Le 25 mars 2024

L’honorable John Main

Ministre responsable de la Société d’énergie Qulliq

Assemblée législative du Nunavut

926, rue Sivumugiaq, 2e étage,

Iqaluit, Nunavut X0A 3H0

Monsieur le Ministre Main,

OBJET : La demande de permis pour projet d’immobilisations majeur concernant les remplacements de groupes électrogènes à Kugaaruk, Coral Harbour, Chesterfield Inlet, Whale Cove et Pond Inlet, rapport 2024-01 du Conseil d’examen des taux des entreprises de service du Nunavut.

Par l’entremise d’une lettre en date du 23 novembre 2023, la Société d’énergie Qulliq (SÉQ) a présenté au ministre en charge de la SÉQ, à des fins d’approbation, une demande de permis de projet d’immobilisations majeur pour le remplacement de groupes électrogènes dans les collectivités de Kugaaruk, Coral Harbour, Chesterfield Inlet, Whale Cove et Pond Inlet. Dans une lettre datée du 1er décembre 2023, le ministre responsable de la SÉQ a demandé l’avis du Conseil d’examen des taux des entreprises de service du Nunavut (CETES) quant à la demande de la SÉQ.

En réponse à la demande et à la requête de la ministre, vous trouverez ci-joint le rapport 2024-01 du CETES en lien avec la demande de permis pour projet d’immobilisations majeur de la SÉQ.

Nous vous remercions de l’attention que vous porterez aux présentes.



Graham Lock, vice-président

Conseil d’examen des taux des entreprises de service du Nunavut

c. c. : Premier ministre P.J. Akeeagok, ministre responsable du CETES

Anna Fowler, sous-ministre, Exécutif et Affaires intergouvernementales

Ernest Douglas, président et directeur général, Société d’énergie Qulliq

Laurie-Anne White, directrice générale, CETES

C.P. 1000, SUCC. 200, IQALUIT (NUNAVUT)  X0A 0H0, [URRC@GOV.NU.CA](mailto:URRC@gov.nu.ca) [www.CETES.gov.nu.ca](http://www.URRC.gov.nu.ca/)



**Rapport au ministre responsable de la Société d’énergie Qulliq   
à propos de la :**

**Demande de permis de projet d’immobilisations majeur   
pour le remplacement de groupes électrogènes à   
Kugaaruk, Coral Harbour, Chesterfield Inlet, Whale Cove et Pond Inlet.**

**Rapport 2024-01**

**Le 25 mars 2024**

1. RÉSUMÉ
2. La Société d’énergie Qulliq (SÉQ), à titre d’entreprise de service public désignée, est tenue, conformément au paragraphe 18.1 de la *Loi sur la Société d’énergie Qulliq*, de demander l’approbation du ministre responsable avant d’entreprendre un projet d’immobilisations majeur.
3. Le 23 novembre 2023, la SÉQ a déposé une demande au ministre responsable à des fins d’approbation du permis de projets d’immobilisations majeurs pour le remplacement de groupes électrogènes dans les collectivités de Kugaaruk, Coral Harbour, Chesterfield Inlet, Whale Cove et Pond Inlet (la Demande). Dans une lettre datée du 1er décembre 2023, le ministre a demandé l’avis du Conseil d’examen des taux des entreprises de service du Nunavut (CETES) quant à la demande.
4. Le présent rapport fait état des résultats et des recommandations de l’examen de ce dossier effectué par le CETES. En résumé, le CETES recommande :
   1. L’approbation de permis de projets d’immobilisations majeurs pour le remplacement de groupes électrogènes dans les collectivités de Kugaaruk, Coral Harbour, Chesterfield Inlet, Whale Cove et Pond Inlet, sous réserve de ce qui suit :
      1. Que, si les coûts prévus après les appels d’offres dépassent de plus de 25 pour cent les coûts proposés pour les cinq collectivités, la SÉQ soit tenue d’élaborer et de soumettre une nouvelle demande de permis pour projet d’immobilisations majeur (DPPM) au ministre responsable de la SÉQ.
      2. Que, si après les appels d’offres, la nouvelle date de mise en service proposée diffère de plus d’un an de la date de mise en service précédemment proposée pour n’importe laquelle des collectivités, la SÉQ sera tenue d’en aviser le ministre responsable de la SÉQ en temps opportun.
   2. En plus de ce qui précède, le CETES recommande ce qui suit :
      1. À la lumière des préoccupations de sécurité importantes signalées dans la DPPM de décembre 2021 quant aux centrales électriques de Kugaaruk et de Chesterfield Inlet, le CETES recommande que la SÉQ fournisse au ministre responsable de la SÉQ des rapports détaillés sur les actions explicites entreprises pour remédier aux préoccupations critiques face à la sécurité et à la fiabilité, ou à la non-conformité aux normes (code) pour assurer le bien-être de la communauté et la sécurité des travailleurs.
   3. D’autres recommandations sont incluses dans le paragraphe 6.0 des recommandations du CETES à la fin du rapport.

