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 à l'intention du ministre responsable de la Société d'énergie Qulliq concernant :

Une demande de permis de projet d'immobilisation majeur pour la construction d'une nouvelle centrale à Grise Fiord

Rapport 2014-02

20 février 2014

LE CONSEIL D'EXAMEN DES TAUX DES ENTREPRISES DE SERVICES

MEMBRES	Ray Mercer	Président
	Anthony Rose	Membre
	Jimmy Akavak	Membre

PERSONNEL DE SOUTIEN

Laurie-Anne White	Directrice générale
Raj Retnanandan	Consultant

ABRÉVIATIONS

OMHS	obligation liée à la mise hors service d’une immobilisation
RMTG	requête en majoration tarifaire générale
MW	mégawatt
Modèle de GÉA	modèle de groupe électrogène autonome
AP	automate programmable
CSP	comptabilité du secteur public
SÉQ	Société d’énergie Qulliq
CETES	Conseil d’examen des taux des entreprises de services
VF	variateur de fréquence

TABLE DES MATIÈRES

1.0 CONTEXTE 5

2.0 EXAMEN DE LA DEMANDE 6

3.0 PROCESSUS 7

3.1 DEMANDE PEU IMPORTANTE OU IMPORTANTE 7

3.2 PROCESSUS DE CONSULTATION PUBLIQUE 7

4.0 EXAMEN DE LA DEMANDE 8

4.1 BESOIN DU PROJET 8

4.2 COÛTS DU PROJET 10

4.3 RÉPERCUSSIONS SUR LES TARIFS 13

4.4 CONCESSION 15

4.5 MISE HORS SERVICE 16

5.0 RECOMMANDATIONS DU CETES 18

1.0 CONTEXTE

La Société d'énergie Qulliq (SÉQ), une entreprise de services désignée, doit en vertu du paragraphe 18.1 de la *Loi sur la Société d'énergie Qulliq* (la « Loi SÉQ ») demander l'approbation du ministre responsable avant d'entreprendre un projet d'immobilisation majeur. À cet égard, le paragraphe 18.1 de la Loi SÉQ stipule :

> Définition
> (1) Pour l'application du présent article, « projet d'immobilisations majeur » s'entend d'un projet d'immobilisations dont le coût total s'élève à plus de 5 000 000 $.
>
> Projet d'immobilisations majeur
> (2) La Société ne peut entreprendre ni permettre à l'une de ses filiales d'entreprendre un projet d'immobilisations majeur, à moins d'avoir préalablement demandé au ministre de prendre un arrêté lui en accordant l'autorisation.
>
> Demande d'avis
> (3) Avant de rendre sa décision relativement à la demande d'autorisation visée au paragraphe (2), le ministre peut demander l'avis du Conseil d'examen des taux des entreprises de service, constitué sous le régime de la *Loi sur le Conseil d'examen des taux des entreprises de service*.
>
> Remise de renseignements
> (4) La Société fournit au ministre et au Conseil d'examen des taux des entreprises de service les renseignements nécessaires pour permettre au ministre de décider si l'autorisation devrait être accordée ou non.
>
> Pouvoirs du ministre
> (5) Le ministre peut :
> a) soit accorder l'autorisation d'entreprendre le projet d'immobilisations majeur, avec ou sans condition;
> b) soit la refuser.
>
> Arrêté
> (6) L'autorisation accordée par le ministre aux termes de l'alinéa 5a) est donnée sous forme d'arrêté.

Dans une lettre du 4 décembre 2013, la SÉQ a demandé au ministre responsable d'approuver un permis de projet d'immobilisation majeur pour la construction d'une nouvelle centrale dans la collectivité de Grise Fiord.

Par lettre également en date du 5 décembre 2013, le ministre responsable a demandé l'avis du CETES au sujet de la demande de la SÉQ. Le résultat de l'examen de cette demande par le CETES est présenté dans le présent rapport.

2.0 EXAMEN DE LA DEMANDE

La SÉQ demande l'approbation d'un permis pour un projet d'immobilisation de 7,9 millions de dollars pour remplacer la centrale de Grise Fiord par une nouvelle centrale qui sera à un emplacement différent.

