les préjudices et les sinistres (RPS). Avec la transition imminente vers les NCSP, la Société ne fait pas de demande pour maintenir la RPS. Aux fins de la présente DMTG, la Société produit un historique, au tableau 6.2, présentant les soldes découlant de la DMTG de 2004/05.

Conclusions du CETES :

Cette question est traitée dans la section 8.3.1 de ce rapport.

11.6 RÉSERVE POUR LES AUDIENCES

Directive : La Société reçoit instruction d'inscrire tous les coûts externes engagés dans le cadre de ces procédures à cette réserve dès qu'ils sont supportés.

Résumé de la réponse de la SÉQ : Aux fins des rapports financiers, la Société n'a pas de compte de report pour la réserve pour les audiences. Avec la transition imminente vers les NCSP, la Société ne fait pas de demande pour maintenir la réserve pour les audiences sur les tarifs. Aux fins de la présente DMTG, la Société produit un historique, au tableau 6.3, présentant les soldes découlant de la DMTG de 2004/05. La Société estime que les coûts de DMTG pour la DMTG de 2010/11 s'élèveront à environ 1,0 million de dollars. Ces coûts n'ont pas été inclus aux charges de F & E pour la DMTG de 2010/11. Ils seront plutôt inscrits en charge, à des fins réglementaires, à la réserve pour les audiences sur les tarifs. La Société n'a pas inclus de provision pour une allocation à la réserve pour les audiences sur les tarifs pour la DMTG de 2010/11.

Conclusions du CETES :

Cette question est traitée dans la section 8.3.1 de ce rapport.

11.7 ÉTUDE SUR LES AMORTISSEMENTS (Y COMPRIS L'ÉTUDE SUR LES OMHS)

Directive : Le CETES enjoint à la SÉQ de mener une étude sur les amortissements avant le 31 mars 2006, afin de la présenter lors de la prochaine DMTG. L'étude sur les amortissements

devrait notamment comprendre des facteurs communs au territoire d'opération de la SÉQ pour l'établissement des durées de vie utile et de la valeur nette de récupération.

Résumé de la réponse de la SÉQ : L'étude sur les amortissements est présentée en annexe C**.**

Conclusions du CETES :

Cette question est traitée dans la section 8.4.1 de ce rapport.

11.8 TAUX D'AMORTISSEMENT

Directive : Le CETES enjoint à la SÉQ d'utiliser le taux d'amortissement approprié pour les contributions lors de la prochaine DMTG.

Résumé de la réponse de la SÉQ : Le calcul de la base tarifaire de la SÉQ dans la présente demande reflète le taux d'amortissement approprié pour les contributions.

Conclusions du CETES :

Le CETES est d'avis que la SÉQ s'est conformée à cette directive.

11.9 ÉTUDE SUR LES ÉNERGIES DE REMPLACEMENT

Directive : Les directives suivantes portent sur le traitement des coûts pour financer les études sur les énergies de remplacement :

- La SÉQ devrait adopter des politiques et des lignes directrices précisant la nature des études qui seront acceptées comme études sur les énergies de remplacement, conformément aux fins de la SÉQ en tant qu'entreprise de service réglementée fournissant de l'électricité et du combustible de chauffage;

- Les coûts raisonnables des projets d'énergies de remplacement peuvent faire être traités comme faisant partie de coûts réglementés de la Société aux fins de l'établissement des tarifs;
- Les provisions pour fonds utilisés durant la construction (PFUDC) peuvent être obtenues par la Société à partir du solde de mi-année des coûts raisonnables portés au compte de report pour les projets d'énergies de remplacement si les projets s'étirent sur plus d'un an;
- Si un projet examiné s'avère viable, le coût du projet devrait être ajouté aux coûts des immobilisations des projets d'énergies de remplacement correspondant;
- Si un projet examiné ne s'avère pas viable, les coûts devraient être amortis sur une période raisonnable.

Résumé de la réponse de la SÉQ : Les pratiques de la SÉQ portant sur la comptabilité pour l'examen des projets d'énergies de remplacement depuis la dernière DMTG vont comme suit :

- Si le projet s'avère viable et se traduit par un projet d'immobilisations, les coûts de l'étude de faisabilité sont capitalisés dans le coût du projet;
- Si le projet ne se traduit pas en projet d'immobilisations, les montants liés aux études de faisabilité sont inscrits en charge (c.-à-d. ne sont pas capitalisés).

Conclusions du CETES :

Le CETES accepte les pratiques portant sur la comptabilité pour l'examen des projets d'énergies de remplacement telles que présentées ci-dessus. Le CETES est d'avis que la SÉQ s'est conformée à cette directive.

11.10 FRAIS D'ENLÈVEMENT ET FRAIS DE DÉCONTAMINATION FUTURS

Directive : LE CETES enjoint à la SÉQ de fournir une étude détaillée des responsabilités potentielles de la SÉQ en ce qui concerne les coûts d'enlèvement et de décontamination des sites futurs, incluant une évaluation des risques découlant des éventualités imprévues, au moment de la prochaine DMTG.

Résumé de la réponse de la SÉQ : Avec la transition imminente aux NCSP, l'étude sur les amortissements de la SÉQ ne reflète pas d'allocation pour les charges liées aux enlèvements et aux décontaminations futurs. La SÉQ a préparé une évaluation préliminaire d'une OMHS potentielle pour la contamination au carburant diesel, mais n'a inclus aucun des coûts associés au calcul de ses besoins en revenus pour 2010/11.

Conclusions du CETES :

Cette question est traitée dans la section 8.4.2 de ce rapport.

11.11 ÉTUDE DU COÛT DU SERVICE

Directive : Le CETES considère qu'une étude du coût global du service devrait être fournie dans le cadre de la prochaine DMTG et enjoint à la SÉQ de ce faire.

Résumé de la réponse de la SÉQ : La SÉQ traitera les questions liées à une étude du coût du service dans la phase II de cette demande.

Conclusions du CETES :

Cette question est traitée dans la section 12.1 de ce rapport.