**CONSEIL D’EXAMEN DES TAUX DES ENTREPRISES DE SERVICE DU NUNAVUT**

**MEMBRES**

Graham Lock Vice-président

Nadia Ciccone Membre

Bill Williams Membre

**PERSONNEL DE SOUTIEN**

Laurie-Anne White Directrice générale

Wade Vienneau Consultant

**LISTE DES ABRÉVIATIONS**

|  |  |
| --- | --- |
| CETES | Conseil d’examen des taux des entreprises de service du Nunavut |
| DI | Demande d’information |
| DPPM | Demande de permis pour projet d’immobilisations majeur |
| FEA | Fonds pour l’énergie dans l’Arctique |
| GN | Gouvernement du Nunavut |
| Grp électrogène | Groupe électrogène |
| kW | Kilowatt |
| kWh | Kilowattheure |
| Loi sur laSÉQ | *Loi sur la Société d’énergie Qulliq* |
| Loi sur le CETES | *Loi sur le Conseil d’examen des taux des entreprises de service* |
| N-1 | Critères de planification N-1**[[1]](#footnote-1)** |
| PGI | Puissance garantie installée |
| PGR | Puissance garantie requise |
| PI | Puissance installée |
| RMTG | Requête de majoration tarifaire générale |
| SÉQ | Société d’énergie Qulliq |

**TABLE DES MATIÈRES**

[1.0 RÉSUMÉ 1](#_Toc179451356)

[2.0 CONTEXTE 6](#_Toc179451357)

[3.0 DÉTAILS DE LA DEMANDE 8](#_Toc179451358)

[3.1 APERÇU 8](#_Toc179451359)

[3.2 KUGAARUK 9](#_Toc179451360)

[3.3 CORAL HARBOUR 10](#_Toc179451361)

[3.4 CHESTERFIELD INLET 10](#_Toc179451362)

[3.5 WHALE COVE 11](#_Toc179451363)

[3.6 POND INLET 12](#_Toc179451364)

[4.0 PROCESSUS 14](#_Toc179451365)

[4.1 DEMANDES MAJEURES ET MINEURES 14](#_Toc179451366)

[4.2 PROCESSUS DE CONSULTATION PUBLIQUE 14](#_Toc179451367)

[5.0 EXAMEN DE LA DEMANDE 16](#_Toc179451368)

[5.1 APERÇU ET ÉTATS FINANCIERS 16](#_Toc179451369)

[5.2 KUGAARUK 18](#_Toc179451370)

[5.3 CORAL HARBOUR 19](#_Toc179451371)

[5.4 CHESTERFIELD INLET 20](#_Toc179451372)

[5.5 WHALE COVE 21](#_Toc179451373)

[5.6 POND INLET 22](#_Toc179451374)

[5.7 EXHAUSTIVITÉ DE LA DEMANDE QUANT À L’ÉVALUATION DES BESOINS ET DES OPTIONS D’INSTALLATIONS 23](#_Toc179451375)

[5.8 GÉNÉRATRICES DE SECOURS 24](#_Toc179451376)

[6.0 RECOMMANDATIONS DU CETES 26](#_Toc179451377)

1. CONTEXTE
2. La Société d’énergie Qulliq (SÉQ), à titre d’entreprise de service public désignée, est tenue, conformément au paragraphe 18.1 de la *Loi sur la Société d’énergie Qulliq* (la « Loi sur la SÉQ »), de demander l’approbation du ministre responsable avant d’entreprendre un projet d’immobilisations majeur. À cet effet, le paragraphe 18.1 de la Loi sur la SÉQ comporte les éléments suivants :

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

* + 1. 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

* + 1. 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 (CETES), constitué sous le régime de la *Loi sur le Conseil d’examen des taux des entreprises de service*.

Remise de renseignements

* + 1. La Société fournit au ministre et au CETES les renseignements nécessaires pour permettre au ministre de décider si l’autorisation devrait être accordée ou non.

Pouvoirs du ministre

* + 1. Le ministre peut :
       1. soit accorder l’autorisation d’entreprendre le projet d’immobilisations majeur, avec ou sans condition;
       2. soit la refuser.

Arrêté

* + 1. L’autorisation accordée par le ministre aux termes de l’alinéa 5(a) est donnée sous forme d’arrêté.