La SÉQ a indiqué que la centrale de Grise Fiord, construite en 1963, comporte de nombreux problèmes sur le plan civil, mécanique et de ses systèmes électriques. Elle souffre de plusieurs défauts, notamment une fondation défaillante, une superstructure peu sûre et de vieux systèmes et équipements. La SÉQ a indiqué que la durée de vie habituelle d'une centrale est de 40 ans. Puisque celle de Grise Fiord a été construite en 1963, elle a dépassé sa durée de vie et doit être remplacée.

La SÉQ a indiqué que le projet proposé offre le plus bas coût d'ensemble au cours de la durée de vie de la centrale. Les coûts d'exploitation seront réduits grâce à l'installation de nouveaux groupes électrogènes à bon rendement énergétique, à des accessoires fiables munis de commandes avec variateur de fréquence (VF) pour favoriser l'économie d'énergie, à l'utilisation de systèmes de récupération de chaleur résiduelle pour le chauffage de la centrale, et à l'installation d'appareillages de connexions et de dispositifs de protection fiables sous le contrôle automatique et la surveillance d'automates programmables (AP) pour un déploiement économique de techniciens sur le terrain selon la demande.

3.0 PROCESSUS

3.1 DEMANDE PEU IMPORTANTE OU IMPORTANTE

Le paragraphe 13 (1.1) de la *Loi sur le conseil d'examen des taux des entreprises de service* stipule :

> Lorsque, de l'avis du Conseil d'examen, la demande d'approbation d'un taux ou d'un tarif proposé est peu importante, le Conseil d'examen remet au ministre responsable un rapport au plus tard 90 jours après avoir reçu du ministre la demande d'avis visée au paragraphe 12(2).

Après examen de la demande de la SÉQ, le CETES est d'avis de traiter la demande de permis de projet d'immobilisation comme une demande peu importante.

3.2 PROCESSUS DE CONSULTATION PUBLIQUE

Le CETES a procédé à la publication de la demande dans les journaux en circulation libre au Nunavut du 20 décembre 2013 au 8 janvier 2014. La publication a été affichée en ligne et le maire de Grise Fiord a reçu une lettre datée du 12 décembre 2013 pour l'aviser de la demande.

Le CETES a donné la chance au public de soumettre des commentaires par écrit au sujet de la demande de permis pour le projet d'immobilisation au plus tard à l'échéance du 24 janvier 2014. Aucune soumission écrite, commentaire ou autre, n'a été reçu de la part du public ou de toute autre partie.

La SÉQ a répondu aux demandes d'information du CETES le 17 janvier 2014.

4.0 EXAMEN DE LA DEMANDE

4.1 BESOIN DU PROJET

La SÉQ a indiqué que la production d'électricité et la charge maximale de la collectivité augmentent peu à peu. La production totale est passée de 1,099 MWh en 2008/2009 à 1,250 MWh en 2012/2013, ce qui représente un taux d'augmentation moyen d'environ 2,85 %.

La SÉQ a indiqué que la centrale existante a été conçue pour seulement trois petits groupes électrogènes. Il n'est donc pas possible d'y ajouter des systèmes ou d'en installer des plus grands. Par ailleurs, le manque d'espace dans l'immeuble empêche l'amélioration des groupes électrogènes déjà en place. La SÉQ a indiqué qu'en plus de ses problèmes de capacité, la centrale présente un certain nombre de défaillances sur le plan technique et de l'ingénierie, notamment :

