

Le 3 aout 2021

Hon. Jeannie Hakongak Ehaloak

Ministre responsable de la Société d’énergie Qulliq

Assemblée législative du Nunavut

C.P. 2410

Iqaluit, NU X0A 0H0

Madame la Ministre,

OBJET : Demandes de permis dans le cadre de projet d’immobilisations majeur pour la construction de nouvelles centrales électriques à Cambridge Bay, Gjoa Haven et Igloolik, et le remplacement du groupe électrogène de la centrale électrique d’Iqaluit, et rapport 2021-02 du Conseil d’examen des taux des entreprises de service au Nunavut.

Dans une lettre datée du 3 mars 2021, la Société d’énergie Qulliq (SÉQ) a déposé une demande auprès de la ministre responsable de la SÉQ visant à obtenir l’approbation de permis pour projet d’immobilisations majeur pour de nouvelles centrales électriques au sein des collectivités de Cambridge Bay, Gjoa Haven, et Igloolik, et le remplacement du groupe électrogène de la centrale électrique d’Iqaluit. Dans une lettre datée du 12 mars 2021, la ministre responsable de la SÉQ a demandé l’avis du Conseil d’examen des taux des entreprises de service au Nunavut (CETES) quant aux demandes de la SÉQ.

En réponse à ces demandes et à la requête de la ministre, vous trouverez en annexe le rapport CETES 2021-02 concernant les demandes de permis pour projet d’immobilisations majeur de la SÉQ.

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

Anthony Rose

Président

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

CC : Joe Savikataaq, premier ministre et responsable du CETES

William MacKay, sous-ministre de l’Exécutif et des Affaires intergouvernementales

Rick Hunt, président de la Société d’énergie Qulliq

Rod Stockley, directeur général par intérim du CETES

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



**Rapport à la ministre responsable de la Société d’énergie Qulliq portant sur les**

**demandes de permis dans le cadre d’un grand projet d’immobilisation pour la**

**construction de nouvelles centrales électriques à Cambridge Bay, Gjoa Haven et Igloolik et au remplacement du groupe électrogène de la centrale électrique d’Iqaluit**

**Rapport no 2021-02**

**3 aout 2021**

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

**MEMBRES**

Anthony Rose Président

Graham Lock Vice-président

Robbin Sinclaire\* Membre

Nadia Ciccone Membre

\*S’est abstenue

**PERSONNEL DE SOUTIEN**

Rod Stockley Directeur général par intérim

Wade Vienneau Consultant

**LISTE DES ABRÉVIATIONS**

|  |  |
| --- | --- |
| FEA | Fonds pour l’énergie dans l’Arctique |
| CA | Conseil d’administration |
| SCREA | Station canadienne de recherche de l’Extrême Arctique |
| PÉCI | Producteurs d’électricité commerciaux et institutionnels |
| CGF | Conseil de gestion financière |
| ALG | Agente ou agent de liaison gouvernementale |
| --- | Groupe électrogène |
| GN | Gouvernement du Nunavut |
| RMTG | Requête en majoration tarifaire générale |
| PI | Puissance installée |
| PGI | Puissance garantie installée |
| PÉI | Producteurs d’électricité indépendants |
| DI | Demande d’information |
| kW | Kilowatt |
| DPPM | Demande de permis pour un projet majeur |
| DPP | Division des Produits pétroliers |
| SÉQ | Société d’énergie Qulliq |
| Loi sur la SÉQ | *Loi sur la Société d’énergie Qulliq* |
| PGN | Puissance garantie nécessaire |
| APA | Agent principal d’administration ou agente principale d’administration |
| IC | Indice de continuité**[[1]](#footnote-1)** |
| FMI | Fréquence moyenne d’interruption**[[2]](#footnote-2)** |
| CETES | Conseil d’examen des taux des entreprises de service du Nunavut |
| Loi sur le CETES | *Loi sur le Conseil d’examen des taux des entreprises de service* |

**TABLE DES MATIÈRES**

[1.0 BACKGROUND 1](#_Toc78397126)

[2.0 PARTICULARS OF THE APPLICATIONS 3](#_Toc78397127)

[2.1 CAMBRIDGE BAY 3](#_Toc78397128)

[2.2 GJOA HAVEN 5](#_Toc78397129)

[2.3 IGLOOLIK 7](#_Toc78397130)

[2.4 IQALUIT 10](#_Toc78397131)

[3.0 PROCESS 13](#_Toc78397132)

[3.1 MAJOR OR MINOR APPLICATIONS 13](#_Toc78397133)

[3.2 PUBLIC CONSULTATION PROCESS 13](#_Toc78397134)

[4.0 EXAMINATION OF THE APPLICATIONS 15](#_Toc78397135)

[4.1 COMMON MATTERS 15](#_Toc78397136)

[4.1.1 COMMON MATTERS – ARCTIC ENERGY FUND PROGRAM 15](#_Toc78397137)

[4.1.2 COMMON MATTERS – GOVERNANCE AND STAFFING 16](#_Toc78397138)

[4.1.3 COMMON MATTERS – PROJECT MANAGEMENT AND COST CONTROLS 17](#_Toc78397139)

[4.1.4 COMMON MATTERS – PROJECT TIMING AND PLANNING HORIZON 18](#_Toc78397140)

[4.1.5 COMMON MATTERS – DISMANTLING AND ENVIRONMENTAL REMEDIATION 19](#_Toc78397141)

[4.1.6 COMMON MATTERS – FINANCIAL AND RATE EFFECTS 20](#_Toc78397142)

[4.1.7 COMMON MATTERS – FUEL STORAGE – ROLES AND RESPONSIBILITIES 20](#_Toc78397143)

[4.1.8 COMMON MATTERS – RENEWABLE POWER 21](#_Toc78397144)

[4.1.9 COMMON MATTERS – AIR AND NOISE EMISSIONS 22](#_Toc78397145)

[4.1.10 COMMON MATTERS – APPLICATION COMPLETENESS REGARDING THE ASSESSMENT OF NEED AND FACILITY OPTIONS 23](#_Toc78397146)

[4.2 CAMBRIDGE BAY 25](#_Toc78397147)

[4.2.1 CAMBRIDGE BAY – NEED FOR THE PROJECT 25](#_Toc78397148)

[4.2.2 CAMBRIDGE BAY – ALTERNATIVE OPTIONS TO MEET THE NEED 27](#_Toc78397149)

[4.3 GJOA HAVEN 31](#_Toc78397150)

[4.3.1 GJOA HAVEN – NEED FOR THE PROJECT 31](#_Toc78397151)

[4.3.2 GJOA HAVEN – ALTERNATIVE OPTIONS TO MEET THE NEED 34](#_Toc78397152)

[4.4 IGLOOLIK 38](#_Toc78397153)

[4.4.1 IGLOOLIK – NEED FOR THE PROJECT 38](#_Toc78397154)

[4.4.2 IGLOOLIK – ALTERNATIVE OPTIONS TO MEET THE NEED 40](#_Toc78397155)

[4.5 IQALUIT 45](#_Toc78397156)

[4.5.1 IQALUIT – NEED FOR THE PROJECT 45](#_Toc78397157)

[4.5.2 IQALUIT – ALTERNATIVE OPTIONS TO MEET THE NEED 47](#_Toc78397158)

[5.0 URRC RECOMMENDATIONS 51](#_Toc78397159)

1. CONTEXTE
2. La Société d’énergie Qulliq (SÉQ), une société de service public désignée, doit en vertu du paragraphe 18.1 de la *Loi sur la Société d’énergie Qulliq* (Loi sur la SÉQ) demander l’approbation du ou de la ministre responsable avant d’entreprendre un projet d’immobilisation majeur. À cet égard, le paragraphe 18.1 de la Loi SÉQ stipule ce qui suit :

Définition

* + 1. Pour l’application du présent article, « projet d’immobilisations majeur » s’entend d’un projet d’immobilisations dont le cout total s’élève à plus de 5 000 000 de dollars.