1. Le paragraphe 7(e) de la *Loi sur le conseil d’examen des taux des entreprises de service* (Loi sur le CETES) stipule que le CETES doit, entre autres, fournir des conseils au ministre responsable de la SÉQ concernant les demandes d’autorisation de projets d’immobilisations majeurs en vertu du paragraphe 18.1 de la Loi sur la SÉQ.
2. Le 23 novembre 2023, la SÉQ a déposé une demande au ministre responsable à des fins d’approbation du permis de projets d’immobilisations majeurs pour le remplacement de groupes électrogènes dans les collectivités de Kugaaruk, Coral Harbour, Chesterfield Inlet, Whale Cove et Pond Inlet (la Demande). Le 5 décembre 2023,**[[2]](#footnote-2)** le ministre sollicitait l’avis du CETES quant aux demandes de la SÉQ. L’examen du CETES de ces questions est présenté dans ce rapport.
3. DÉTAILS DE LA DEMANDE
   1. APERÇU
4. La SÉQ a déposé une demande de remplacement des groupes électrogènes dans cinq collectivités afin de résoudre des problèmes de fiabilité et de puissance (les détails sont fournis dans les paragraphes qui suivent). La SÉQ maintient que les remplacements sont nécessaires pour répondre aux critères de planification de la puissance, gérer les unités ayant atteint ou dépassé la durée de leur vie utile selon leur âge ou leurs heures de service et résoudre les problèmes de fiabilité attribuables au manque de disponibilité de pièces de rechange ou de remplacement.
5. La SÉQ utilise une formule de planification de la puissance garantie requise (PGR) pour ses centrales diesel selon laquelle il est possible d’atteindre 110 % de la charge de pointe prévue pour une collectivité lorsque la plus grande unité individuelle est hors service (N-1). La puissance installée totale (PI) est réduite par la plus grande unité individuelle, menant à la puissance garantie installée (PGI). La SÉQ ne prend pas en compte les unités d’urgence de la centrale électrique lors des comparaisons entre la PGR et la PGI.
6. La SÉQ estime que le coût d’achèvement du projet de remplacement des cinq groupes électrogènes est de 32,4 millions de dollars. La SÉQ affirme que les prévisions budgétaires ont été préparées en fonction de récentes expériences de détermination des prix pour des projets semblables.
7. La SÉQ estime que le remplacement des cinq groupes électrogènes nécessiterait une augmentation des besoins en revenus de 2,791 millions de dollars; 1,295 millions pour la charge d’amortissement reliée aux dépenses en immobilisations pour les remplacements, et 1,495 millions pour le rendement du taux de base additionnel (dépenses en immobilisations pour les remplacements). La SÉQ estime que l’exigence d’augmentation des besoins en revenus mènerait à une augmentation des taux de 1,47 cent/kWh à l’ampleur du territoire, en présumant que les projets seront terminés avant la fin de l’exercice financier 2026-2027.
8. La SÉQ affirme que la réalisation d’un projet de remplacement d’un groupe électrogène prend habituellement deux ans, selon les commandes de matériel nécessaires et le calendrier de construction. La SÉQ prévoit que les projets seront achevés d’ici l’exercice financier 2025-2026.
   1. KUGAARUK
9. La SÉQ affirme que Kugaaruk est située dans la région de Kitikmeot du Nunavut et que sa population était de 1 033 habitants au recensement de 2021, ce qui représente une hausse de 10,7 % par rapport au recensement de 2016. L’accès à la localité se fait principalement par transport aérien ou maritime.
10. La centrale électrique comporte trois groupes électrogènes avec une PI de 1 420 kW et une PGI de 770 kW. La SÉQ affirme que l’unité G1 a été installée en 2004 et prévoit que la centrale actuelle ne satisfera plus au critère de PGR vers environ 2025. La SÉQ a fourni des détails supplémentaires quant à l’état de la centrale électrique dans sa demande de permis pour projet d’immobilisations majeur (DPPM) de décembre 2021. La SÉQ a indiqué que la collectivité détient une génératrice de secours de 500 kW.
11. La SÉQ propose de remplacer l’unité G1 de 320 kW par une unité de 550 kW, augmentant ainsi la PI à 1 650 kW et la PGI à 1 100 kW. Selon la prévision de charge de pointe de la SÉQ, la PGI de la centrale électrique actualisée satisferait le critère de charge de pointe et de PGR dans un avenir prévisible.
12. La SÉQ a indiqué que le projet nécessite de nombreuses améliorations de la fondation et des structures de soutien, du système de carburant et de l’équipement requis pour faire fonctionner la centrale électrique de manière fiable et sécuritaire.
13. La SÉQ n’a pas fourni d’options pour remédier à la situation autre que le report du remplacement des groupes électrogènes.
14. Le coût estimatif du projet s’élève à 5,409 millions de dollars.
    1. CORAL HARBOUR
15. La SÉQ affirme que Coral Harbour est située dans la région de Kivalliq du Nunavut et que sa population était de 1 035 habitants au recensement de 2021, ce qui représente une hausse de 16,2 % par rapport au recensement de 2016. L’accès à la localité se fait principalement par transport aérien ou maritime.
16. La centrale électrique comporte quatre groupes électrogènes avec une PI de 1 560 kW et une PGI de 840 kW. La SÉQ affirme que l’unité G2 a été installée en 2005 et prévoit que la centrale actuelle ne satisfait pas au critère de PGR. La SÉQ n’a pas fourni de détails supplémentaires quant à l’état de la centrale électrique. La SÉQ a indiqué que la collectivité détient une génératrice de secours de 500 kW.
17. La SÉQ propose de remplacer l’unité G2 de 420 kW par une unité de 720 kW, augmentant ainsi la PI à 1 860 kW et la PGI à 1 140 kW. Selon la prévision de charge de pointe de la SÉQ, la PGI de la centrale électrique actualisée satisferait le critère de charge de pointe et de PGR dans un avenir prévisible.
18. La SÉQ a indiqué que le projet nécessite de nombreuses améliorations de la fondation et des structures de soutien, du système de carburant et de l’équipement requis pour faire fonctionner la centrale électrique de manière fiable et sécuritaire.
19. La SÉQ n’a pas fourni d’options pour remédier à la situation autre que le report du remplacement des groupes électrogènes.
20. Le coût estimatif du projet s’élève à 7,499 millions de dollars.
    1. CHESTERFIELD INLET
21. La SÉQ affirme que Chesterfield Inlet est située dans la région de Kivalliq du Nunavut et que sa population était de 397 habitants au recensement de 2021, ce qui représente une hausse de 9,2 % par rapport au recensement de 2016. L’accès à la localité se fait principalement par transport aérien ou maritime.