11.12 PHASE DEUX DE LA DEMANDE

Direction : Le CETES reconnaît qu'une étude du coût global du service ne peut être étudiée de façon significative tant que la question de l'établissement de tarifs moyens parmi les communautés n'a pas été résolue. Pour ce faire, le CETES recommande le jalonnement suivant pour la prochaine DMTG. La réponse à la directive du CETES sur les options pour l'établissement de tarifs moyens devrait être fournie dans la partie 1 d'une phase distincte d'une demande aux fins de la considération des besoins en revenus et des mécanismes d'établissement de tarifs moyens. Les besoins en revenu et le mécanisme d'établissement de tarifs moyens approuvés par le CETES lors de la phase I serviront alors de base à l'allocation des coûts aux classes de consommateurs et à la conception des tarifs lors de la phase II de la demande. Ainsi, le CETES enjoint à la SÉQ de respecter le jalonnement des procédures précédent lors de la prochaine DMTG.

Résumé de la réponse de la SÉQ : La SÉQ a présenté une approche approuvée de la conception des tarifs dans la section 6.1.13, ci-dessus. La SÉQ s'attend à ce que la phase II de la demande pourrait être complétée environ six mois après la réception d'un rapport final du CETES sur la phase I de la demande de la SÉQ.

Conclusions du CETES :

Cette question est traitée dans la section 12.1 de ce rapport.

11.13 DÉPÔTS DES CLIENTS

Directive : Le CETES enjoint à la SÉQ de se pencher sur l'applicabilité et la faisabilité d'investir à court terme les dépôts des clients dans des effets commerciaux au moment de la prochaine DMTG. Par le fait même, la SÉQ devrait déterminer le taux d'intérêt approprié à verser sur les dépôts des clients et le traitement approprié des dépôts dans le fonds de roulement.

Résumé de la réponse de la SÉQ : La SÉQ soutient que les dépôts des clients sont des montants relativement petits, allant de 150 $ à 300 $. Les taux d'intérêt quotidiens sont plus appropriés pour ces montants que les taux provenant d'investissements à court terme dans les effets

commerciaux. La SÉQ dépose les dépôts de garantie dans le compte des recettes de la Société, et ils servent de flux de trésorerie pour les opérations. D'après la SÉQ, les frais de gestion de l'utilisation de ces dépôts dans des investissements à court terme dans des effets commerciaux l'emporteraient sur tout avantage potentiel aux consommateurs. La SÉQ s'est penchée sur la question, et les options d'investissements possibles sont présentées en annexe F. Cependant, la SÉQ ne propose aucun changement à ses pratiques portant sur les dépôts des clients.

Dans *URRC.QEC-47*, la SÉQ remarque que la 5.9 des conditions de la prestation des services de la Société l'oblige à verser un intérêt simple sur les dépôts de garantie, à partir de la date où le dépôt est versé, à un taux d'intérêt annuel égal au taux d'intérêt des comptes d'épargne à intérêt quotidien en vigueur à la fin de chaque mois, tel que publié par la Canadian Imperial Bank of Commerce. De tels intérêts seront versés chaque mois au compte du dépôt de garantie du client pour chaque mois où la Société détient ce dépôt de garantie.

La SÉQ mentionne qu'elle révise actuellement ses procédures et pratiques portant sur le versement d'intérêts sur les dépôts, afin d'assurer que les conditions de la prestation des services sont appliquées de façon constante. La SÉQ recherche aussi des moyens d'automatiser le calcul des intérêts et leur application aux dépôts des clients.

Conclusions du CETES :

Le CETES reconnaît les efforts de la SÉQ visant à assurer que les registres des dépôts et le calcul des intérêts sont tenus à jour. La SÉQ reçoit instruction de faire une mise à jour sur ce dossier lors de la prochaine DMTG.

11.14 FRAIS DE RACCORDEMENT AU SERVICE

Directive : Le CETES enjoint à la SÉQ de se pencher sur la base des frais de raccordement au service au moment de la prochaine DMTG.

Résumé de la réponse de la SÉQ : La SÉQ se penchera sur les questions portant sur les frais de raccordement au service dans le cadre de la phase II de la demande.

Conclusions du CETES :

Le CETES consent à ce que ces questions soient traitées dans le cadre de la phase II de la demande.

11.15 STATISTIQUES ET MESURES DE FIABILITÉ

Directive : Le CETES enjoint à la SÉQ d'immédiatement entreprendre la cueillette de statistiques trimestrielles, par région et par communauté, tant pour les pannes prévues qu'imprévues, et de déposer les statistiques recueillies au moment de la prochaine DMTG.

Directive : Le CETES enjoint à la SÉQ de recommander des mesures cibles de fiabilité tenant compte des normes de l'industrie, au moment de la prochaine DMTG.

Résumé de la réponse de la SÉQ : La Société a entrepris la cueillette de statistiques trimestrielles tant pour les pannes prévues qu'imprévues, conformément aux directives ci-dessus. Les statistiques trimestrielles et le rapport par région et par communauté tant pour les pannes prévues qu'imprévues pour la période 2005/06 à 2008/09 sont présentés en annexe G.

Conclusions du CETES :

Cette question est traitée dans la section 12.2 de ce rapport.

11.16 PLAINTES DES CLIENTS

Directive : La SÉQ reçoit instruction d'établir un registre des plaintes afin d'y inscrire et de catégoriser chaque plainte de clients et d'indiquer comment chaque plainte a été résolue.

Résumé de la réponse de la SÉQ : La SÉQ s'emploie à offrir un excellent service à ses clients. Afin de s'assurer que les commentaires des clients sont font l'objet d'un suivi, la SÉQ a mis en place le protocole de suivi des commentaires suivant :

> Un numéro de téléphone 1-800 a été établi et est publié sur chaque facture de services des clients, dans la note suivante : « SI VOUS AVEZ DES QUESTIONS, VEUILLEZ APPELER LE 1-866-710-4200 ». Afin d'assurer un suivi adéquat des commentaires des clients, la SÉQ a mis la procédure suivante en place :
>
> La SÉQ a affecté une personne du bureau de Baker Lake qui sera responsable du registre des plaintes. C'est notre première réaction à la plainte d'un client.
>
> La réceptionniste répond au numéro 1-800. Si un client désire formuler une plainte et demande à parler à une personne en particulier, la réceptionniste transmettra l'appel. Cette personne inscrira la plainte au registre, ainsi que des commentaires sur la plainte et sur la façon dont elle traitée et résolue. La réceptionniste en transmettra alors une copie au coordonnateur des plaintes (ci-dessus), qui l'inscrira aussi au registre. Ce formulaire est disponible sur l'Intranet.
>
> Si un client appelle et ne demande pas à parler à une personne en particulier, la réceptionniste transmettra l'appel directement au coordonnateur des plaintes du Service à la clientèle, qui suivra la procédure ci-dessus et aidera à régler le problème ou à traiter la plainte.
>
> Cette procédure a été mise par écrit et a fait l'objet d'une discussion avec le personnel, et fait maintenant partie de nos responsabilités de tous les jours.
>
> Le « Formulaire de plaintes des clients » est présenté en annexe H.