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 d’approuver 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 ou la 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 (*Loi sur le CETES).

Communication de l’information par la société

* + 1. La société doit fournir au ou la ministre et au Conseil d’examen des taux des entreprises de service les renseignements nécessaires pour permettre au ou la ministre de décider si l’autorisation devrait être accordée ou non.

Pouvoirs du ministre

* + 1. Le ou la 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 ou la ministre aux termes de l’alinéa 5a) est donnée sous forme d’arrêté.

1. Le paragraphe 7(e) de la Loi sur le CETES énonce, entre autres, que les objectifs du CETES sont de fournir au ministre responsable de la Société d’énergie Qulliq des avis concernant des demandes d’autorisation relatives à des projets d’immobilisations majeurs visées à l’article 18.1 de la Loi sur la SÉQ.
2. Le 3 mars 2021, la SÉQ a déposé une demande auprès de la ministre responsable dans le but d’obtenir l’approbation de permis de projet d’immobilisations majeur pour de nouvelles centrales électriques au sein des collectivités de Cambridge Bay, Gjoa Haven, et Igloolik, et le remplacement du groupe électrogène de la centrale électrique d’Iqaluit (ci-après nommées : « Demandes ou demande »). Le 12 mars 2021, la ministre sollicitait l’avis du CETES quant aux Demandes de la SÉQ. Le présent rapport fait état des résultats de l’examen de ce dossier effectué par le CETES.
3. RENSEIGNEMENTS SUR LES DEMANDES
   1. CAMBRIDGE BAY
4. La SÉQ a proposé qu’une nouvelle centrale électrique soit construite dans la collectivité de Cambridge Bay pour remplacer celle en place. Le projet commencerait après l’achèvement du processus de permis pour un projet majeur et conséquemment à l’approbation qui devrait être obtenue à la fin du second trimestre de l’année budgétaire 2021-2022. La SÉQ a déclaré avoir besoin de l’approbation de son conseil d’administration (CA) et du Conseil de gestion financière (CGF) avant de procéder à la partie de l’appel d’offres de l’échéancier, que l’on prévoit être pour le troisième trimestre de 2021-2022. La SÉQ s’attend à terminer le projet au cours du quatrième trimestre de 2025-2026. Cambridge Bay est une localité éloignée située sur l’ile Victoria, les seuls accès sont l’air et la mer. La SÉQ fournit le service électrique aux résidents du hameau de Cambridge Bay ainsi qu’à plusieurs charges électriques plus importantes, y compris le bureau du hameau et le centre communautaire, trois écoles, un centre de santé, ainsi que le magasin Northern, le magasin coopératif‑, et à la Station canadienne de recherche dans l’Extrême-Arctique (SCREA).
5. La SÉQ a indiqué que ce projet a été retenu pour recevoir un financement du programme du Fonds pour l’énergie dans l’Arctique (FEA), cette contribution se chiffrant à 75 pour cent des dépenses admissibles. L’estimation préliminaire totale des couts de ce projet est de 50,237 millions de dollars, y compris 1,679 millions de dollars de dépenses inadmissibles. En se fondant sur les prévisions de la SÉQ, la contribution du FEA serait de 36,419 millions de dollars, et le reste, soit 13,818 millions de dollars, serait fourni par la SÉQ.
6. Cette dernière a précisé que la centrale électrique existante a été construite en 1958, sa puissance installée (PI) est de 4 950 kilowatts (kW) et sa puissance garantie installée (PGI) est de 3850 kW. La SÉQ a indiqué que la centrale électrique avait excédé sa durée de vie nominale de 40 ans, qu’elle présentait des lacunes d’ordre technique et d’ingénierie et était en mauvais état. La SÉQ a déclaré ce qui suit :
   * + 1. Infrastructure vieillissante — l’installation a 63 ans. Le bâtiment et l’équipement auxiliaire sont vieux et ont commencé à se détériorer.
       2. Remplacement du groupe électrogène — le groupe électrogène le plus vieux n’a que 14 ans, et aucun des cinq groupes électrogènes ne s’approche de la limite d’utilisation et de mise hors service. En date de janvier 2021, trois des groupes électrogènes avaient de 38 000 à 45 000 heures de fonctionnement moteur, et les deux autres avaient moins de 15 000 heures de fonctionnement moteur.
       3. Enjeux de sécurité – l’installation est très vieille est à risque plus élevé de défectuosité du matériel. L’appareillage de commutation actuel n’est pas à l’épreuve des arcs électriques et ne peut pas être modifié à cause de son âge, ce qui aggrave le risque d’incendie et de sécurité dans l’installation.
       4. Exigences écologiques — la centrale existante possède un réservoir de stockage de diésel à paroi unique, ce qui n’est pas conforme aux codes actuels. Le réservoir se trouve dans une berme devant faire l’objet d’une décantation tous les ans, et qui est susceptible de se dégrader en raison de l’eau de fonte.
7. La SÉQ a décrit Cambridge Bay comme une collectivité en plein essor avec une demande d’électricité croissante. La charge de pointe de 2020-2021 était de 2 231 kW et, selon les prévisions, elle devait atteindre 2 256 kW en 2021-2022. La SÉQ a affirmé que la centrale existante répond aux critères de puissance garantie nécessaire (ou « PGN ») qui correspondent à la demande de pointe plus 10 pour cent. La société a indiqué que le surplus actuel de PGN qui est d’environ 35 pour cent réduirait à environ 25 pour cent d’ici 2030-2031.
8. Selon les conclusions de la SÉQ, bien que la PI de la centrale arrive à continuer de répondre à la hausse de la demande d’électricité prévue pour la collectivité, les lacunes de la centrale électrique existante placent ladite collectivité à grands risques et pourront empêcher la SÉQ de fournir de l’électricité sécuritaire et fiable.
9. Aux fins de la demande, la SÉQ a présenté deux options de projet. Cependant, l’option visant à améliorer et à remplacer les composants et les systèmes importants de l’installation existante n’a pas été estimée viable. La SÉQ a déclaré que l’amélioration et le remplacement étaient techniquement impossibles pour les raisons suivantes :
   * + 1. La centrale actuelle s’est détériorée à tel point qu’il est impossible d’y apporter des améliorations.
       2. Le manque d’espace rend un agrandissement irréalisable.
       3. L’emplacement actuel ne peut pas accueillir l’installation d’une production temporaire.
       4. La surface du terrain est insuffisante pour permettre d’agrandir la centrale existante.
10. Selon la SÉQ, une autre option impliquerait la construction d’une nouvelle centrale électrique sur un emplacement hors de la collectivité, près des installations de la Division des produits pétroliers (DPP). Elle serait constituée d’une installation conçue pour une durée de vie de 40 ans, pourvue de cinq groupes générateurs, avec une PI de 5 500 kW, et une PGI de 4 150 kW ce qui améliorerait l’efficience, la fiabilité, le fonctionnement et la sécurité. Ladite nouvelle installation serait pourvue d’un stockage de carburant consistant en un réservoir horizontal à double paroi de 90 000 litres et de deux ‑réservoirs verticaux de 2 millions de litres avec des installations de pompage, d’un ‑ pipeline à carburant de 400 mètres branché à la DPP, d’une plateforme cimentée pour entreposer le transformateur électrique, les supports à poteau, les bermes pour l’huile usagée, avec de l’espace pour des installations supplémentaires et du stockage. La SÉQ a aussi noté le besoin d’ajouter environ deux kilomètres de lignes de distribution.