22. La centrale électrique comporte quatre groupes électrogènes avec une PI de 1 040 kW et une PGI de 640 kW. La SÉQ affirme que l’unité G1 a été installée en 2010 et prévoit que la centrale actuelle approche la fin de sa vie utile, d’après les heures de service du moteur. La centrale électrique actuelle remplit les critères de PGR. La SÉQ a fourni des détails supplémentaires sur l’état de la centrale électrique dans la DPPM de décembre 2021. La SÉQ a indiqué que la collectivité détient une génératrice de secours de 500 kW.
23. La SÉQ propose de remplacer l’unité G1 de 320 kW par une nouvelle unité de 320 kW, augmentant ainsi la fiabilité de la centrale électrique. Selon la prévision de charge de pointe de la SÉQ, la PGI de la centrale électrique actualisée, sans augmentation de la puissance, satisferait le critère de charge de pointe et de PGR dans un avenir prévisible.
24. La SÉQ a indiqué que le projet nécessite de nombreuses améliorations de la fondation et des structures de soutien et de l’équipement requis pour faire fonctionner la centrale électrique de manière fiable et sécuritaire.
25. La SÉQ n’a pas fourni d’options pour remédier à la situation autre que le report du remplacement des groupes électrogènes.
26. Le coût estimatif du projet s’élève à 5,3 millions de dollars.
    1. WHALE COVE
27. La SÉQ affirme que Whale Cove est située dans la région de Kivalliq du Nunavut et que sa population était de 470 habitants au recensement de 2021, ce qui représente une hausse de 8,0 % par rapport au recensement de 2016. L’accès à la localité se fait principalement par transport aérien ou maritime.
28. La centrale électrique comporte quatre groupes électrogènes avec une PI de 1 070 kW et une PGI de 750 kW. La SÉQ affirme que l’unité G1 a été installée en 1991 et prévoit que l’unité actuelle approche la fin de sa vie utile, d’après les heures de service du moteur et de l’indisponibilité de pièces de rechange. La centrale électrique actuelle remplit les critères de PGR. La SÉQ n’a pas fourni de détails supplémentaires quant à l’état de la centrale électrique. La SÉQ a indiqué que la collectivité ne détient aucune génératrice de secours.
29. La SÉQ propose de remplacer l’unité G1 de 300 kW par une unité de 400 kW, augmentant ainsi la PI à 1 170 kW et la PGI à 770 kW. Selon la prévision de charge de pointe de la SÉQ, la PGI de la centrale électrique actualisée satisferait le critère de charge de pointe et de PGR dans un avenir prévisible.
30. La SÉQ a indiqué que le projet nécessite de nombreuses améliorations de la fondation et des structures de soutien, du système de carburant et de l’équipement requis pour faire fonctionner la centrale électrique de manière fiable et sécuritaire.
31. La SÉQ n’a pas fourni d’options pour remédier à la situation autre que le report du remplacement des groupes électrogènes.
32. Le coût estimatif du projet s’élève à 5,996 millions de dollars.
    1. POND INLET
33. La SÉQ prend en note que Pond Inlet est située dans la région de Qikiqtaaluk du Nunavut et que sa population était de 1 555 habitants au recensement de 2021, une baisse de 3,8 % par rapport au recensement de 2016. L’accès à la localité se fait principalement par transport aérien ou maritime.
34. La centrale électrique comporte quatre groupes électrogènes avec une PI de 2 670 kW et une PGI de 1 820 kW. La SÉQ affirme que l’unité G3 a été installée en 2009 et n’est plus fiable en raison de défaillances fréquentes. La centrale électrique actuelle remplit les critères de PGR. La SÉQ n’a pas fourni de détails supplémentaires quant à l’état de la centrale électrique. La SÉQ a indiqué que la collectivité ne détient aucune génératrice de secours.
35. La SÉQ propose de remplacer l’unité G3 de 550 kW par une unité de 750 kW, augmentant ainsi la PI à 2 970 kW et la PGI à 2 020 kW. Selon la prévision de charge de pointe de la SÉQ, la PGI de la centrale électrique actualisée satisferait le critère de charge de pointe et de PGR dans un avenir prévisible.
36. La SÉQ n’a pas inclus dans le projet d’autres actualisations ou améliorations nécessaires au maintien de la fiabilité de la centrale électrique.
37. La SÉQ n’a pas fourni d’options pour remédier à la situation autre que le report du remplacement des groupes électrogènes.
38. Le coût estimatif du projet s’élève à 8,176 millions de dollars.
39. PROCESSUS
    1. DEMANDES MAJEURES ET MINEURES
40. En vertu de la Loi sur le CETES, il est entendu qu’à la seule discrétion du CETES, le CETES déterminera si une demande est mineure ou majeure aux fins du délai de traitement de la demande : Une demande mineure est assujettie à un délai maximal de 90 jours avant le dépôt du rapport du CETES au ministre responsable, tandis qu’une demande majeure est assujettie à un délai maximal de 150 jours. Le CETES a tenu compte du degré d’investissement considérable proposé dans la demande, le besoin en demandes d’information et en réponse à celles-ci, et le besoin de permettre au public de présenter des soumissions. Par conséquent, le CETES a choisi de traiter la demande comme une demande majeure.
41. Le CETES a déterminé que la date limite de 150 jours pour soumettre son rapport au ministre serait le 3 mai 2024.
    1. PROCESSUS DE CONSULTATION PUBLIQUE
42. Le 5 janvier 2024, le CETES a fait parvenir un avis de la demande à chacune des collectivités concernées et partout au Nunavut. Un avis de la demande a été préparé et mis à la disposition des résidents et clients de toutes les collectivités, y compris celles de Kugaaruk, Coral Harbour, Chesterfield Inlet, Whale Cove et Pond Inlet. Les avis ont été affichés sur le site Web du CETES et annoncés sur Nunatsiaq news en ligne ainsi que sur les médias sociaux. La SÉQ a écrit des lettres à chaque membre de l’Assemblée législative du Nunavut et aux maires à travers le Nunavut et a publié des messages d’intérêt public relatifs à la demande indiquant l’occasion et la date limite pour présenter une soumission en lien avec la demande du CETES.
43. Le CETES a également donné au public l’occasion de soumettre des commentaires écrits au sujet de la DPPM avant l’échéance du 5 février 2024. Une soumission publique a été reçue de la part du ministre de Baker Lake en date du 5 février 2024. Les questions soulevées dans cette soumission ont été abordées par la SÉQ dans sa réponse datée du 7 février 2024 et ont été prises en compte par le CETES dans le présent rapport.
44. Le CETES a demandé à la SÉQ de lui fournir davantage d’informations concernant la demande. Cela s’est déroulé par le biais de deux séries de demandes d’informations. Le CETES a posé plusieurs questions d’ordre général ainsi que des questions propres à chaque collectivité. La SÉQ a répondu aux deux séries de demandes d’informations du CETES le 7 et le 20 février 2024.