Conclusions du CETES :

Le CETES est d'avis que la SÉQ s'est conformée à cette directive.

11.17 MESURES DE LA QUALITÉ DU SERVICE ET ÉTABLISSEMENT DES RAPPORTS

Directive : Le CETES enjoint à la SÉQ d'appliquer les mesures de la qualité du service ci-dessus et rapporter les niveaux de qualité du service et les niveaux de satisfaction des clients, aussitôt que possible, et, en tout état de cause, au plus tard le 1er avril 2006.

Directive : La SÉQ reçoit instruction de présenter un rapport au CETES sur les mesures de la qualité du service et de la satisfaction des clients ayant été mise en place et sur le moment de leur mise en place au moment de la prochaine DMTG.

Directive : La SÉQ reçoit aussi instruction de recommander des objectifs de rendement et des mesures de qualité du service tenant compte des normes de l'industrie, au moment de la prochaine DMTG.

Résumé de la réponse de la SÉQ : La SÉQ indique qu'elle comprend l'importance de mesurer la qualité du service et de l'établissement des rapports. Jusqu'à maintenant, la SÉQ n'a pas entrepris ou mis en place de programmes de contrôle et d'établissement de rapports sur la qualité du service comme envisagé par le CETES. La SÉQ entend entreprendre une étude initiale des mesures et des rapports établis par les autres entreprises de service du Nord et, se basant sur les conclusions tirées, examinera la possibilité d'élaborer un plan de mesure de la qualité du service.

Conclusions du CETES :

Cette question est traitée dans la section 12.4 de ce rapport.

11.18 ÉTUDE DU COÛT DU CHAUFFAGE À DISTANCE

Directive : Le CETES enjoint à la SÉQ de préparer une étude, au moment de la prochaine DMTG, des coûts globaux attribuables au chauffage à distance et des coûts globaux attribuables aux clients du service d'électricité dans les communautés où le service de chauffage à distance est offert.

Résumé de la réponse de la SÉQ : La SÉQ a élaboré l'approche suivante pour la phase I de cette DMTG permettant de distinguer les charges liées au chauffage à distance des besoins en revenus liés aux opérations de production d'électricité :

- Le chauffage à distance, ou actifs de chaleur résiduelle, a été encodé séparément dans le code de comptes de la SÉQ. Les actifs de chaleur résiduelle ont été exclus du calcul des tarifs de base de la SÉQ;
- La SÉQ a préparé des estimations des charges de fonctionnement et entretien liées aux opérations de chaleur résiduelle pour 2010/11. Ces montants ont été exclus du calcul des besoins en revenus de la SÉQ, présentés dans le tableau 6.6.

Conclusions du CETES :

Le CETES a examiné l'allocation des coûts pour la fonction de chauffage à distance proposée par la SÉQ et accepte la proposition de la SÉQ aux fins de ce rapport.

11.19 TRAITEMENT DES FUTURS CLIENTS INDUTRIELS

Directive : Le CETES considère aussi, conformément aux pratiques dans d'autres ressorts, que les revenus et les coûts découlant des contrats industriels devraient être inclus dans les besoins en revenus et les recettes de la Société et devraient faire l'objet d'un examen lors des prochaines DMTG de la SÉQ. Le CETES croit que les tarifs à forfait établis avec les grands clients industriels devraient refléter les principes d'origines des coûts, notamment une allocation de

partage des coûts. La SÉQ reçoit instruction de refléter les principes susmentionnés dans tout dépôt futur et dans les arrangements contractuels avec les grands clients industriels.

Résumé de la réponse de la SÉQ : En ce moment, la SÉQ n'a aucun client industriel et ne prévoit pas en avoir au cours de l'exercice de référence.

Conclusions du CETES :

Le CETES est d'avis que les principes ci-dessus devraient servir à guider l'établissement de tarifs industriels futurs, le cas échéant. La SÉQ reçoit instruction de rappeler cette directive lors de la prochaine DMTG.

12.0 AUTRES QUESTIONS

12.1 PROCÉDURES DE LA PHASE II

En ce qui a trait aux questions portant sur la phase II, la SÉQ remarque que la plupart des entreprises de service de la Couronne au Canada ont des structures tarifaires qui normalisent les tarifs du service dans toute leur zone desservie (tant interconnectée que non) pour une portion minimum de l'énergie utilisée par chaque client. La SÉQ indique qu'elle a choisi d'examiner deux mécanismes d'établissement de moyennes de tarifs potentiels, dont la mise en place se ferait à la phase II de la demande de majoration tarifaire :

Transition vers des tarifs normalisés pour tout le territoire – Cela implique une transition vers une échelle tarifaire unique pour tous les clients dans une même classe tarifaire.

Tarifs établis par communauté et mécanisme de normalisation basé sur les immobilisations et les actifs — Similaire à la méthode utilisée pour la mise en place des ajustements tarifaires de novembre 2005.