11. La SÉQ a indiqué que la nouvelle centrale serait à faible consommation de carburant, moins bruyante, qu’elle produirait moins de pollution atmosphérique, et qu’elle pourrait intégrer des sources d’énergie renouvelable.
12. La société a déclaré que la nouvelle centrale atteindrait les projections de charge de pointe pour Cambridge Bay pendant 40 ans.
    1. GJOA HAVEN
13. La SÉQ a proposé qu’une nouvelle centrale électrique soit construite dans la collectivité de Gjoa Haven pour remplacer celle qui existe. Le projet commencerait après l’achèvement du processus de permis pour un projet majeur et conséquemment à l’approbation qui devrait être obtenue à la fin du second trimestre de l’année budgétaire 2021-2022. La SÉQ a déclaré avoir besoin de l’approbation de son CA et du CGF avant de procéder à la partie de l’appel d’offres de l’échéancier qui est prévue pour le troisième trimestre de 2021-2022. La SÉQ s’attend à terminer le projet au cours du quatrième trimestre de 2025-2026. Gjoa Haven est une localité éloignée située sur l’ile King William, les seuls accès sont l’air et la mer. La SÉQ fournit le service électrique aux résidents du hameau de Gjoa Haven ainsi qu’à plusieurs charges électriques plus importantes, y compris au bureau du hameau et au centre communautaire, à trois écoles, au centre de santé, ainsi qu’au magasin Northern et au magasin coopératif.
14. La SÉQ a indiqué que ce projet a été retenu pour recevoir un financement du programme du FEA, pour une contribution se chiffrant à 75 pour cent des dépenses admissibles. L’estimation préliminaire totale des couts pour ce projet est de 36,274 millions de dollars, y compris 1,363 millions de dollars de dépenses inadmissibles. En se fondant sur les prévisions de la SÉQ, la contribution du FEA serait de 26,183 millions de dollars, et le reste, soit 10,091 millions de dollars, serait fourni par la SÉQ.
15. La SÉQ a précisé que la centrale électrique existante a été construite en 1977, sa PI est de 2 320 kW et sa PGI de 1 600 kW. La SÉQ a indiqué que la centrale électrique avait dépassé sa vie nominale de 40‑ ans, qu’elle présentait des lacunes d’ordre technique et d’ingénierie et était en mauvais état. La SÉQ a déclaré ce qui suit :
    * + 1. Infrastructure vieillissante — l’installation a 44 ans. Le bâtiment et l’équipement auxiliaire sont vieux et ont commencé à se détériorer.
        2. Remplacement du groupe électrogène — le groupe électrogène G1 a dépassé la limite d’utilisation et de mise hors service. Les trois autres groupes électrogènes sont plus ou moins nouveaux avec peu d’heures de fonctionnement moteur.
        3. Enjeux de sécurité – l’installation est très vieille est à risques plus élevés de défectuosité du matériel. L’appareillage de commutation actuel n’est pas à l’épreuve des arcs électriques et ne peut pas être modifié à cause de son âge, ce qui aggrave le risque d’incendie et de sécurité dans l’installation.
        4. Exigences écologiques — la centrale existante possède un réservoir de stockage de diésel à paroi unique, ce qui n’est pas conforme aux codes actuels. Le réservoir se trouve dans une berme devant faire l’objet d’une décantation tous les ans, et qui est susceptible de se dégrader en raison de l’eau de fonte.
16. La SÉQ a décrit Gjoa Haven comme une localité en croissance où la demande en électricité augmente. La charge de pointe de 2020-2021 était de 1 070 kW et, selon les prévisions, devait atteindre 1 098 kW en 2021-2022. La SÉQ a affirmé que la centrale existante répond aux critères de PGN qui correspondent à la demande de pointe plus 10 pour cent. La société a indiqué prévoir que le surplus actuel de PGN qui est d’environ 25 pour cent réduirait à environ 18 pour cent d’ici 2030-2031.
17. Selon les conclusions de la SÉQ, bien que la PI de la centrale arrive à continuer de répondre à la hausse de la demande d’électricité prévue pour la collectivité, les lacunes de la centrale électrique existante placent ladite collectivité à grands risques et pourront empêcher la SÉQ de fournir de l’électricité sécuritaire et fiable.
18. Aux fins de la demande, la SÉQ a présenté deux options de projet. Cependant, l’option visant à améliorer et à remplacer les composants et les systèmes importants de l’installation existante n’a pas été estimée viable. La SÉQ a déclaré que l’amélioration et le remplacement étaient techniquement impossibles pour les raisons suivantes :
    * + 1. La centrale existante s’est détériorée à tel point qu’il est impossible d’y apporter des améliorations.
        2. Le manque d’espace rend un agrandissement irréalisable.
        3. L’emplacement actuel ne peut pas accueillir l’installation d’une production temporaire.
        4. La surface du terrain est insuffisante pour permettre d’agrandir la centrale existante.
19. La SÉQ a affirmé que l’autre option impliquerait la construction d’une nouvelle centrale électrique dans un emplacement hors de la collectivité, près des installations de la DPP. Il s’agirait d’une centrale conçue pour une durée de vie de 40 ans, pourvue de quatre groupes générateurs, avec une PI de 3 100 kW et une PGI de 2 000 kW qui amélioreraient la fiabilité, l’efficacité, l’exploitation et la sécurité. La nouvelle installation comprendrait également le stockage de carburant consistant en deux réservoirs horizontaux à double paroi de 90 000 litres avec des installations de pompage, un ‑ pipeline à carburant de 200 mètres pour se brancher à la DPP, une plateforme cimentée pour entreposer le transformateur électrique, les supports à poteau, les bermes pour l’huile usagée, avec de l’espace pour d’autres bâtiments et du stockage. La SÉQ a aussi noté qu’il était nécessaire d’améliorer le réseau de distribution existant.
20. La SÉQ a indiqué que la nouvelle centrale serait à faible consommation de carburant, moins bruyante, qu’elle produirait moins de pollution atmosphérique, et qu’elle pourrait intégrer des sources d’énergie renouvelable.
21. La SÉQ a précisé que la nouvelle centrale électrique répondrait aux projections de charge de pointe de Gjoa Haven pendant 40 ans.
    1. IGLOOLIK
22. La SÉQ a proposé la construction d’une nouvelle centrale électrique dans la collectivité d’Igloolik afin de remplacer la centrale actuelle. Le projet commencerait après l’achèvement du processus de permis pour un projet majeur et conséquemment à l’approbation qui devrait être obtenue à la fin du second trimestre de l’année budgétaire 2021-2022. La SÉQ a aussi déclaré avoir besoin de l’approbation de son CA et du CGF avant de procéder à la partie de l’appel d’offres de l’échéancier qui est prévue pour le troisième trimestre de 2021-2022. La SÉQ s’attend à terminer le projet au cours du quatrième trimestre de 2025-2026. Igloolik est situé sur une ile éloignée, les seuls accès sont l’air et la mer. La SÉQ assure le service électrique aux résidents du hameau d’Igloolik, et un à nombre de charges électriques plus importantes, y compris au bureau du hameau, au centre communautaire, à l’école, au centre de santé, au magasin Northern Store et à la coopérative Arctic Co-op.
23. La SÉQ a indiqué que ce projet a été retenu pour recevoir un financement du programme du FEA, pour une contribution se chiffrant à 75 pour cent des dépenses admissibles. Le cout préliminaire total estimé du projet est de 35,745 millions de dollars, y compris 1,385 millions de dollars en dépenses non admissibles. D’après les prévisions de la SÉQ, la contribution du FEA serait de 25,770 millions de dollars et les 9,975 millions de dollars restants proviendraient de la SÉQ.