45. EXAMEN DE LA DEMANDE
46. Le CETES a évalué l’ensemble de la demande ainsi que les composants spécifiques à chaque collectivité dans les paragraphes qui suivent. Le CETES abordera également des préoccupations relatives au contenu des DPPM récentes de la SÉQ.
    1. APERÇU ET ÉTATS FINANCIERS
47. Le CETES prend en note qu’il n’y aura pas de répercussions financières/tarifaires pour les clients jusqu’à ce que les projets soient mis en service et que la SÉQ soumette une demande d’augmentation de besoin en revenus et de taux à l’ampleur du territoire. La SÉQ affirme qu’elle a fourni des estimations des coûts pour le remplacement de chaque groupe électrogène fondées sur l’expérience récente; cependant, aucunes données n’ont été fournies quant aux projets cités. Il aurait été utile d’avoir plus d’informations sur l’ampleur, l’échéancier, la collectivité et le coût du ou des projets sur lesquels la SÉQ s’est appuyée pour élaborer les budgets pour le remplacement des cinq groupes électrogènes inclus dans la demande. Néanmoins, le CETES n’a aucune raison de douter des méthodes de la SÉQ ou des budgets compris dans sa demande.
48. Le CETES a aussi examiné l’estimation de l’augmentation des besoins en revenus requise et l’augmentation des taux pour l’ampleur du territoire en découlant. Le CETES prend en note que la seule soumission publique concernant la demande avait trait à l’augmentation des taux qui découlerait des projets de remplacement des groupes électrogènes, et à la capacité de la SÉQ à obtenir du financement fédéral pour compenser le coût des projets.
49. Pour ce qui est du programme de Fonds pour l’énergie dans l’Arctique (FEA) et d’autres sources de financement, le CETES comprend que le coût du remplacement des groupes électrogènes sera entièrement assumé par les contribuables et qu’aucun autre financement fédéral, de la part du FEA ou d’autres programmes, n’est disponible. La SÉQ a fourni une mise à jour utile concernant l’état du programme de FEA (et des fonds disponibles), ainsi que les efforts déployés pour trouver d’autres sources de financement. Jusqu’à ce que la SÉQ trouve d’autres sources de financement, les dépenses en immobilisations doivent être financées par la SÉQ, et les répercussions sur les besoins en revenus doivent être assumées par les contribuables par le biais des taux et directement par le gouvernement du Nunavut.
50. La soumission publique a été déposée par un membre de l’Assemblée législative du Nunavut venant d’une collectivité non couverte par la demande; elle soulève indirectement le fait que le CETES se doit de prioriser les besoins de projets concurrents de manière transparente. Maintenant que la SÉQ utilise les mêmes taux pour tout le territoire, la SÉQ doit pouvoir démontrer que les projets d’immobilisations qu’elle propose sont nécessaires et que toutes les autres possibilités ont été considérées, puisque tous les clients payent une partie de chaque projet d’immobilisations. Lorsqu’une collectivité ne profite pas directement d’un projet d’immobilisations, ou si la SÉQ ne propose pas le projet voulu, il pourrait y avoir besoin de fournir plus d’informations au CETES et au public afin de justifier le besoin décrit dans la demande (et d’assurer qu’il constitue la meilleure utilisation des dépenses en immobilisations de la SÉQ).
51. Le CETES considère que l’augmentation de besoin en revenus estimée et l’augmentation des taux à l’ampleur du territoire en découlant sont raisonnables. Le CETES prend en note qu’il n’y aura pas de répercussions financières/tarifaires pour les clients jusqu’à ce que les projets soient mis en service et que la SÉQ soumette une demande d’augmentation de besoin en revenus et de taux à l’ampleur du territoire.
52. Si, pour n’importe laquelle des collectivités, les coûts prévus après les appels d’offres dépassent de plus de 25 pour cent, le CETES recommande que la SÉQ soit tenue d’élaborer et de soumettre une nouvelle DPPM au ministre responsable de la SÉQ. De plus, si après les appels d’offres, la nouvelle date de mise en service proposée diffère de plus d’un an de la date de mise en service précédemment proposée, le CETES recommande que la SÉQ soit tenue d’en aviser le ministre responsable de la SÉQ en temps opportun.
    1. KUGAARUK
53. Le CETES a évalué la nécessité du projet de remplacement du groupe électrogène de la centrale électrique de Kugaaruk. Le CETES a pris en compte la prévision de charge de pointe, le critère de PGR, la PI et la PGI, ainsi que l’information fournie sur les unités de la centrale électrique.
54. Le CETES convient que la centrale électrique de Kugaaruk ne dispose pas de la puissance garantie nécessaire pour satisfaire le critère de PGR après 2025 et qu’une augmentation de puissance est requise. Le CETES prend en note que Kugaaruk détient une génératrice de secours de 500 kW située dans la collectivité, qui procure une certaine mesure d’atténuation des risques dans l’éventualité d’une unité défaillante.
55. La proposition de la SÉQ visant à remplacer l’unité G1 de 320 kW par une unité de 550 kW paraît être une solution raisonnable. Cependant, aucune autre alternative n’a été proposée. L’augmentation de la PGI à 1 100 kW est nécessaire et urgente et devrait suffire aux besoins de la collectivité pendant plusieurs années. La PGI de 1 100 kW est beaucoup plus basse que les 1 660 kW proposés dans la DPPM de décembre 2021.
56. La SÉQ a également affirmé qu’elle gère les autres lacunes de la centrale électrique par le biais de travaux d’entretien préventif. Ces lacunes sont bien documentées dans la DPPM de décembre 2021 pour une nouvelle centrale électrique à Kugaaruk. Le CETES prend en note que la SÉQ se dit en mesure de maintenir la fiabilité de la centrale électrique pour l’instant. Cependant, à la lumière des préoccupations de sécurité importantes signalées dans la DPPM de décembre 2021 quant à la centrale électrique de Kugaaruk, le CETES recommande que la SÉQ fournisse au ministre des rapports détaillés sur les actions explicites entreprises pour remédier aux préoccupations critiques face à la sécurité et à la fiabilité, ou à la non-conformité aux normes (code) pour assurer le bien-être de la communauté et la sécurité des travailleurs.