La SÉQ indique qu'elle a pris trois principaux critères en considération lors de l'évaluation des mécanismes ci-dessus :

> **L'équitabilité envers les consommateurs :** De l'avis de la SÉQ, l'accès à l'électricité est un besoin de base pour les consommateurs au Nunavut. Des tarifs normalisés refléteraient mieux le rôle de l'électricité au Nunavut.
> **La conformité avec les autres ressorts :** Selon l'examen qu'elle a mené, la SÉQ remarque que la plupart des entreprises de service de la Couronne réglementées au Canada ont une forme ou une autre de tarifs normalisés pour une portion minimum de la charge des clients. En revanche, la SÉQ n'a pas connaissance d'autres entreprises de service réglementées de la Couronne ayant en place un tarif semblable au mécanisme de normalisation basé sur les immobilisations.
> **L'aptitude administrative à la mise en place :** En ce moment, le système comptable de la SÉQ ne permet pas de faire le suivi de coûts communs (comme le traitement des postes d'ingénieurs situés à Iqaluit) séparément des coûts spécifiques aux centrales (comme les postes d'opérateurs des installations situés à Iqaluit). Cela impose une restriction importante à l'aptitude de la SÉQ à effectuer une étude du coût de service orientée sur la communauté. De l'avis de la SÉQ, le coût de mener une étude du coût de service orientée sur la communauté serait prohibitif et ne serait d'aucun avantage important aux consommateurs.
> **Signaux de prix aux consommateurs :** Il est généralement reconnu que les tarifs spécifiques par communautés envoient des signaux de prix forts aux consommateurs. Cela est toutefois utile uniquement si les consommateurs ont la capacité de réagir à un signal de prix.

La SÉQ indique que sa conception tarifaire de choix serait une transition vers des tarifs normalisés pour tout le territoire.

Quelle que soit la conception tarifaire retenue, la SÉQ remarque que les augmentations de besoins en revenus, sollicitées dans cette demande rendent irréaliste d'entreprendre de normaliser les tarifs tout en mettant en place des niveaux de tarifs globalement plus élevés. La SÉQ cherche donc à obtenir une recommandation du CETES au ministre responsable à l'effet de quoi la SÉQ, dans le cadre de la phase II de sa demande de majoration tarifaire, d'élaborer un plan de transition vers des tarifs normalisés pour tout le territoire.

En ce qui a trait au calendrier de la phase II de la demande, la SÉQ indique que :

- Entreprendre une étude du coût du service est une initiative d'envergure et la SÉQ n'a jamais mené une telle étude auparavant. La SÉQ devra vraisemblablement retenir les services de consultants pour aider à développer une étude du coût du service;

- Les ressources humaines limitées des services réglementaires de la SÉQ seront accaparées par les questions liées aux procédures de la phase I jusqu'au dépôt d'un rapport final sur la phase I;
- La SÉQ s'attend à ce que des recommandations du CETES portant sur la phase I de la demande influencent l'élaboration de l'étude du coût du service et de la phase II de la demande.

En fonction de quoi la SÉQ maintient que le dépôt de la phase II se fera au plus tôt six mois après la réception d'un rapport final sur la phase I de sa demande.

La SÉQ indique qu'elle élaborera des propositions de modification au programme de rabais au cours de la période de transition afin d'atténuer la pression causée par les tarifs dans le cadre de la phase II de sa demande. Le but de ces modifications serait d'éviter aux clients domestiques de subir d'impact tarifaire sur la portion subventionnée de l'électricité qu'ils consomment en raison de la transition vers les tarifs normalisés. La SÉQ s'attend à pouvoir élaborer une proposition qui ne se répercuterait pas sur les coûts du programme de subvention du GN. La SÉQ reconnaît qu'il reviendrait toutefois au GN de s'assurer d'apporter, en temps opportun, les modifications nécessaires au programme de rabais [*URRC.QEC-44*].

La SÉQ soutient qu'il serait approprié que le CETES inclue à son rapport au ministre responsable des recommandations portant sur des décisions politiques reliées pouvant aider la transition vers des tarifs normalisés pour tout le territoire, comme des modifications au programme de rabais actuel, et un plan de transition contenant possiblement un plafond du niveau de rajustement des tarifs pouvant être effectués en une année [*URRC.QEC-72*].

Étant donné les circonstances uniques du Nunavut (absence de projets hydroélectriques, aucune communauté reliée, coûts de fonctionnement plus élevés), la BRCC soutient que le CETES devrait enjoindre à la SÉQ de mener une évaluation complète des deux mécanismes de normalisation des tarifs (transition vers des tarifs normalisés pour tout le territoire et tarifs établis par communauté et mécanisme de normalisation basé sur les immobilisations et les actifs) et à présenter les conclusions détaillées de cette évaluation lors de sa prochaine demande de majoration tarifaire.

La QC prend note que la SÉQ reconnaît être incapable d'assurer un suivi des coûts communs et d'imputer ces coûts à chaque communauté. La QC soutient que cette raison est utilisée pour justifier le besoin d'une tarification fixe à la grandeur du territoire. Dans ce cas, qui couvre ces coûts? Les consommateurs d'Iqaluit ont-ils un tarif de base couvrant les coûts de l'administration de l'entreprise, puisque les bureaux administratifs sont situés à Iqaluit? Ces coûts sont-ils imputés aux communautés où les bureaux sont situés?

La QC soutient que l'imputation de coûts est une pratique d'affaires courante et qu'il existe des formules permettant de mettre au clair ces assignations, quel que soit le système comptable en place.

La QC soutient aussi qu'elle n'est pas encore persuadée qu'un tarif unique pour tout le territoire est une option si profitable pour la phase II. Si cette option est attirante politiquement et « plus facile » à administrer, elle n'est pas une panacée. La QC attend avec intérêt des consultations exhaustives à ce sujet au cours des procédures.

Conclusions du CETES :

Le CETES prend note du soutien pour le maintien des tarifs établis par communauté exprimé par de nombreuses parties au cours de ces procédures. Le CETES prend aussi note des autres options étudiées par la SÉQ.

Ainsi, la SÉQ reçoit instruction de déposer les approches suivantes dans le cadre de la phase II de sa demande, afin qu'elles soient évaluées :

- Étude du coût du service et conception tarifaire basée sur le coût de la prestation de services par communauté;
- Étude du coût du service et conception tarifaire basée sur des zones d'immobilisations supposant la normalisation des coûts liés aux immobilisations par région ou zone. La SÉQ devrait justifier le regroupement de communautés en une zone;
- Étude du coût du service et conception tarifaire basée sur des tarifs uniformes pour tout le territoire.

Les documents déposés pour la phase II devraient tenir compte des avantages et désavantages de chaque approche et identifier l'approche privilégiée par la SÉQ, ainsi que les raisons de ce choix. Conjointement avec les propositions de conception tarifaire, la SÉQ devrait se pencher sur la conception d'un programme de subvention et sur ses répercussions sur les consommateurs, par classe tarifaire et par communauté. La réponse à cette directive devrait être déposée dans les 150 jours suivant la date de ce rapport.