1) Problème de sécurité de la centrale en cas d'inondation : les inondations saisonnières causées par les fontes estivales peuvent affecter la centrale. La sécurité de l'exploitation a fait l'objet de préoccupations majeures lors d'inondation : l'opérateur est exposé à un danger lorsqu'il doit traverser le plancher inondé pour atteindre les commandes d'arrêt d'urgence. Un niveau d'eau élevé peut atteindre les disjoncteurs des génératrices alimentées du côté charge et les ouvrir. De plus, l'eau peut s'infiltrer dans le transformateur de distribution et causer une longue panne.
2) Fondation de la centrale : après des années d'inondation, la fondation est en mauvaise condition; le niveau de l'immeuble a un écart d'environ six pouces (15 cm) d'une extrémité à l'autre. La dalle intérieure est séparée et a des fissures de deux pouces (5 cm) ou plus, sources de trébuchement. Le plancher de béton de la centrale est fissuré à divers endroits en raison de l'affaissement du plancher. Cette situation amène de graves préoccupations en matière de sécurité et d'exploitation, car elle entraîne la déformation d'installations, de tuyauteries, de structures et de connexions électriques à l'intérieur de la centrale.
3) Stabilité de l'immeuble : l'immeuble est instable en raison du dégel du pergélisol sous les fondations. L'accumulation et l'écoulement d'eau produits par la fonte estivale aggravent les problèmes de fondation.
4) Emplacement de la centrale : le site et la route d'accès semblent adéquats pour l'utilisation actuelle, mais le site n'est pas drainé. L'eau de surface produite par la fonte estivale s'écoule dans et sous l'immeuble. Cet écoulement cause de l'érosion au niveau de la base de gravier du parc de stockage.
5) Équipement de production et électrique :
Groupes électrogènes : les appareils de production d'électricité actuels sont tous des groupes électrogènes remis à neuf. Ils nécessitent des travaux de maintenance toutes les 5000 heures et des réparations majeures toutes les 20 000 heures. Ces interventions,

beaucoup plus fréquentes que la norme, entraînent des coûts d'exploitation plus élevés que la normale. De plus, les groupes principaux, G1 et G2, vibrent beaucoup, consomment beaucoup de carburant, et ont de graves fuites d'huile au niveau du bloc-moteur.

Équipement auxiliaire : le dispositif de refroidissement des moteurs et la tuyauterie, toujours en utilisation, ont largement dépassé leur durée de vie. Des problèmes d'encrassement dans la tuyauterie et l'équipement nuisent au refroidissement. Les cadres de support de l'équipement empêchent toute amélioration. Des sections non isolées de tuyau de haute température et les émissions produites par les dispositifs d'évacuation de vapeurs d'huile dans la centrale sont sources d'inquiétude de sécurité.

Appareils électriques : les appareillages de connexion, la station de service et la plupart des relais de protection sont en service depuis plus de 40 ans. Les panneaux de commande des moteurs locaux penchent à cause des fissures dans le plancher de béton. Il n'y a aucun système d'alarme-incendie système d'AP dans la centrale.

6) Système de carburant et stockage : le volume de réservoir convient au besoin de stockage actuel. Par contre, aux fins de protection environnementale, les réservoirs de carburant doivent être remplacés par des réservoirs à doubles parois munis d'un dispositif antidéversement autonome. De plus, l'érosion du gravier, causée par la fonte estivale, a produit d'importants dommages à la base du parc de stockage. De plus amples dommages à la fondation peuvent avoir des répercussions sur l'intégrité structurelle du système de stockage et nuire à la capacité de contenir un déversement de carburant, le cas échéant.

7) Espace libre dans la centrale : la centrale n'est pas suffisamment grande pour accueillir des groupes électrogènes plus volumineux que ceux déjà en place. Un conteneur maritime est utilisé pour obtenir de l'espace de stockage additionnel. De plus, il n'y a pas d'espace de bureau ou d'atelier dans la centrale. Les opérateurs sont directement exposés aux bruits environnants durant leurs travaux de surveillance et interventions de base. De plus, les travailleurs peuvent difficilement communiquer et réaliser du travail de bureau en raison du manque d'espace et du bruit excessif.

8) Aération de la centrale : le système d'aération en place semble suffisant pour les besoins actuels la plupart du temps. Il y a néanmoins des problèmes de surchauffe l'été. De plus, il n'est pas possible d'accroître la capacité d'aération pour l'adapter à l'augmentation de la production de la centrale. Tous les appareils d'aération ont dépassé leur durée de vie de dix ans.

9) Plancher et structure de l'immeuble : le plancher est fissuré en raison du mouvement de la fondation causé par les périodes de fonte. L'été, le plancher est inondé parce qu'il est sous le niveau de l'aire adjacente; l'eau et la neige inondent souvent l'immeuble. La fonte de la neige forme des flaques d'eau dans la centrale, sources de danger pour le personnel et l'équipement. [Application P6-8]

Résultats du CETES :

En tenant compte des facteurs susmentionnés et l'analyse présentée par la SÉQ, le CETES est d'avis que le besoin de la nouvelle centrale proposée existe bel et bien, et ce que cette nouvelle centrale doit être construire sur un nouveau site à Grise Fiord en 2016/2017 afin de fournir une alimentation sécuritaire et fiable en électricité.