57. Le CETES s’inquiète du fait que l’approche proposée dans la demande est comparable à celle présentée dans la DPPM de décembre 2021. Le CETES comprend que le remplacement des groupes électrogènes pourrait n’être qu’une solution temporaire en attendant qu’une nouvelle centrale électrique puisse être construite dans la collectivité; cependant, il paraît évident que la SÉQ aurait dû présenter d’autres solutions viables dans cette demande et dans la DPPM de décembre 2021. De plus, le CETES recommande que la SÉQ présente au ministre les stratégies qu’elle prévoit utiliser pour prévenir le délaissement des groupes électrogènes de remplacement, dans l’éventualité ou du financement pour une nouvelle centrale électrique deviendrait disponible avant la fin de leur vie utile.
58. Le CETES recommande l’approbation du remplacement proposé du groupe électrogène à Kugaaruk.
    1. CORAL HARBOUR
59. Le CETES a évalué la nécessité du projet de remplacement du groupe électrogène de la centrale électrique de Coral Harbour. Le CETES a pris en compte la prévision de charge de pointe, le critère de PGR, la PI et la PGI, ainsi que l’information fournie sur les unités de la centrale électrique.
60. Le CETES convient que la centrale électrique de Coral Harbour n’a pas la puissance garantie adéquate pour satisfaire au critère de PGR et qu’il est attendu que la charge de pointe continuera d’augmenter. Le CETES prend en note que Coral Harbour détient une génératrice de secours de 500 kW située dans la collectivité, qui procure une certaine mesure d’atténuation des risques dans l’éventualité d’une unité défaillante.
61. La proposition de la SÉQ de remplacer l’unité G2 de 420 kW par une unité de 720 kW semble être une solution raisonnable; cependant, aucune autre alternative n’a été proposée. L’augmentation de la PGI à 1 140 kW est nécessaire et urgente et devrait suffire aux besoins de la collectivité pendant plusieurs années.
62. La SÉQ a également affirmé qu’elle gère les autres lacunes de la centrale électrique par le biais de travaux d’entretien préventif. Le CETES prend en note que la SÉQ se dit en mesure de maintenir la fiabilité de la centrale électrique pour l’instant.
63. Le CETES recommande l’approbation du remplacement proposé du groupe électrogène à Coral Harbour.
    1. CHESTERFIELD INLET
64. Le CETES a évalué la nécessité du projet de remplacement du groupe électrogène de la centrale électrique de Chesterfield Inlet. Le CETES a pris en compte la prévision de charge de pointe, le critère de PGR, la PI et la PGI, ainsi que l’information fournie sur les unités de la centrale électrique.
65. Le CETES convient que la centrale électrique de Chesterfield Inlet pourrait présenter des problèmes de fiabilité et qu’elle dispose de suffisamment de PGI pour satisfaire au critère de PGR au-delà de 2029-2030. Le CETES prend en note que Chesterfield Inlet détient une génératrice de secours de 500 kW située dans la collectivité, qui procure une certaine mesure d’atténuation des risques dans l’éventualité d’une unité défaillante.
66. La proposition de la SÉQ de remplacer l’unité G1 de 320 kW par une nouvelle unité de 320 kW semble être une solution raisonnable; cependant, aucune autre alternative n’a été proposée. Bien qu’une augmentation de PGI ne soit pas requise, selon les prévisions de charge de pointe de la SÉQ pour Chesterfield Inlet, il semble que l’amélioration de la fiabilité soit nécessaire. La PGI de 640 kW est beaucoup plus basse que les 1 270 kW proposés dans la DPPM de décembre 2021.
67. La SÉQ a également affirmé qu’elle gère les autres lacunes de la centrale électrique par le biais de travaux d’entretien préventif. Ces lacunes sont bien documentées dans la DPPM de décembre 2021 pour une nouvelle centrale électrique à Chesterfield Inlet. Le CETES prend en note que la SÉQ se dit en mesure de maintenir la fiabilité de la centrale électrique pour l’instant. Cependant, à la lumière des préoccupations de sécurité importantes signalées dans la DPPM de décembre 2021 quant à la centrale électrique de Chesterfield Inlet, le CETES recommande que la SÉQ fournisse au ministre des rapports détaillés sur les actions explicites entreprises pour remédier aux préoccupations critiques face à la sécurité et à la fiabilité, ou à la non-conformité aux normes (code) pour assurer le bien-être de la communauté et la sécurité des travailleurs.
68. Le CETES s’inquiète du fait que l’approche proposée dans la demande est comparable à celle présentée dans la DPPM de décembre 2021. Le CETES comprend que le remplacement des groupes électrogènes pourrait n’être qu’une solution temporaire en attendant qu’une nouvelle centrale électrique puisse être construite dans la collectivité; cependant, il paraît évident que la SÉQ aurait dû présenter d’autres solutions viables dans cette demande et dans la DPPM de décembre 2021. De plus, le CETES recommande que la SÉQ fournisse au ministre les stratégies qu’elle prévoit utiliser pour prévenir le délaissement des groupes électrogènes de remplacement, dans l’éventualité où du financement pour une nouvelle centrale électrique deviendrait disponible avant la fin de leur vie utile.
69. Le CETES recommande l’approbation du remplacement proposé du groupe électrogène à Chesterfield Inlet.
    1. WHALE COVE
70. Le CETES a évalué la nécessité du projet de remplacement du groupe électrogène de la centrale électrique de Whale Cove. Le CETES a pris en compte la prévision de charge de pointe, le critère de PGR, la PI et la PGI, ainsi que l’information fournie sur les unités de la centrale électrique.
71. Le CETES convient que la centrale électrique de Whale Cove pourrait présenter des problèmes de fiabilité; cependant, il est évident qu’une PGI supplémentaire est requise pour satisfaire au critère de PGR pendant plusieurs années au-delà de 2029‑2030. Le CETES prend note que Whale Cove ne possède aucune génératrice de secours située dans la collectivité. L’absence d’une génératrice de secours augmente les chances de pannes en cas de défaillance d’unité.
72. La proposition de la SÉQ de remplacer l’unité G1 de 300 kW par une unité de 400 kW semble être une solution raisonnable; cependant, aucune autre alternative n’a été proposée. L’augmentation de la PGI à 770 kW est nécessaire et urgente et devrait suffire aux besoins de la collectivité pendant plusieurs années. La PGI proposée dépasse la charge de pointe et la PGR prévues jusqu’à 2029-2030 de 300 kW et réduit le risque de pannes dans la collectivité en l’absence d’une génératrice de secours.
73. La SÉQ a également affirmé qu’elle gère les autres lacunes de la centrale électrique par le biais de travaux d’entretien préventif. Le CETES prend en note que la SÉQ se dit en mesure de maintenir la fiabilité de la centrale électrique pour l’instant.