Afin d'orienter la SÉQ dans la préparation des études du coût du service, le CETES remarque que :

- La préparation d'études du coût du service comporte plusieurs étapes, dont la codification des coûts en diverses fonctions, la classification des coûts codifiés en catégories comme les clients, la demande, ou l'énergie, et l'attribution des coûts aux différentes classes tarifaires. Une étude de la charge du réseau est habituellement requise afin de déterminer les facteurs de répartition de la demande par classe tarifaire, et des études de pondération pourraient aussi être requises pour attribuer les coûts de facturation et d'assistance à la clientèle entre les classes tarifaires. Pour la plupart des principes et les renseignements sur les communautés, la SÉQ pourra utiliser la dernière étude du coût du service menée par la SÉTNO avant la division, en mettant à jour toute méthode ou tout facteur d'attribution nécessaire, afin de refléter les changements aux circonstances, s'il y a lieu.

- Selon le CETES, une fois que les études du coût du service par communauté sont préparées, les autres études du coût du service susmentionnées supposent le regroupement des coûts établis pour les communautés. Leur préparation ne requerrait donc pas d'investissement considérable d'efforts et de temps.

12.2 FIABILITÉ DU SERVICE

LA SÉQ indique que la Société a entrepris de recueillir des statistiques trimestrielles tant pour les pannes prévues qu'imprévues, conformément à la directive présentée dans la section 11.15 de

ce rapport. Les statistiques trimestrielles et le rapport par région et par communauté tant pour les pannes prévues qu'imprévues pour la période 2005/06 à 2008/09 sont présentés en annexe G.

La SÉQ mentionne que les rapports sur les pannes prévues et imprévues sont utilisés pour déterminer le total réel de temps de panne pour chaque communauté. Les statistiques portant sur les pannes imprévues sont utilisées pour cibler des installations pour les centrales présentant un total de temps de panne anormalement élevé. Ces renseignements sont par la suite utilisés pour donner lieu à la réparation ou au remplacement des installations potentiellement défectueuses. Les comparaisons entre années peuvent être utilisées pour évaluer l'efficacité des programmes d'entretien préventif et d'entretien anticipé. La partie des rapports portant sur les pannes prévues est utilisée comme outil de suivi de l'entretien, tant correctif que préventif.

La SÉQ qu'elle élabore un rapport détaillé pour chaque panne après chaque événement. Chacun de ces rapports est produit par le personnel sur place au moment de la panne, en fonction de la communauté, et est immédiatement distribué au superviseur approprié pour réagir à la situation, si nécessaire. Les rapports détaillés sont transmis au superviseur de l'entretien et au directeur des Opértations. Des rapports sommaires sont présentés au conseil d'administration de façon trimestrielle. Les rapports sont par la suite rendus disponibles pour tout le personnel, sur l'Intranet [*URRC.QEC-48(a)* et *(b)*].

La SÉQ indique qu'elle est membre de la Canadian Off Grid Utility Association, COGUA. Les membres de cette association comprennent toute entreprise de service ayant des centrales électriques autonomes au diesel en milieu isolé. La SÉQ indique qu'elle compare ses statistiques sur la fiabilité à celles des autres membres de la COGUA.

Conclusions du CETES :

Le CETES prend acte de l'utilisation des statistiques sur la fiabilité et les rapports sur les pannes dans la planification et d'autres processus de prise de décision du personnel de la SÉQ.

Le CETES prend aussi note de l'affirmation de la SÉQ qu'elle est membre de la COGUA et qu'elle compare ses statistiques sur la fiabilité à celles des autres membres de la COGUA. La SÉQ reçoit instruction de fournir des statistiques comparatives sur la fiabilité de la SÉQ comparativement aux autres membres de la COGUA dans le cadre de la prochaine DMTG.

12.3 SÉCURITÉ

La SÉQ indique qu'elle compile des statistiques sur la fréquence et la sévérité des blessures. En ce qui a trait aux initiatives de sécurité de la Société, la SÉQ a créé le poste de spécialiste de la sécurité, dont les responsabilités comprennent :

- L'examen et la mise à jour du manuel de sécurité et du manuel des règles de sécurité de la Société;
- La coordination de la formation et des ateliers sur les procédures et les pratiques de la sécurité au travail.

La SÉQ indique qu'elle mène régulièrement des inspections de sécurité dans toutes ses centrales électriques. En 2009/10, la SÉQ a complété avec succès une vérification *Safe Advantage* de la Commission des accidents du travail (CAT) du Nunavut. La vérification *Safe Advantage* pour 2010/11 aura lieu tôt en 2011 [*URRC.QEC-49*].

Conclusions du CETES :

Bien que des statistiques sur les accidents du travail sont compilées, le CETES remarque que la Société n'a pas fourni d'observations portant sur des statistiques comparatives de l'industrie portant sur la sécurité des travailleurs. La SÉQ reçoit instruction de fournir de telles statistiques dans le cadre de sa prochaine DMTG.

12.4 MESURES DE LA QUALITÉ DU SERVICE

La SÉQ indique qu'elle a établi un protocole de suivi des plaintes des clients. La SÉQ indique aussi qu'elle comprend l'importance de mesurer la qualité du service et d'établir des rapports sur celle-ci. À ce jour, la SÉQ n'a toutefois pas développé ou mis en place un programme de suivi de la qualité du service et d'établissement de rapports sur la qualité du service, comme envisagé par le CETES. La SÉQ planifie d'entreprendre une étude initiale des mesures et de l'établissement de rapports réalisés par d'autres entreprises de service du Nord et, en fonction des conclusions qui seront tirées, considérera d'élaborer un plan de mesures de la qualité du service.

La NTI soutient que la plupart des entreprises de service compilent un certain nombre de mesures permettant d'évaluer leur performance comparativement aux normes de l'industrie. La NTI prend note de la directive du CETES, datant de la DMTG de 2004/05, demandant l'établissement de mesures de la qualité du service. La NTI indique que l'importance des normes de l'industrie ne réside pas uniquement dans l'analyse comparative, mais aussi dans la mesure du progrès de la Société vers l'atteinte de ces normes. Cela peut prendre des années avant de constater un progrès, mais aucune mesure n'est établie, la Société avance à tâtons.