4.2 COÛTS DU PROJET

Le coût en capital du remplacement de la centrale de Grise Fiord est évalué à 7,9 millions de dollars. Selon les plans, la capacité totale de la centrale, système d'urgence exclu, sera de 600 kW, par rapport aux 570 kW de la centrale actuelle. La SÉQ a indiqué que la capacité finale, une fois les installations réalisées, dépend des résultats des conceptions finales et des procédures de passation des marchés.

La SÉQ a fourni les renseignements suivants à propos des coûts estimés du projet :

GRISE FIORD NEW POWER PLANT PROJECT COST ESTIMATE ($000)				
Cost Category	**Budget Year Estimate**			**Total Project Estimate**
	2014/15	**2015/16**	**2016/17**	
Eng Design/Project Management	$350			350
Geotechnical Study	$50			50
Foundations / Piles		$400		400
Site Development		$250		250
Equipment Procurement		$3,200		3200
Mechanical/Electrical		$750		750
Fuel Storage System		$300		300
Shipping / Freight		$500		500
Site Fencing			$250	250
Testing/Commissioning			$150	150
Total Construction	$400	$5,400	$400	6,200
Contingency - 10%				620
QEC - Overhead at 9%				614
QEC - AFUDC at 6%				454
Total Admin Costs	$			1,688
Total Project Cost $				7,888

La SÉQ prévoit le lancement du projet au printemps ou à l'été 2014. La SÉQ indique que les premiers efforts seront axés sur la consultation de la collectivité afin de sélectionner un emplacement pour la nouvelle centrale et sur les lignes directrices de conception de la nouvelle centrale. La SÉQ prévoit la fin de la conception de la nouvelle centrale au troisième trimestre de l'exercice 2014/2015, avec les spécifications et les passations des marchés à l'étape de la

commande de matériel et des contrats de construction. La SÉQ prévoit la fin de la préconstruction de la centrale au deuxième trimestre de 2015/2016. Le travail sur le terrain commencera à l'été ou à l'automne 2015 et le matériel sera livré par pont maritime en 2016. La construction commencera au cours du deuxième trimestre de 2015/2016 et la fin des travaux est prévue au début de 2017. La SÉQ indique que la centrale actuelle continuera d'être exploitée durant la construction de la nouvelle centrale.

En 2010, la SÉQ a fait appel aux services de Wardrop Engineering pour réaliser une évaluation de l'état et une étude de planification pour la centrale. Les responsables de l'étude ont évalué les options possibles et recommandé la construction de la nouvelle centrale à un nouvel emplacement. La SÉQ indique que l'estimation des coûts pour la nouvelle centrale de Grise Fiord incluse dans la demande a été calculée selon un modèle de GÉA (le modèle de la centrale et le modèle de GÉA sont différents du modèle utilisé dans le rapport de Wardrop). La SÉQ indique qu'elle n'est pas en mesure de fournir une ventilation des coûts pour le modèle de GÉA proposé dans un format comparable au rapport Wardrop.

La SÉQ indique que l'estimation des coûts incluse dans la demande de permis pour ce projet est fondée sur l'examen d'un modèle de GÉA installé en Colombie-Britannique par la SÉQ. La SÉQ indique que des ajustements à l'estimation des coûts de BC Hydro ont été réalisés pour adapter les données aux coûts nordiques, notamment le prix des services d'entrepreneur, les salaires, l'expédition et les transports. La SÉQ indique que l'estimation des coûts comprend aussi des frais généraux et des indemnités pour les intérêts hypothétiques en capitalisation. La SÉQ souligne que l'estimation des coûts totaux du projet pour les deux modèles étudiés est plus ou moins équivalente.