74. Le CETES recommande l’approbation du remplacement proposé du groupe électrogène à Whale Cove.
    1. POND INLET
75. Le CETES a évalué la nécessité du projet de remplacement du groupe électrogène de la centrale électrique de Pond Inlet. Le CETES a pris en compte la prévision de charge de pointe, le critère de PGR, la PI et la PGI, ainsi que l’information fournie sur les unités de la centrale électrique.
76. Le CETES convient que la centrale électrique de Pond Inlet pourrait présenter des problèmes de fiabilité et qu’elle pourrait nécessiter plus de puissance garantie pour satisfaire au critère de PGR au-delà de 2029-2030. Le CETES prend en note que Pond Inlet ne possède aucune génératrice de secours située dans la collectivité. L’absence d’une génératrice de secours augmente les chances de pannes en cas de défaillance d’unité.
77. La proposition de la SÉQ de remplacer l’unité G3 de 550 kW par une unité de 750 kW semble être une solution raisonnable; cependant, aucune autre alternative n’a été proposée. L’augmentation de la PGI à 2 020 kW est nécessaire et urgente et devrait suffire aux besoins de la collectivité pendant plusieurs années.
78. La SÉQ a également affirmé qu’elle gère les autres lacunes de la centrale électrique par le biais de travaux d’entretien préventif. Le CETES prend en note que la SÉQ se dit en mesure de maintenir la fiabilité de la centrale électrique pour l’instant.
79. Le CETES recommande l’approbation du remplacement proposé du groupe électrogène à Pond Inlet.
    1. EXHAUSTIVITÉ DE LA DEMANDE QUANT À L’ÉVALUATION DES BESOINS ET DES OPTIONS D’INSTALLATIONS
80. Le CETES prend en note encore une fois que la demande contenait des informations limitées quant aux besoins particuliers de chaque collectivité et aux options viables pour faire face à ces besoins. L’approche de la SÉQ (pour la plupart) pour ses DPPM récentes a été de décrire les problèmes dans ses installations existantes (p. ex., puissance garantie insuffisante, détérioration des édifices/de l’infrastructure, groupes électrogènes, etc.) sans pourtant fournir d’analyse pour soutenir les besoins en puissance ou les exigences opérationnelles (c.-à-d. en termes de PGR, de PGI ou de tout autre critère opérationnel que la SÉQ considère comme pertinent).
81. Le CETES comprend que le niveau d’information requis pour le remplacement d’un groupe électrogène est peut-être moindre que pour une nouvelle centrale électrique; cependant, il demeure tout de même nécessaire d’offrir des solutions alternatives viables, une analyse et des données justificatives. Le CETES note également que la SÉQ continue d’utiliser son approche « standard » pour satisfaire les besoins vaguement définis, qui consiste à présenter une option « ne rien faire », peut-être une autre option qui n’est pas viable, et l’option préférée. Le CETES ne reçoit habituellement qu’une seule option viable sans autres éléments à examiner ou considérer.
82. Le CETES est donc tenu d’obtenir les informations pertinentes par le biais de demandes d’informations, qui auraient pu, et auraient dû, être incluses dans la demande elle-même. L’approche du CETES a toujours été de demander plus d’informations concernant la demande ou de s’informer sur les autres options que la SÉQ pourrait avoir considérées. Le CETES n’estime pas que l’approche standard de la SÉQ, telle que décrite ci-haut, constitue une pratique exemplaire en termes de contenu de demande.
83. Le CETES indique que la SÉQ doit avoir considéré plusieurs options ou tailles pour le remplacement des cinq groupes électrogènes compris dans la demande. Cependant, les seules options présentées pour chaque collectivité étaient l’option préférée et l’option de ne rien faire. Si la SÉQ n’a considéré que ces deux options, le CETES remet en question la rigueur de l’analyse de la SÉQ. Si, d’un autre côté, comme le soupçonne le CETES, la SÉQ a considéré plusieurs autres options viables, il est inquiétant que la SÉQ soit réticente à fournir des explications et à faire preuve de transparence face aux raisons pour lesquelles l’option préférée est supérieure aux autres options qu’elle aurait pu considérer (outre l’option de ne rien faire).
84. Le CETES ne doute pas que, dans la demande actuelle, l’option préférée est supérieure à l’option de ne rien faire. Cependant, il n’est pas évident que l’option préférée soit la meilleure option possible pour la SÉQ, puisqu’aucune autre option n’a été présentée à titre de comparaison. Dans la plupart des cas, le CETES reste à se demander si un groupe électrogène de remplacement de taille différente pourrait avoir été une meilleure option, une fois tous les facteurs ayant été pris en compte (c.-à-d. financiers et non financiers).
85. Le CETES estime que le fait d’inclure suffisamment d’information pertinente dans la demande réduirait le temps d’examen et le besoin de recourir à plusieurs demandes d’information. Dans la même veine, l’inclusion de plusieurs options viables à la demande pourrait assouplir le processus décisionnel du ministre. Le CETES indique que plusieurs autres territoires canadiens ont des exigences d’information pour les demandes afin de réduire le fardeau réglementaire.
86. Le CETES considère qu’il serait utile pour le CETES, le ministre et les contribuables si la SÉQ fournissait plus d’information dans ses DPPM, et recommande que la SÉQ soit tenue de le faire.
    1. GÉNÉRATRICES DE SECOURS
87. Le CETES prend en note que trois des cinq collectivités représentées dans la demande ont une génératrice de secours installée dans la collectivité. Le CETES note également que la SÉQ a fait tous les efforts possibles pour réutiliser les groupes électrogènes usés en tant qu’unités de secours (tel qu’indiqué dans CETES SÉQ1-3e); cependant, la SÉQ n’inclut pas de groupes électrogènes de secours dans la liste de puissance garantie installée de ses centrales électriques (tel qu’indiqué dans CETES-SÉQ-1-5-b). Il paraît évident qu’une génératrice de secours doit réduire le risque de pannes dans une collectivité; cependant, il n’est pas évident que la présence ou l’absence de génératrice de secours est prise en compte dans les critères de planification de la SÉQ.
88. Le CETES considère que l’installation d’une génératrice de secours doit comporter certains avantages; cependant, les justifications de la SÉQ quant au besoin et au coût d’en installer une ne sont pas claires. Le CETES recommande que la SÉQ clarifie comment les génératrices de secours sont intégrées à ses critères de planification.
89. RECOMMANDATIONS DU CETES
90. Après l’examen des questions soulevées ci-dessus, le CETES formule la recommandation suivante :