La QC remarque que la SÉQ admet qu'elle n'a pas mis en place de plan de mesures de la qualité du service, contrairement à la directive de leur organisme de réglementation. Les premières mesures devaient être établies en 2006, et nous voici en 2001 et rien n'a encore été accompli en ce sens. Ils indiquent maintenant vouloir mener une étude initiale des méthodes de mesures des autres entreprises de service; sans pour autant affirmer qu'ils mèneront cette étude eux-mêmes.

La QC soutient qu'en dépit d'en admettre l'importance, le défaut d'avoir rempli cette obligation est une infraction répétée d'une directive du CETES et ne projette pas une image positive de la Société. Il s'agit de plus d'une mauvaise décision d'un point de vue d'affaires, et met en doute la crédibilité et la respectabilité de l'administration de la SÉQ.

Conclusions du CETES :

Le CETES prend note de l'affirmation de la SÉQ voulant qu'elle élabore actuellement un système de mesures de la qualité du service et qu'elle prévoit être à même de le mettre en place d'ici février 2011.

Le CETES est d'avis que les mesures de la qualité du service devraient être globales et inclure des mesures portant sur la facturation et sur l'assistance à la clientèle, y compris le traitement des plaintes des clients. La SÉQ reçoit instruction de consulter ses clients lors de la conception et de l'élaboration des mesures de la qualité du service et de mettre ceux-ci en place sans retard déraisonnable.

13.0 RÉSUMÉ DES DIRECTIVES

Le CETES recommande que la SÉQ reçoive instruction de se conformer aux directives contenues dans ce rapport et résumées ci-dessous :

1. Si les prévisions de revenus pour une année prospective sont plus élevées ou plus faibles que le taux de rendement des capitaux propres plus ou moins 200 points de base, une demande de majoration tarifaire devrait être déclenchée par la SÉQ. Le CETES croit que des DMTG déclenchées par ce mécanisme devraient être soumises avant le début de l'exercice de référence approprié, afin de se conformer au principe de l'exercice de référence futur. La SÉQ reçoit ainsi instruction de se conformer aux obligations ci-dessus pour déclencher ses demandes de majoration tarifaires futures.

2. Le CETES enjoint à la SÉQ d'identifier et de développer des mesures de GAD et d'autres programmes de conservation, dans le but de compenser une partie de la croissance de la demande prévue au cours des 5 ou 10 prochaines années.

3. De plus, le CETES demande à la SÉQ d'examiner la possibilité d'aider les consommateurs à mieux gérer leur consommation d'électricité. Cela pourrait comprendre l'éducation des consommateurs, ainsi qu'une conception tarifaire visant à promouvoir une utilisation saine de l'énergie. De plus, une réévaluation de la conception des

programmes de subventions serait appropriée pour sensibiliser les consommateurs et les rendre responsables de leurs décisions de consommation.

4. À cette fin, le CETES enjoint à la SÉQ d'examiner le dossier des approches de financement différentes comme cela a été suggéré au cours de ces procédures, et de déposer un rapport à ce sujet au moment de la prochaine DMTG.

5. Ainsi, le CETES enjoint à la SÉQ de développer et de mettre en place une politique écrite sur la capitalisation des frais administratifs, et de soumettre cette politique au CETES au moment de la prochaine DMTG.

6. En ce qui concerne la suggestion de la SÉQ que l'utilisation d'un seul prix moyen pondéré du carburant (tant prévu que réel) et d'un seul rendement énergétique moyen pondéré du carburant devrait permettre d'alléger le fardeau administratif de la gestion du fonds de stabilisation des prix du carburant et de simplifier le processus d'examen, le CETES est d'avis que ce sujet devrait être traité dans la phase II du processus. Conséquemment, la SÉQ reçoit instruction d'élaborer sur ce sujet dans présentation de la phase II.

7. La SÉQ reçoit donc instruction de rapporter la répartition dans le temps et les résultats des initiatives mises de l'avant pour améliorer le rendement en carburant au moment de présenter sa prochaine DMTG.

8. Le CETES est d'avis que les dépenses majeures liées aux remplacements et à la modernisation des immobilisations dont les bénéfices s'étendent au-delà de l'exercice de référence devraient être capitalisées pour l'établissement des tarifs, afin de refléter adéquatement l'établissement du seuil de rentabilité. Ainsi, la SÉQ reçoit instruction d'évaluer sa politique de capitalisation portant sur l'entretien des immobilisations sous l'angle de ces commentaires, et d'apporter des modifications à sa politique de capitalisation et aux estimations des paramètres d'amortissement lors de sa prochaine DMTG.

9. Ainsi, la SÉQ reçoit instruction de maintenir la réserve pour les préjudices et les sinistres à des fins réglementaires.

10. La SÉQ reçoit instruction d'inscrire les coûts externes réels des audiences et les charges de déplacement réelles de la SÉQ liés aux audiences dans la réserve pour les audiences sur les tarifs pour 2009/10 et 2010/11.

11. Ainsi, la SÉQ reçoit instruction de continuer de comptabiliser la valeur nette de récupération et les frais futurs d'enlèvement et de décontamination des sites dans les taux d'amortissement et les charges annuelles d'amortissement, aux fins de la réglementation. Avec cette approche, toute perte ou tout gain lié à la valeur nette de récupération ou aux frais d'enlèvement devrait être inscrit au compte d'amortissement cumulé approprié, aux fins de la réglementation.

12. Ainsi, la SÉQ reçoit instruction de mener une étude d'amortissement, à temps pour la prochaine DMTG, qui fournira une évaluation réaliste des coûts d'enlèvement et de décontamination des sites. La SÉQ devra inclure ces coûts et estimations pour la valeur nette de récupération, positive ou négative, par compte, dans les taux d'amortissement.

13. Le CETES remarque que les pourcentages de pertes prévus des communautés de Resolute Bay, à 16,3 %, et de Grise Fiord, à 13,2 %, sont exceptionnellement élevés. La SÉQ reçoit instruction de s'attaquer à ces pertes en lignes exceptionnelles et d'indiquer comment elles ont été résolues au moment de déposer la prochaine DMTG.