La SÉQ indique qu'elle utilisera les méthodes suivantes pour garantir la réalisation du projet en respectant les spécifications de conception, le budget et les échéances :

- Un représentant de la SÉQ sera sur place aux fins de surveillance et d'inspection des étapes de construction pour garantir le contrôle de qualité, le respect des spécifications conceptuelles et la diminution des risques potentiels de dépassement du budget;

- Les directeurs de projet de la SÉQ communiqueront avec les entrepreneurs responsables de la construction tout au long du projet;
- Le service des finances de la SÉQ préparera des rapports d'analyse des écarts à intervalle régulier pour soutenir le contrôle des coûts et la gestion du projet.

Résultats du CETES :

Le CETES prend note que la demande de permis pour ce projet d'immobilisation est basée sur un modèle de GÉA autonome, alors que le rapport de Wardrop est fondé sur un modèle traditionnel de centrale. La SÉQ n'a pas comparé le modèle de GÉA au modèle traditionnel de centrale, et n'a pas fourni d'explications sur les coûts et les avantages de chacun des modèles. La SÉQ indique que les systèmes de production existants ne sont pas compatibles avec le modèle de GÉA favorisé pour la nouvelle centrale. Par contre, la SÉQ indique qu'elle enquêtera sur l'utilisation potentielle de ces systèmes à un autre endroit, selon leur état après leur mise hors service et les besoins des autres collectivités. La SÉQ n'était pas en mesure de fournir la même quantité d'explications dans son estimation des coûts de construction du modèle de GÉA relativement au rapport de Wardrop sur une centrale traditionnelle.

Le CETES est d'avis que la SÉQ aurait dû préparer une estimation des coûts du projet d'un niveau comparable au rapport de Wardrop à l'annexe C (pièce jointe A). Une estimation des coûts du projet plus riche en détail garantirait davantage son exactitude. De plus, les coûts et les avantages du modèle de GÉA, y compris la possibilité d'installer l'équipement existant ailleurs, auraient dû faire l'objet d'une documentation complète dans le cadre de la demande de permis pour ce projet d'immobilisation.

Le CETES s'attend à ce que la SÉQ fournisse un justificatif complet sur une estimation prudente des coûts de construction de la centrale de Grise Fiord en réponse aux commentaires précédents, y compris des explications sur les écarts entre un budget détaillé sur les coûts du projet, préparé avant le début de la construction, et les coûts réels au moment où l'ajout de la centrale à la base de tarification de 2016/2017 sera proposé.

4.3 RÉPERCUSSIONS SUR LES TARIFS

La SÉQ a quantifié les répercussions du remplacement de la centrale de Grise Fiord sur les tarifs dans la pièce jointe C de la demande. Le tableau suivant illustre les répercussions du remplacement de la centrale de Grise Fiord sur les tarifs si le recouvrement des coûts de la nouvelle centrale est réparti sur les ventes à l'échelle du Nunavut, auprès de tous les clients de la SÉQ :

Rate Impact Assuming Nunavut Wide Cost Recovery	
Year	Rate Increase per kwh-Before Nunavut Subsidy)
	Cents per kWh
2016/17	0.20
2017/18	0.40
2018/19	0.39
2019/20	0.37
2020/21	0.36
2021/22	0.34
2022/23	0.33
2023/24	0.31
2024/25	0.30
2025/26	0.29

Le tableau suivant illustre les répercussions du remplacement de la centrale sur les tarifs si le recouvrement des coûts de la nouvelle centrale est réparti sur les clients de Grise Fiord, selon un coût de service communautaire :

10 Year Rate Impact if New Plant Costs Recovered from Community of Grise Fiord						
Year	Incremental Revenue Requirement Per Attachment C	Generation at Grise Fiord as per Attachment C	Grise Fiord Line Losses Per 2010/11 GRA	Grise Fiord Station Service Per 2010/11 GRA	Sales at Grise Fiord	Rate Increase per kwh-Before Nunavut Subsidy)
	$000	MWh	%	%	MWh	Cents per kWh
2016/17	364	1314	13.2%	4.0%	1088	33.46
2017/18	738	1339	13.2%	4.0%	1109	66.56
2018/19	723	1364	13.2%	4.0%	1129	64.02
2019/20	709	1390	13.2%	4.0%	1151	61.60
2020/21	694	1417	13.2%	4.0%	1173	59.15
2021/22	679	1444	13.2%	4.0%	1196	56.79
2022/23	665	1471	13.2%	4.0%	1218	54.60
2023/24	650	1499	13.2%	4.0%	1241	52.37
2024/25	635	1528	13.2%	4.0%	1265	50.19
2025/26	620	1557	13.2%	4.0%	1289	48.09

De toute évidence, des deux approches, le recouvrement des coûts de remplacement de la centrale de Grise Fiord sur la collectivité entraîne des répercussions beaucoup plus grandes auprès des clients de Grise Fiord, mais ceux-ci seraient en partie atténués par le programme de subvention du Nunavut, à condition que celui-ci continue d'exister.