**Recommandations spécifiques au projet**

L’approbation de permis de projets d’immobilisations majeurs pour le remplacement de groupes électrogènes dans les collectivités de Kugaaruk, Coral Harbour, Chesterfield Inlet, Whale Cove et Pond Inlet, sous réserve de ce qui suit :

* + Que si les coûts prévus après les appels d’offres dépassent de plus de 25 pour cent les coûts proposés pour les cinq communautés (pour la solution de rechange approuvée par la ministre), la SÉQ soit tenue d’élaborer et de soumettre une nouvelle DPPM au ministre responsable de la SÉQ.
  + Que si après les appels d’offres, la nouvelle date de mise en service proposée diffère de plus d’un an de la date de mise en service précédemment proposée pour n’importe laquelle des cinq collectivités, la SÉQ sera tenue d’en aviser le ministre responsable de la SÉQ en temps opportun.
  + Que la prudence du coût réel de chacun des remplacements soit évaluée au moment proposé pour les inclure dans la tarification de base.
  + À la lumière des préoccupations de sécurité importantes signalées dans la DPPM de décembre 2021 quant aux centrales électriques de Kugaaruk et de Chesterfield Inlet, le CETES recommande que la SÉQ fournisse au ministre responsable de la SÉQ des rapports détaillés sur les actions explicites entreprises pour remédier aux préoccupations critiques face à la sécurité et à la fiabilité, ou à la non-conformité aux normes (code) pour assurer le bien-être de la communauté et la sécurité des travailleurs.
  + Que la SÉQ informe le ministre des stratégies qu’elle compte utiliser pour prévenir le délaissement des groupes électrogènes de remplacement à Kugaaruk et à Chesterfield Inlet si jamais du financement pour de nouvelles centrales électriques devenait disponible avant la fin de leur vie utile.

**Recommandations générales**

* + Que la SÉQ informe le CETES sur l’état du remplacement des cinq groupes électrogènes dans la prochaine requête de majoration tarifaire générale (RMTG) applicable.
  + Que les DPPM futures fournissent l’information « standard » que le CETES devrait autrement obtenir par le biais de demandes d’information.
  + Les prochaines DPPM doivent fournir une évaluation des autres démarches et options possibles plutôt que de remplacer ou non (ce dernier point est toujours inacceptable et impossible en raison de la demande actuelle ou future ou de préoccupations de fiabilité).
  + Le CETES recommande que la SÉQ clarifie comment les génératrices de secours sont intégrées à ses critères de planification.

1. Le présent rapport ne porte d’aucune manière atteinte à la capacité du CETES d’examiner d’autres questions ayant trait à la SÉQ.

**AU NOM DU**

**CONSEIL D’EXAMEN DES TAUX DES ENTREPRISES DE SERVICE DU NUNAVUT**



**DATE : Le 25 mars 2024**

**Graham Lock, vice-président**

**Conseil d’examen des taux des entreprises de service du Nunavut**

1. Dans ce contexte, N-1 désigne la planification pour l’interruption de courant de la plus grosse génératrice de la centrale électrique. [↑](#footnote-ref-1)
2. La lettre du ministre demandant un examen de la demande était datée du 1er décembre 2023, mais elle n’a été reçue par le CETES que le 5 décembre 2023. La date de réception, aux fins de l’échéance de 150 jours pour un rapport final, est le 5 décembre 2023. [↑](#footnote-ref-2)