24. La SÉQ a précisé que la centrale électrique existante a été construite en 1974 avec une PI de 2 370 kW et une PGI de 1 520 kW. La SÉQ a indiqué que la centrale électrique avait excédé sa durée de vie nominale de 40 ans, qu’elle présentait des lacunes d’ordre technique et d’ingénierie et était en mauvais état. La SÉQ a déclaré ce qui suit :
    * + 1. Infrastructure vieillissante — l’installation a 47 ans. Le bâtiment et l’équipement auxiliaire sont vieux et ont commencé à se détériorer.
        2. Remplacement du groupe électrogène — le groupe électrogène G3 a dépassé sa limite des heures de fonctionnement moteur et de mise hors service et le groupe électrogène G2 approche sa limite d’utilisation et de mise hors service. Les deux autres groupes électrogènes sont plus récents et ils ont moins d’heures de fonctionnement moteur.
        3. Enjeux de sécurité – l’installation est très vieille est à risques plus élevés de défectuosité du matériel. L’appareillage de commutation actuel n’est pas à l’épreuve des arcs électriques et ne peut pas être modifié à cause de son âge, ce qui aggrave le risque d’incendie et de sécurité dans l’installation.
        4. Exigences écologiques — la centrale existante possède un réservoir de stockage de diésel à paroi unique, ce qui n’est pas conforme aux codes actuels. Le réservoir se trouve dans une berme devant faire l’objet d’une décantation tous les ans, et qui est susceptible de se dégrader en raison de l’eau de fonte.
        5. Capacité de production de la centrale électrique — la centrale existante sera incapable de répondre aux exigences de PGN de la collectivité au-delà de 2023.
25. La SÉQ décrit Igloolik comme une localité en croissance où la demande en électricité augmente. Au cours de 2020-2021, la charge de pointe était de 1 329 kW et on prévoyait qu’elle allait dépasser 1 331 kW en 2021-2022. La SÉQ a affirmé que la centrale existante ne pourra plus répondre aux critères de PGN qui correspondent à la demande de pointe plus 10 pour cent. La société a indiqué qu’il était prévu que le surplus actuel de PGN d’environ quatre pour cent diminuerait jusqu’à devenir insuffisantes d’ici 2023-2024. Cette insuffisance de PGN augmenterait pour atteindre environ huit pour cent d’ici 2030-2031.
26. La SÉQ a conclu que la hausse prévue de la demande en électricité de la collectivité et les lacunes de la centrale actuelle exposent la localité à de grands risques que la SÉQ ne soit plus en mesure de fournir un approvisionnement en électricité sécuritaire et fiable.
27. Aux fins de la demande, la SÉQ a présenté deux options de projet. Cependant, l’option visant à améliorer et à remplacer les composants et les systèmes importants de l’installation existante n’a pas été estimée viable. La SÉQ a déclaré que l’amélioration et le remplacement étaient techniquement impossibles pour les raisons suivantes :
    * + 1. La centrale existante s’est détériorée à tel point qu’il est impossible d’y apporter des améliorations.
        2. La superficie au sol de la centrale existante est trop petite pour recevoir les nouveaux groupes électrogènes;
        3. La surface du terrain est insuffisante pour permettre d’agrandir la centrale existante.
28. La SÉQ a affirmé que l’autre option impliquerait la construction d’une nouvelle centrale électrique dans un emplacement hors de la collectivité, près des installations de la DPP. Il s’agirait d’une centrale conçue pour une durée de vie de 40 ans, pourvue de quatre groupes générateurs, d’une PI de 3 450 kW et d’une PGI de 2 350 kW qui amélioreraient la fiabilité, l’efficience, l’exploitation et la sécurité. La nouvelle installation comprendrait également le stockage de carburant consistant en deux réservoirs horizontaux à double paroi de 90 000 litres avec des installations de pompage, un ‑ pipeline à carburant de 400 mètres pour brancher la DPP, une plateforme cimentée pour entreposer le transformateur électrique, les supports à poteau, les bermes pour l’huile usagée, et avec de l’espace pour d’autres installations et du stockage. La SÉQ a aussi noté qu’il était nécessaire d’améliorer le réseau de distribution existant.
29. La SÉQ a indiqué que la nouvelle centrale serait à faible consommation de carburant, moins bruyante, qu’elle produirait moins de pollution atmosphérique, et qu’elle pourrait intégrer des sources d’énergie renouvelable.
30. La SÉQ a précisé que la nouvelle centrale répondrait aux projections relatives à la charge de pointe d’Igloolik pendant 40 ans.
    1. IQALUIT
31. La SÉQ a proposé de remplacer le groupe électrogène G4 de la centrale électrique d’Iqaluit. Le projet commencerait après l’achèvement du processus de permis pour un projet majeur et conséquemment à l’approbation qui devrait être obtenue à la fin du second trimestre de l’année budgétaire 2021-2022. La SÉQ a déclaré avoir besoin de l’approbation de son CA et du CGF avant de procéder à la partie de l’appel d’offres de l’échéancier qui est prévue pour le troisième trimestre de 2021-2022. La SÉQ s’attend à terminer le projet au cours du quatrième trimestre de 2023-2024. Iqaluit est la collectivité et la ville la plus importante de la zone desservie par la SÉQ, située sur l’ile de Baffin dans la baie Frobisher. La SÉQ fournit l’électricité aux résidents de la ville d’Iqaluit, et à un nombre de charges électriques plus importantes, y compris aux bureaux du gouvernement du Nunavut (GN) et du gouvernement du Canada, aux centres communautaires, aux écoles, à l’hôpital général et aux cliniques, aux centres de loisirs, et à d’autres clients commerciaux, incluant le Northern Store et le Arctic Ventures Marketplace.
32. La SÉQ a indiqué que ce projet a été retenu pour recevoir un financement du programme du FEA, pour une contribution se chiffrant à 75 pour cent des dépenses admissibles. Le cout préliminaire total estimé du projet est de 8,415 millions de dollars, y compris 0, 379 millions de dollars en dépenses non admissibles. D’après les prévisions de la SÉQ, la contribution du FEA serait de 6,027 millions de dollars et les 2,388 millions de dollars restants proviendraient de la SÉQ.
33. La SÉQ a précisé que la centrale électrique existante a été construite en 1960, sa PI est de 22 600 kW et se PGI est de 17 600 kW. La SÉQ a indiqué que la centrale électrique a été agrandie et améliorée en 2013. La centrale électrique possède six groupes électrogènes. Le groupe électrogène G4 existant a été installé en 1992 et a dépassé ses heures prévues de cycle de vie. La SÉQ a aussi noté que les groupes électrogènes G1 et G2 ont également dépassé les heures prévues de cycle de vie. La société a affirmé que bien que les groupes électrogènes G1 et G2 aient excédé leurs heures prévues de cycle de vie, le G4 était au moins stable. La SÉQ a ajouté que le groupe électrogène G4 ne pouvait plus faire l’objet d’une révision générale et qu’obtenir des pièces était un problème.