Résultats du CETES :

Le CETES s'attend à ce que la SÉQ soumette des propositions tarifaires pour aider à atténuer les répercussions de l'augmentation des coûts en raison du projet d'immobilisation majeur prévu pour Grise Fiord au moment où l'ajout de la centrale à la base de tarification sera proposé.

4.4 CONCESSION

La SÉQ indique qu'elle et le hameau de Grise Fiord ont discuté ensemble au sujet de la sélection du site. Le hameau a désigné une zone en amont de la zone de distribution du carburant comme emplacement de la nouvelle centrale, et a rectifié le zonage en conséquence. La SÉQ indique que le hameau de Grise Fiord a accepté de construire une route menant à cette zone. La SÉQ sera en étroites communication et collaboration avec la collectivité au cours de la planification, de la conception et de la construction de la nouvelle centrale. La SÉQ indique que les critères suivants ont été pris en compte durant la décision définitive du site :

- Espace suffisant pour la centrale et tous les immeubles et équipements nécessaires, c.-à-d. : centrale électrique, radiateurs de refroidissement, réservoirs de stockage du carburant, stockage de barils/contenants, garage de service, espaces transitoires (au besoin), infrastructure de distribution de l'électricité, stationnement pour visiteurs et employés de la SÉQ, routes d'accès pour trafic routier;
- Proximité relative au système de pipeline de carburant de la collectivité;
- Drainage efficace pour évacuer l'eau des intempéries/fontes;
- Autant que possible, emplacement loin des zones résidentielles afin de diminuer le bruit, les vibrations et les répercussions sur la qualité de l'air. [URRC QEC 1a)]

Résultats du CETES :

Le CETES est d'avis que les critères susmentionnés font preuve d'une bonne pratique d'exploitation et semblent régler les problèmes de drainage rencontrés sur le site de la centrale actuelle. Par conséquent, le CETES accepte les explications et les propositions de la SÉQ en matière de concession.

4.5 MISE HORS SERVICE

La SÉQ a indiqué qu'elle n'a pas encore élaboré un calendrier ou une estimation des coûts de mise hors service des sites de la centrale visés.

Dans le rapport 2011-01 de la RMTG, le CETES a donné les directives suivantes à la SÉQ :

> « Le CETES note que la responsabilité des passifs environnementaux en lien avec la dépollution du site ne repose pas entièrement sur la SÉQ. Dans ce sens, la SÉQ doit mener une étude d'amortissement pour la prochaine RMTG. Cette étude doit contenir une évaluation réaliste des coûts futurs de dépollution et de restauration du site. La SÉQ doit inclure ces coûts et estimations de récupération positive ou négative, par compte, dans les taux d'amortissement » [Rapport 2011-01 non traduit du CETES; page 55].

Dans sa lettre du 26 mai 2011, le ministre responsable a mentionné ce qui suit au sujet des directives ci-dessus :

> « La SÉQ doit mener une étude d'amortissement pour déterminer la nécessité ou non d'une provision d'OMHS et fournir des renseignements supplémentaires dans sa prochaine RMTG. » [Lettre non traduite du ministère responsable du 26 mai 2011, pièce 12.]

La SÉQ est d'avis que les passifs environnementaux potentiels peuvent être en partie assumés par les provisions d'obligations liées à la mise hors service d'une immobilisation (OMHS), conformément à la comptabilité du secteur public (CSP).