14. La SÉQ n'a pas fait de demande portant spécifiquement sur l'intégration du SSPC dans la présente demande et le CETES considère que la consolidation du SSPC de 4,68 ¢ le kWh avec les tarifs de base devrait faire partie de la phase II des procédures, portant sur la structure tarifaire, moment où les consommateurs devraient être expressément informés de la proposition de la SÉQ. Le CETES enjoint à la SÉQ de faire la demande de consolider le SSPC avec les tarifs de base à ce moment.

15. Le CETES est d'avis que les principes ci-dessus devraient servir à guider l'établissement de tarifs industriels futurs, le cas échéant. La SÉQ reçoit instruction de rappeler cette directive lors de la prochaine DMTG.

16. Ainsi, la SÉQ reçoit instruction de déposer les approches suivantes dans le cadre de la phase II de sa demande, afin qu'elles soient évaluées :

- Étude du coût du service et conception tarifaire basée sur le coût de la prestation de services par communauté;
- Étude du coût du service et conception tarifaire basée sur des zones d'immobilisations supposant la normalisation des coûts liés aux immobilisations par région ou zone. La SÉQ devrait justifier le regroupement de communautés en une zone;
- Étude du coût du service et conception tarifaire basée sur des tarifs uniformes pour tout le territoire.

Les documents déposés pour la phase II devraient tenir compte des avantages et désavantages de chaque approche et identifier l'approche privilégiée par la SÉQ, ainsi que les raisons de ce choix. Conjointement avec les propositions de conception tarifaire, la SÉQ devrait se pencher sur la conception d'un programme de subvention et sur ses répercussions sur les consommateurs, par classe tarifaire et par communauté. La réponse à cette directive devrait être déposée dans les 150 jours suivant la date de ce rapport.

17. La SÉQ reçoit instruction de fournir des statistiques comparatives sur la fiabilité de la SÉQ comparativement aux autres membres de la COGUA dans le cadre de la prochaine DMTG.

18. Bien que des statistiques sur les accidents du travail sont compilées, le CETES remarque que la Société n'a pas fourni d'observations portant sur des statistiques comparatives de l'industrie portant sur la sécurité des travailleurs. La SÉQ reçoit instruction de fournir de telles statistiques dans le cadre de sa prochaine DMTG.

19. La SÉQ reçoit instruction de consulter ses clients lors de la conception et de l'élaboration des mesures de la qualité du service et de mettre ceux-ci en place sans retard déraisonnable.

14.0 RECOMMANDATIONS DU CETES AU MINISTRE RESPONSABLE

Les recommandations suivantes sont formulées et transmises au ministre responsable :

1. Le CETES conclut que le gouvernement du Nunavut pourrait enclencher un dialogue légitime avec le gouvernement du Canada afin de s'entendre sur une aide financière pour l'amélioration et l'expansion des installations de production d'électricité de la SÉQ. Le CETES recommande au GN, conjointement avec la SÉQ, et peut-être la NTI, d'examiner cette approche permettant de faire face à quelques problèmes dont il a hérité qui se répercutent sur les besoins actuels en infrastructure de la SÉQ.

2. Prenant note que la SÉQ n'a pas déposé sa demande de majoration tarifaire générale au moment opportun, soit avant le début de l'exercice de référence, comme prescrit par la loi, et prenant note que l'exercice de référence 2010/11 est presque terminé, le CETES est d'avis que le recouvrement des recettes de la base tarifaire actuelle, du SSPC actuel et des tarifs provisoires approuvés devrait être considéré comme définitif pour cet exercice. Tenter de recouvrer le manque à gagner de 2010/11 rétroactivement, en sus de l'imposition des tarifs majorés pour 2011/12, entraînerait un choc de majoration de tarifs considérable pour les consommateurs d'énergie. Ainsi, le CETES recommande que tout manque à gagner pour 2010/11 découlant d'un délai de l'entrée en vigueur des tarifs majorés soit recouvré auprès du GN plutôt que des clients de la SÉQ.

3. Le CETES enjoint à la SÉQ de maintenir le SSPC en tant qu'élément de recouvrement de coûts distinct jusqu'à l'approbation des tarifs définitifs pour 2010/11, à la suite de la phase II des procédures. De plus, le CETES recommande que la majoration provisoire de

6 % soit intégrée aux tarifs énergétiques de base, et que ces tarifs énergétiques de base ainsi établis soient majorés de 4,5 % supplémentaires le 1er avril 2011, dans le cadre de la mise en place progressive des majorations des tarifs énergétiques de base. Pour l'exercice 2012/13, le CETES recommande que les tarifs énergétiques de base de 2011/12, tels qu'établis ci-dessus, devraient être majorés de 4,43 % supplémentaires, à partir du 1er avril 2012. Le calcul de la majoration progressive en vigueur le 1er avril 2012 est présenté en annexe 1.

4. Afin d'éviter de causer d'énormes difficultés à ses clients, le CETES recommande que tout manque à gagner pour 2011/12 découlant d'un délai de l'entrée en vigueur des tarifs majorés soit recouvré auprès du GN plutôt que des clients de la SÉQ.

5. Le CETES recommande que la SÉQ reçoive instruction de se conformer aux directives contenues dans ce rapport et résumées en section 13.