34. Elle a décrit Iqaluit comme une collectivité en plein essor où la demande en électricité augmente. La charge de pointe de 2020-2021 était de 10 087 kW et, selon les prévisions, devait atteindre 9 960 kW en 2021-2022. La SÉQ a affirmé que la centrale existante répond aux critères de PGN qui correspondent à la demande de pointe plus 10 pour cent. La société a indiqué qu’il était prévu que le surplus actuel de PGN d’environ 60 pour cent réduirait à environ 40 pour cent d’ici 2030-2031. Cependant, la société a noté que la combinaison des groupes électrogènes G4, G1 et G2 représente une capacité de production totale de 10 600 kW et que chacun a dépassé ses heures prévues de fonctionnement moteur.
35. La SÉQ a affirmé que la perte de deux des groupes électrogènes mentionnés ci-dessus créerait une insuffisance importante de la capacité de production disponible et ne pourrait plus répondre à la PGN d’ici 2030.
36. La SÉQ a conclu que la hausse prévue de la demande en électricité de la collectivité et les lacunes de la centrale actuelle (groupes électrogènes G4, G1 et G2) exposent la localité à de grands risques que la SÉQ ne soit plus en mesure de fournir un approvisionnement en électricité sécuritaire et fiable.
37. La SÉQ a présenté deux options de projet aux fins de la demande. La société a mentionné que le groupe électrogène G4 pouvait être remplacé par un dispositif de même taille (c.-à-d. de 3 300 kW) ou par un d’une autre taille (p. ex., de 2 000 kW ou de 4 000 kW).
38. La SÉQ a déclaré qu’un dispositif de même taille n’exigerait pas d’améliorer les fondations du groupe électrogène, des charpentes ou du système de carburant. De plus, la SÉQ a noté qu’un dispositif de même taille permettrait de maintenir la PI et la PGI de la centrale.
39. La société a affirmé qu’un dispositif de taille différente n’était pas recommandé. La SÉQ a noté que les économies de couts associées à un dispositif plus petit étaient minimes, et que la PGI serait réduite. La SÉQ a aussi noté qu’un dispositif plus gros était injustifiable parce que la PGI actuelle atteindrait déjà les projections de PGN et la charge à plus long terme.
40. La société a affirmé que l’option la plus économique serait de remplacer le groupe électrogène G4 par un dispositif de même taille. De plus, il n’y aurait aucune incidence sur la PI ou la PGI.
41. Une fois améliorée, la centrale électrique d’Iqaluit serait toujours une installation conçue pour une durée de vie de 40 ans, pourvue de six groupes générateurs, avec une PI de 22 600 kW et une PGI de 17 600 kW qui amélioreraient la fiabilité, l’efficacité, l’exploitation et la sécurité.
42. La SÉQ a aussi affirmé que le nouveau groupe électrogène G4 aurait une meilleure efficience énergétique, qu’il serait moins bruyant et produirait moins de pollution atmosphérique.
43. La société a déclaré que le remplacement du groupe électrogène G4 augmenterait la fiabilité de la centrale électrique d’Iqaluit dans son ensemble et qu’elle atteindrait ainsi les projections de charge de pointe et de PGN jusqu’en 2056.
44. PROCESSUS
    1. DEMANDES PEU IMPORTANTES OU IMPORTANTES
45. En vertu de la Loi sur le CETES, il est entendu que le CETES peut, à son entière discrétion, déterminer si une demande est importante ou peu importante aux fins déterminer le délai de traitement de la demande : une demande peu importante est assujettie à un délai maximal de 90 jours avant le dépôt du rapport du CETES au ministre responsable, tandis qu’une demande importante est assujettie à un délai maximal de 150 jours. Le CETES a tenu compte du degré d’investissement considérable projeté dans les Demandes que la majeure partie de ce financement provienne du FEA, ce qui réduirait l’investissement requis par la SÉQ, du besoin de demandes d’information (DI) et de réponses, ainsi que du besoin relatif aux demandes de participation du public. Par conséquent, le CETES a choisi de traiter les Demandes comme des demandes importantes.
46. Le CETES a déterminé que les Demandes seraient considérées concurremment et que la date limite de 150 jours pour déposer son rapport au ministre serait le 9 aout 2021.
    1. PROCESSUS DE CONSULTATION DU PUBLIC
47. Au mois d’avril 2021, le CETES a fait publier un avis des Demandes à présenter dans chacune des collectivités touchées. Un avis distinct pour chaque demande a été préparé et mis à la disposition des résidents et des clients des collectivités de Cambridge Bay, Gjoa Haven, Igloolik et Iqaluit. Les avis ont été publiés sur le site Web et les médias sociaux du CETES et transmis aux agents de liaison du gouvernement (ALG) de chaque collectivité, et par lettre à chaque député de l’Assemblée législative du Nunavut, au maire et aux agents d’administration principaux (APA) ainsi qu’aux APA adjoints partout au Nunavut. De plus, des communiqués d’intérêt général ont aussi été publiés par la SÉQ pour toutes les Demandes indiquant la possibilité et la date limite de dépôt de pour les Demandes au CETES.
48. Le CETES a également offert au public l’occasion de présenter des commentaires écrits au sujet de la demande de permis de projet d’immobilisations majeur (DPPM) avant l’échéance du 14 mai 2021. Une demande de participation publique écrite a été reçue. Les questions qui y étaient soulevées ont été abordées par la SÉQ dans ses réponses aux DI du CETES et ont été prises en compte par ce dernier dans le présent rapport.
49. Le CETES a sollicité davantage de précisions de la part de la SÉQ concernant les Demandes. Cela a été fait lors de deux rondes de DI. Le CETES a posé un nombre de questions communes aux quatre demandes, ainsi que des questions spécifiques à chacune des demandes et des collectivités. De plus, le CETES a étudié un nombre de sujets liés aux complexités possibles de mener simultanément quatre projets d’immobilisations majeurs. Le 30 avril 2021 et le 28 mai de la même année, la SÉQ a répondu aux deux rondes de DI du CETES.
50. EXAMEN DES DEMANDES
    1. ENJEUX COMMUNS
51. Le CETES a noté que les quatre demandes avaient en commun un nombre de questions. De plus, le conseil a souligné l’existence de risques possibles pour la SÉQ en raison de l’ampleur de mener quatre projets importants simultanément. Certains de ces risques ont été notés dans les DPPM précédentes. Par exemple, le CETES a étudié la perte par la SÉQ du financement de programme du FEA, la gestion du projet et les contrôles des couts dans le DPPM d’Arctic Bay, cherchant à comprendre ce que la SÉQ a changé pour atténuer ces mêmes enjeux. Des recommandations ont été faites par le CETES dans son rapport 2020-01 concernant ses observations et préoccupations.
52. Le CETES abordera plusieurs des enjeux communs dans cette partie du rapport plutôt que de les répéter dans son examen de chaque demande.
    * 1. ENJEUX COMMUNS — PROGRAMME DU FONDS POUR L’ÉNERGIE DANS L’ARTIQUE
53. La SEQ a soutenu que tous les quatre projets ou demandes doivent se qualifier pour un financement en vertu du programme du FEA. Visiblement, le financement de programme de 75 pour cent des couts admissibles de ces projets serait un avantage important pour la SÉQ et ses clients. Le CETES a étudié davantage cet aspect et les risques associés pour la SÉQ. En plus des renseignements se trouvant dans les Demandes, le CETES a assuré le suivi des DI pour évaluer les mesures de contrôle de la SÉQ et mieux comprendre le choix du moment de la demande et de l’approbation par le FEA, et e mécanisme de paiement (et l’exigence de fonds de roulement associée).