> Les pratiques comptables de la SÉQ sont conformes à la CSP. Par conséquent, la SÉQ n'a plus de réserve pour couvrir les coûts de dépollution et de restauration futures du site, et les coûts de mise hors service seraient considérés comme des dépenses d'exploitation et de maintenance pour l'exercice en cours. Par contre, la SÉQ comprend que la CSP ne permet pas de comptabiliser les provisions d'OMHS, en lien avec des passifs environnementaux potentiels, dans les taux d'amortissement. La SÉQ entreprendra des analyses en lien avec l'importance potentielle des passifs environnementaux et les procédés comptables relatifs à de tels passifs, et peut inclure une provision d'OMHS en lien aux passifs environnementaux dans les demandes de majoration tarifaire générale dans le futur. [CETES SÉQ 1b) et c)]

Résultats du CETES :

Le CETES prend en considération que l'intention des provisions d'OMHS conformément à la CSP est de créer un compte de passif pour couvrir les obligations légales en lien avec les coûts de restauration et de dépollution futurs du site, et d'amortir ces coûts sur la durée de vie de l'actif.

Le CETES est d'avis que la reconnaissance d'une récupération nette négative selon une méthode d'imputation axée sur l'amortissement comme précédemment utilisée par la SÉQ et la méthode d'OMHS décrite ci-dessus partagent le même objectif. Les deux approches visent à créer un fonds/compte de passif pour couvrir la restauration future du site et les coûts environnementaux, et d'amortir ces coûts sur la durée de vie de l'actif. La méthode utilisée pour calculer le montant du passif et les montants annuels d'amortissement conformément à l'OMHS est établie par la CSP, mais l'effet d'ensemble sera la création d'un passif et l'amortissement annuel des coûts. Par conséquent, le CETES réitère sa directive, décrite dans le rapport 2011-01, soit que les coûts de restauration et de dépollution du site doivent être inclus dans les taux d'amortissement annuels et les dépenses d'amortissement sont appropriées selon la CSP pour des besoins de réglementation.

Le CETES reconnaît qu'il n'est pas possible de bien cerner le passif de la SÉQ pour couvrir les coûts de restauration et de dépollution, s'il existe, avant la date de transfert de la société, auparavant une société d'État, aux territoires. Par contre, il doit être déterminé que la SÉQ sera la partie responsable de la restauration et de la dépollution du site et, dans le respect des responsabilités civiles de la SÉQ pour couvrir les coûts de restauration et de dépollution, les passifs mis de côté à cette fin doivent être inclus dans l'OMHS et les taux d'amortissement, conformément au rapport 2011-01 du CETES.

Selon le CETES, des mesures appropriées et réalisées en temps voulu pour restaurer et dépolluer le site, en vertu des lois applicables, font partie des responsabilités d'entreprise de la SÉQ et sont dans l'intérêt public. Le CETES est d'avis qu'un plan de restauration et de dépollution du site conforme aux lois applicables, comprenant notamment une estimation des coûts que la SÉQ devra payer, doit être élaboré subséquemment. La SÉQ a reçu la directive d'élaborer un plan pour traiter la mise hors service et de dépollution du site existant, ainsi que les coûts afférents, lorsque l'ajout de la nouvelle centrale de Grise Fiord à la base de tarification sera proposé.

5.0 RECOMMANDATIONS DU CETES

1. Dans l'examen des questions qui précèdent, le CETES recommande l'approbation de la demande de permis de projet d'immobilisation majeur pour la construction d'une nouvelle centrale à Grise Fiord, conformément à la demande.
2. Le CETES recommande, par prudence, que les coûts de construction du projet fassent l'objet d'un examen lorsque l'ajout de la nouvelle centrale à la base de tarification sera proposé.
3. Le CETES recommande d'ordonner à la SÉQ d'élaborer un plan pour traiter la mise hors service et de dépollution du site existant, ainsi que les coûts afférents, lorsque l'ajout de la nouvelle centrale de Grise Fiord à la base de tarification sera proposé. Le CETES recommande aussi d'inclure les coûts de restauration et de dépollution du site dans les taux d'amortissement annuels et les dépenses d'amortissement pour des besoins de réglementation.
4. Rien dans le présent rapport ne porte atteinte aux pouvoirs du CETES lors de l'examen de toutes autres questions relatives à la SÉQ.

AU NOM DU

CONSEIL D'EXAMEN DES TAUX DES ENTREPRISES DE SERVICES DU NUNAVUT

Le 20 février 2014

Raymond Mercer

Président