AU NOM DU
CONSEIL D'EXAMEN DES TAUX
DES ENTREPRISES DE SERVICE

ORIGINAL SIGNÉ

EN DATE DU 1ER MARS 2011
RAY MERCER
PRÉSIDENT

ANNEXE 1

Annexe 1						
Demande de majoration tarifaire générale 2010/11 de la SÉQ						
Calcul du manque à gagner des revenus aux tarifs actuels						
		Demande originale	Ajustements SÉQ (Note 1)	Demande modifiée du 16 janv. 2012	Ajustements CETES	D'après le CETES
		Col. A	Col. B	Col. C	Col. D	Col. E
		000 $	000 $	000 $	000 $	000 $
1	Fonctionnement et entretien autre que le carburant	44 383		44 383	-4255	40 128
2	Carburant et lubrifiants	42 874		42 784		42 874
3	Charge d'amortissement	6721	28	6749	161	6910
4	Rendement de la base tarifaire	7195	-2	7193	-157	7036
5	Réserve pour les préjudices et les sinistres – provision (Note 4)				150	150
6	Besoins en revenus	101 173	26	101 199	-4101	97 098
7	Revenus tirés de l'électricité	72 737		72 737		72 737
8	Revenus tirés de la demande et des frais aux consommateurs	3545		3545		3545
9	Revenus des ventes	76 282		76 282		76 282
10	Revenus tirés d'autres sources (Note 5)	2146	397	2543	-397	2146
11	Total des revenus	78 428	397	78 825	-397	78 428
12	Manque à gagner des revenus aux tarifs actuels	-22745	371	22 374	3704	18 670
13	Majoration de la base tarifaire énergétique	31,27 %		30,76 %		25,67 %
14	Revenus tirés du SSPC (annualisés) (155283 mWh*0,0468)	7267		7267		7267
15	Manque à gagner net des revenus, après l'application du SSPC (L12-L14)	15 478	371	15 107	3704	11 403
16	Majoration tarifaire applicable à la base tarifaire énergétique plus le SSPC [L15/(L7+L14)]	19,35 %		18,88 %		14,25 %
CALCUL DES MAJORATIONS PROGRESSIVES						
17	Revenus tirés de la majoration provisoire de 6 % sur la base tarifaire (L7*6 %)					4364
18	Revenus énergétiques provisoires annualisés (L7+L17)					77 101
19	Pourcentage de majoration progressive annualisée applicable le 1er avril 2011 – Applicable aux revenus énergétiques, y compris la maj. prov. du 1er nov. 2011					4,50 %
20	Revenus tirés des maj. prog. annualisées applicable le 1er avril 2011 (L18*L19)					3470
21	Manque à gagner après le SSPC, la maj. prov. Nov. 2010 et maj. prog. Avr. 2011 (-L15-L17-L20)					3569
22	Pourcentage de majoration des revenus énergétiques annualisés applicable le 1er avril 2012 – applicable aux revenus énergétiques, y compris la maj. prov. 1er nov. 2011 et maj. prog. 4,5 % ([L21/(L18+L20)]					4,43 %

Annexe 1

Demande de majoration tarifaire générale 2010/11 de la SÉQ

Calcul du manque à gagner des revenus aux tarifs actuels

NOTES					
1	Les ajustements de la colonne B proposés par la SÉQ sont décrits dans la section 2.2 du présent rapport.				
2	La diminution à la colonne D comprend les éléments suivants :				000 $
	Traitements et salaires – diminution liée aux 17 apprentis	Section 8.2.1			-1739
	Traitements et salaires – Diminution heures supplémentaires	Section 8.2.1			-369
	Fournitures et services – Entretien des centrales	Section 8.2.2.1			-500
	Fournitures et services – Outils, ameublement et équipement, vêtements et équipement de sécurité, location d'édifices et formation	Section 8.2.2.2			-1086
	Déplacements et hébergement	Section 8.2.3			-400
	Charges de décontamination	Section 8.4.2			-161
	Total				-4255
3	Charges de décontamination – ajoutées à l'amortissement	Section 8.4.2			161
4	Réserve pour les préjudices et les sinistres	Section 8.3.1			150
5	Revenus tirés d'autres sources – Retrait de la subvention pour le traitement des apprentis	Section 9.4			-397
6	Modifications à la base tarifaire				2010/11 P
	Base tarifaire de mi-année, selon la SÉQ				99 130
	Ajustement du fonds de roulement dû aux changements au F & E	Section 6.6	4255 $*14,63/365		-171
	Charges de décontamination des sites – mi-année	Section 6.4	161 $/2		-81
	Base tarifaire ajustée, selon le CETES				98 879

Annexe 1

Demande de majoration tarifaire générale 2010/11 de la SÉQ

Calcul du manque à gagner des revenus aux tarifs actuels

7	Capitaux à titre gratuit (000 $)	2009/10 SÉQ	2010/11 SÉQ	2009/10 CETES	2009/10 CETES	
	Prêts sans frais du GN :					
	Solde d'ouverture	3581	3071	3581	3071	
	Émission	0	0	0	0	
	Remboursement	-510	-510	-510	-510	
	Solde de fermeture	3071	2561	3071	2561	
	Solde de mi-année	3326	2816	3326	2816	
	Réserve pour les audiences					
	Solde d'ouverture	800	736	800	736	
	Additions	100		100		
	Utilisations	-164	-836	-116	-291	
	Solde de fermeture	736	-100	784	493	
	Solde de mi-année	768	318	792	638	
	Réserve pour les préjudices et les sinistres					
	Solde d'ouverture	1050	1200	1050	1200	
	Additions	150		150	150	
	Utilisations	0	0	0	0	
	Solde de fermeture	1200	1200	1200	1350	
	Solde de mi-année [(L29+L32)/2]	1125	1200	1125	1275	
	Solde de mi-année des capitaux à titre gratuit	5219	4334	5243	4729	
8	Changements à la capitalisation et à la base tarifaire					
	Prévisions 2010/11 de la SÉQ	Capitalisation à la mi-année	Ratio de capitaux propres à la mi-année	Base tarifaire à la mi-année	Tarif d'établissement des coûts	Rendement
		000 $		000 $		000 $
	Actions ordinaires	51 102	43,82 %	43 442	9,25 %	4018
	Dette à long terme	61 173	52,46 %	52 004	6,11 %	3175
	Capitaux à titre gratuit	4334	3,72 %	3684	0,00 %	0
	Total	116 609	100,00 %	99 130	7,26 %	7193
	Prévisions 2010/11 du CETES (Notes 6 & 7)	Capitalisation à la mi-année	Ratio de capitaux propres à la mi-année	Base tarifaire à la mi-année	Tarif d'établissement des coûts	Rendement
		000 $		000 $		000 $
	Actions ordinaires	51 102	40,00 %	39 552	9,25 %	3659
	Dette à long terme	61 173	55,96 %	55 331	6,11 %	3378
	Capitaux à titre gratuit	4729	4,04 %	3997	0,00 %	0
	Total	117 004	100,00 %	98 879	7,12 %	7036
	Réduction du rendement	Section 7				-157