54. Le CETES voulait avoir accès aux mesures de contrôle qui ont été ajoutées pour éviter une situation semblable au refus du financement du FEA pour Arctic Bay. Il semble que la SÉQ a révisé ses processus de gouvernance et ses mesures de contrôle pour s’assurer que le prochain financement du FEA ne soit pas en danger. Le CETES juge que ces changements sont encourageants. Il semble que la SÉQ ait adopté formellement ces mesures de contrôle, exigences et choix du moment de l’approbation et tous les prochains contrats et les futures dépenses faites doivent être signés (conformément à la réponse au CETES1‑QEC-1).
55. La SÉQ a affirmé que le mécanisme de paiement du FEA est bien connu et que le délai est minime entre les dépenses et le remboursement. Le CETES remarque que le financement combiné du FEA pour les quatre demandes est d’environ 95 millions de dollars, échelonné pendant quelques années. Cependant, la SÉQ ne semblait pas s’inquiéter indument pour les implications liées au flux de trésorerie ou au fonds de roulement. En se fondant sur les déclarations de la SÉQ, le CETES estime que les prochaines exigences de changements aux facilités de crédit de la SÉQ doivent être abordées dans une demande ultérieure comme une requête en majoration tarifaire générale (RMTG), s’il y a lieu.
56. La SÉQ a indiqué travailler à utiliser le financement complet du FEA de 175 millions de dollars avant le 31 mars 2028, date de fin de ce programme. Le CETES comprend la décision de la SÉQ de traiter cela comme une priorité essentielle. De plus, le CETES estime qu’il serait utile d’avoir une reddition de comptes pour les fonds utilisés du FEA, proposés et demandés, ainsi que des plans de projets possibles pour utiliser le reste des fonds. Ces renseignements doivent faire partie du processus de planification stratégique organisationnelle et mis à la disposition du ou de la ministre responsable et compris dans la prochaine RMTG. Notamment, le CETES souhaite comprendre comment les dépassements de couts peuvent être réglés par le financement du FEA et si lesdits couts seront partagés de la même façon (75:25) entre le gouvernement fédéral et la SÉQ ou s’ils devront être entièrement assumés par la SÉQ et, en dernier ressort, par les contribuables.
    * 1. ENJEUX COMMUNS — GOUVERNANCE ET DOTATION
57. La SÉQ a affirmé que ses processus de gouvernance et de dotation sont suffisants pour traiter les quatre demandes simultanément. Le CETES remarque que les réponses aux DI ont permis d’obtenir certaines précisions quant aux positions de la direction générale, ainsi que sur les effectifs internes et externes qui seront mobilisés par la SÉQ. La SÉQ a indiqué que le personnel en place est suffisant pour prendre en charge les projets simultanément et elle a donné des précisions quant aux ressources internes et externes à utiliser aux différentes étapes du projet.
58. Le CETES remarque les changements faits par la SÉQ et les détails qu’elle a fournis sur sa gouvernance, ses ressources et sa dotation. Bien que le CETES espère que les efforts de la SÉQ soient suffisants, le conseil estime que des renseignements supplémentaires sur les dépassements de couts précédents et les retards antérieurs vécus par la SÉQ quant aux récents projets de DPPM peuvent être utiles au ou à la ministre responsable. Des analyses ou des évaluations après l’achèvement de ces projets n’ont pas été portées à la connaissance du CETES. À défaut de bien comprendre les raisons passées des retards, des dépassements de couts, et les mesures correctives pour régler les mêmes problèmes à l’avenir, la capacité de gérer simultanément quatre projets complexes et de grande envergure de la SÉQ préoccupe toujours le CETES.
59. Quant à déterminer la compétence de la SÉQ pour entreprendre ces grands projets, le CETES estime qu’il peut être opportun pour cette société qu’un tiers indépendant évalue sa capacité de gérer simultanément lesdits quatre projets en se concentrant sur relever et atténuer les points faibles ou les risques. Le CETES estime que la surveillance indépendante et la communication d’information en temps opportun augmenteraient la probabilité d’achever les quatre projets à temps et en respectant le budget.
    * 1. ENJEUX COMMUNS — GESTION DE PROJET ET CONTRÔLES DES COUTS
60. En plus de la section précédente concernant la gouvernance et la dotation de la SÉQ, le CETES a étudié les risques potentiels liés à la gestion de projet et aux contrôles des couts. Le CETES remarque que la SÉQ semble avoir confiance en sa capacité de gérer les projets simultanément et de maitriser les couts. Cela est évident dans ses réponses aux DI du CETES. La SÉQ estime qu’une stratégie mixte et concurrente est préférable à une approche échelonnée. De plus, la SÉQ estime qu’un seul contrat est préférable aux contrats distincts pour chaque centrale électrique.
61. En dépit de la confiance de la SÉQ, le CETES remarque qu’il existe des avantages et des risques possibles liés au fait de traiter avec un seul consultant et un entrepreneur en construction unique. Certains peuvent être abordés dans la recommandation du CETES d’obtenir une évaluation indépendante de la capacité de la SÉQ de planifier et d’exécuter le ou les projets visés par les demandes.
62. Le CETES estime aussi qu’une communication d’information régulière sur les progrès et les couts, par rapport aux points de repère du projet, est essentielle à leur succès.
63. Le CETES estime qu’il est possible d’obtenir les avantages liés à l’utilisation d’une planification, d’une méthodologie et d’un calendrier uniques. Le CETES remarque aussi que la perspective de la SÉQ quant au risque de la stratégie concurrente est moindre que celle de l’approche échelonnée.
64. Le CETES donne son aval à la stratégie concurrente pour les quatre projets, cependant, le conseil estime qu’il doit y avoir un mécanisme en temps opportun de signalement de délais ou de dépassements de couts possibles. Dès que la SÉQ prend connaissance de dépassements de couts prévus supérieurs à 25 pour cent des couts demandés pour n’importe lequel des quatre projets, le CETES recommande que la société présente un rapport au ou la ministre.
    * 1. ENJEUX COMMUNS — CALENDRIER DE PROJET ET HORIZON DE PLANIFICATION
65. Le CETES remarque que le calendrier des demandes des trois nouvelles centrales électriques peut avoir limité les options offertes à la SÉQ. Le conseil convient qu’il existe une certaine urgence à régler les enjeux possibles de fiabilité des trois installations, mais il estime que cela peut avoir été le cas depuis un certain temps déjà. À cet égard, le CETES estime qu’avoir attendu pour les régler peut avoir limité les options offertes (particulièrement la capacité de déplacer les dispositifs d’une installation à l’autre). Selon les réponses de la SÉQ aux DI, les plans de la SÉQ ne sont pas clairs en ce qui touche le retrait des activités des installations des trois sites des plus récents dispositifs aux heures de fonctionnement plus basses.
66. Le CETES comprend qu’il peut être impossible pour la SÉQ de déclarer une fois pour toutes ce qui est praticable pour chaque dispositif jusqu’à connaitre entièrement leur état. La SÉQ a déclaré que certains dispositifs peuvent être gardés comme rechange en cas d’urgence, mais elle ne s’est engagée à rien d’autre. Le CETES estime que la SÉQ doit inclure des renseignements sur les groupes électrogènes retirés des centrales électriques. Il est recommandé que ces renseignements soient compris dans les autres documents connexes dans le cadre du processus de planification de la SÉQ au moment de la prochaine RMTG pour confirmer que la redistribution a été soigneusement étudiée.
67. Le peu de transparence de l’horizon de planification des immobilisations préoccupe le CETES. Le conseil remarque que l’âge et l’état de détérioration des trois installations doivent avoir été connus et avoir été présents depuis un certain temps. Dans le même ordre d’idées, les heures de fonctionnement moteur doivent être plus ou moins prévisibles et il doit être facile de prévoir avec un certain degré de certitude si les dispositifs excèdent les limites de leur mise hors service. Le CETES estime que bien qu’il est impossible de prévoir une défaillance d’un groupe électrogène, la SÉQ devrait avoir une bonne compréhension de la façon « normale » dont s’accumulent les heures de fonctionnement moteur dans ses centrales électriques.
68. Le CETES s’attend à ce qu’il existe d’autres besoins urgents considérant l’âge d’un bon nombre d’autres centrales électriques dans la zone desservie par la SÉQ. À cet égard, le CETES estime qu’attendre pour demander l’approbation de la DPPM peut réduire les options de la SÉQ pour apporter des améliorations de façon ordonnée et économique. Cela limite également les possibilités de la SEQ d’évaluer la redistribution des nouveaux dispositifs aux heures de fonctionnement plus basses dans d’autres installations. Cela peut aussi réduire la capacité de la SÉQ d’entreprendre de grands projets selon une approche plus échelonnée.
69. Le CETES recommande que la SÉQ informe le ou la ministre de ses plans et des moments propices pour améliorer ou remplacer les centrales électriques des autres collectivités dont les centrales électriques ont plus de 40 ans pour permettre d’évaluer correctement les possibilités de redistribution. Ces renseignements doivent aussi être fournis lors de la prochaine RMTG comme renseignements supplémentaires découlant de ces plans et évaluations.
    * 1. ENJEUX COMMUNS — DÉMANTÈLEMENT ET ASSAINISSEMENT DE L’ENVIRONNEMENT
70. Le CETES remarque que les Demandes contiennent peu de renseignements sur les plans de la SÉQ pour démanteler les anciennes installations de centrales électriques ou assainir l’environnement de ces sites. Cette question a été soulevée dans les DI du CETES. La réponse de la SÉQ à CETES IR2-QEC-4a suggère « que la pratique courante est de ne pas assainir ces sites puisqu’ils sont déjà désignés comme étant industriels. D’ordinaire, les actifs sont seuls à être démantelés ».
71. Le CETES remarque que la SÉQ décrit les bâtiments et les fondations des trois vieilles installations de centrales électriques comme étant en mauvais état. À cet égard, le CETES questionne la sécurité et la responsabilité possible en cas de transformation de ces sites.
72. La réponse de la SÉQ à CETES IR2-QEC-4c suggère que la société retirera les systèmes de carburant deux ans après la fermeture des vieilles centrales. Celles-ci seraient alors mises hors service, et les groupes électrogènes, l’équipement mécanique et le matériel électrique seraient retirés, ainsi que les autres équipements du bâtiment. Dans sa réponse à CETESIR2-QEC-4a, la SÉQ a affirmé son intention de garder ces installations aux fins d’entreposage, ce qui reporte probablement le besoin d’assainir ces lieux à une date éloignée dans le futur. Le CETES remarque que le travail de démantèlement serait peu susceptible de débuter d’ici 2026-2027. De plus, la SÉQ pourrait laisser en place les anciennes centrales bien après 2028 si le seul but est de démanteler et de retirer les systèmes de carburant.
73. Le CETES estime qu’au minimum, ces couts de démantèlement, et ceux d’assainissement prévus par la SÉQ, doivent être évalués afin de déterminer s’ils sont importants non. Le conseil recommande d’inclure les détails quant aux plans et aux prévisions de couts de la SÉQ dans la prochaine RMTG, ainsi qu’il recommande que la société examine sa responsabilité afférente auxdits bâtiments convertis ayant des problèmes structuraux inacceptables. Les renseignements ci-dessus doivent être fournis comme renseignements supplémentaires dans la prochaine RMTG de la SÉQ.
    * 1. ENJEUX COMMUNS — RÉPERCUSSIONS FINANCIÈRES ET SUR LES TARIFS
74. Le CETES remarque que la SÉQ a fourni des estimations quant aux besoins en capital de chaque projet ainsi que sur les répercussions prévues sur les tarifs. La SÉQ a déclaré que les dépenses en capital (nettes après le financement du FEA) pourraient être payées à même le fonds de roulement, le flux de trésorerie, les marges de crédit, et les accords d’emprunt à long terme qui sont à sa disposition.
75. Le CETES est d’accord avec l’évaluation de la SÉQ voulant que les répercussions sur les tarifs ne soient pas déplacées. La SÉQ doit offrir un service sécuritaire et fiable à des tarifs justes et raisonnables. Sur le sujet des DPPM, les augmentations de tarifs prévues semblent raisonnables, sous réserve des autres recommandations du présent rapport. Le CETES évaluera chaque demande plus en détail. Néanmoins, le caractère raisonnable des dépenses en capital estimées et actuelles et les répercussions liées aux tarifs seront abordés en plus de détails dans la prochaine RMTG pertinente de la SÉQ.
    * 1. ENJEUX COMMUNS – STOCKAGE DE CARBURANT-RÔLES ET RESPONSABILITÉS
76. La SÉQ a justifié un besoin pour stocker le carburant en vrac à l’installation de Cambridge Bay. Les raisons de la société étaient concentrées sur le manque de stockage offert par la DPP. Le CETES remarque que le stockage de carburant aux deux autres installations était considérablement différent, et le conseil est reconnaissant pour les réponses de la SÉQ aux DI sur cette question.
77. Le CETES remarque l’importance des rôles, des responsabilités et des couts liés au stockage de carburant en vrac proposé dont les centrales électriques de la SÉQ ont besoin. Le CETES remarque que dans les réponses aux DI, il y a apparence de chevauchement entre les rôles et les responsabilités pour la planification et la construction d’un stockage de carburant entre la SÉQ et la DPP.
78. Le conseil aimerait mieux comprendre les conséquences financières associées au stockage de carburant pour les clients de la SÉQ. Le CETES remarque qu’il y a autant des couts en capital que des couts de fonctionnement et il considère cette question importante. Cela aiderait le conseil si plus de renseignements étaient fournis dans la prochaine RMTG concernant la décision que le carburant soit entreposé par la SÉQ plutôt que par la DPP ou une combinaison des deux.
    * 1. ENJEUX COMMUNS - ÉNERGIE RENOUVELABLE
79. La SÉQ a indiqué que les trois nouvelles centrales pourraient intégrer des sources d’énergie renouvelable, comme des turbines éoliennes ou des panneaux solaires, si l’occasion se présentait à l’avenir. Le CETES remarque également dans la réponse aux DI, que la SÉQ renvoie à ses plans pour permettre l’intégration d’énergie renouvelable par le biais d’autres programmes comme la facturation nette ou le programme pour les producteurs d’électricité commerciaux et institutionnels (PÉCI)ou celui pour les producteurs d’électricité indépendants.
80. Le CETES remarque que le développement et l’investissement dans l’énergie renouvelable n’ont pas été la démarche préférée. La SÉQ a affirmé que sa démarche préférée est de permettre aux autres de développer et d’investir dans la production de ce type d’énergie et de les brancher aux systèmes de la SÉQ. Le CETES remarque que cela semble s’harmoniser à la politique du GN et à la démarche entreprise par les autres autorités.
81. Le conseil a pris note qu’une demande de participation publique qui a été faite abordait l’énergie renouvelable. Il a été suggéré que la SÉQ devrait développer la production d’énergie renouvelable plutôt que la production de diésel.
82. Le CETES remarque que les déclarations de la SÉQ dans ces demandes et dans les demandes antérieures indiquent que la production de diésel est actuellement la seule source fiable d’électricité offerte, ce qui est particulièrement important en raison des conditions extrêmes du territoire et de l’éloignement de chaque collectivité nécessitant des centrales électriques autonomes. Le conseil remarque également que la SÉQ a franchi quelques étapes pour permettre à d’autres de développer l’énergie renouvelable.
83. Le CETES estime que les projets actuels utilisant la production à diésel ont une longue durée de vie (généralement plus ou moins 40 ans), ce qui peut contraindre la SÉQ à la seule utilisation du diésel ou entrainer des droits d’actifs délaissés si la société prend une autre direction à l’avenir. Le CETES remarque que le développement d’énergies renouvelables sera soumis à de futures demandes, comme pour les PÉCI et les producteurs d’électricité indépendants. Le conseil estime que ces futures demandes sont mieux pour traiter cette question, puisqu’en ce moment, les seuls systèmes de production fiables et viables reposent sur la production à diésel.
    * 1. ENJEUX COMMUNS — ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES ET DE BRUIT
84. Le CETES a demandé à la SÉQ plus de renseignements sur l’installation prévue de dispositifs pour régler les émissions atmosphériques et de bruit de ses nouvelles centrales électriques, et du remplacement du groupe électrogène à Iqaluit. Les questions étaient semblables à celles posées dans la DPPM d’Arctic Bay. La SÉQ a fourni des estimations de cout pour des épurateurs-laveurs industriels (émissions atmosphériques) dans les réponses aux DI d’Arctic Bay, mais n’a offert aucune estimation de cout pour des silencieux de qualité hôpital.
85. Le CETES a posé des questions supplémentaires pour mieux comprendre les couts et les avantages associés aux dispositifs proposés. Le conseil a aussi cherché à mieux comprendre la déclaration dans la demande d’Iqaluit voulant que l’épurateur à élimination totale réduise le dioxyde de carbone produit par le groupe électrogène remplacé.
86. Le CETES est reconnaissant pour les réponses de la SÉQ aux DI sur les dispositifs de réduction d’émissions atmosphériques et de bruit. Le cout marginal entre l’épurateur à élimination totale par rapport à certaine version moindre semble justifié. Le conseil comprend aussi que les réductions de dioxyde de carbone sont dues à l’efficacité accrue de combustible et non à une certaine forme de capture de carbone. Les avantages de la qualité de l’air associés à ces dépenses semblent justifiés.
87. Aussi, le CETES comprend mieux le cout marginal des silencieux de qualité hôpital. Le conseil comprend mieux maintenant que le cout marginal d’un dispositif antibruit par rapport à un silencieux traditionnel est justifié pour respecter un niveau raisonnable de bruit. Le CETES estime que les couts et les avantages associés à ces types d’investissements et de dépenses doivent être chiffrés lorsque possible. L’investissement différentiel de 20 000 $ par groupe électrogène semble raisonnable pour permettre d’atteindre un niveau de bruit de 40 décibels, bien que la SÉQ n’ait pas précisé la distance à laquelle ce niveau de bruit s’applique. Les renseignements suggérés sont que la SÉQ estime que le niveau de bruit est à 800 mètres de la centrale électrique, et si c’est ce que la société a prévu, le niveau de bruit devrait être acceptable pour les résidents.
    * 1. ENJEUX COMMUNS — COMPLÉTUDE DES DEMANDES CONCERNANT L’ÉVALUATION DU BESOIN ET DES OPTIONS D’INSTALLATIONS
88. Le CETES remarque que les demandes contenaient très peu de renseignements concernant le besoin précis de chaque collectivité et les options viables pour répondre à ce besoin. Dans les récentes DPPM, la démarche de la SÉQ (pour l’essentiel) a été d’énoncer le problème des installations existantes (p. ex., la détérioration des bâtiments et des infrastructures, des groupes électrogènes, etc.), mais de ne pas fournir précisément une analyse au soutien de la capacité de production ou des besoins opérationnels (c.-à-d. compte tenu de la PGN, de la PGI ou d’autres critères d’exploitation estimés pertinents par la SÉQ). Le CETES remarque que les renseignements concernant la croissance démographique, et la charge de pointe liée, ont été fournis dans les demandes et dans les réponses aux DI, cependant, la SÉQ a fourni peu de précisions sur le besoin actuel qu’elle ciblait.
89. Le conseil relève aussi que la démarche « standard » de la SÉQ pour répondre au besoin vague cerné a généralement été de présenter une option « de ne rien faire », une autre option peut-être non viable, et une option préférée. Une seule option viable est habituellement offerte au CETES, avec peu sinon rien d’autre à analyser ou à estimer. La seule exception à la démarche ci-dessus était la demande d’Iqaluit qui comprenant une deuxième option viable pour remplacer le groupe électrogène G4 par un dispositif de taille différente.
90. Le CETES estime que la combinaison d’un besoin vaguement cerné aux options peu viables pour répondre au besoin lui donne peu de choix. La démarche du conseil a été de demander plus de renseignements sur la demande ou de poser des questions sur les autres options ou choix qui peuvent être peut-être pris en compte par la SÉQ. Les réponses n’ont pas contribué à la meilleure compréhension du CETES quant au processus de décision que la SÉQ a suivi lors de la préparation des demandes. Le conseil estime que la démarche standard susmentionnée de la SÉQ n’est pas une meilleure pratique à la lumière du contenu des demandes.
91. Le CETES remarque que les réponses aux DI de la SÉQ pour des renseignements supplémentaires et une plus grande transparence à l’étape de la demande peuvent considérablement améliorer la compréhension du conseil quant à la raison d’être du ou des projets proposés. Bien cerner le besoin en ce qui touche la taille, la variabilité et la durée de la charge, le calendrier d’exécution, et les autres besoins opérationnels aiderait énormément le CETES, particulièrement pour l’analyse des différentes options pour répondre audit besoin.
92. Le CETES estime qu’il doit y avoir différentes options viables pour répondre aux besoins de chaque collectivité. Le conseil relève dans les trois demandes de nouvelles centrales électriques qu’il y a de quatre à cinq solutions de moteur, ainsi que de nombreuses notations pour les groupes électrogènes proposés dans chaque centrale électrique (p. ex., 550, 850, 900, 950, 1 100, 1 350 kW et des dispositifs encore plus grands). En règle générale, la demande présentée par la SÉQ était pour une PI et une PGI uniques, le programme de répartition fixé à 80 pour cent de la capacité de production de chaque moteur pour assurer la fiabilité et une bonne économie de combustible.
93. Le CETES relève que la configuration et la conception de centrale électrique peuvent avoir des éléments autant « d’art que de science », cependant, les demandes actuelles ont offert peu de renseignements qui amélioreraient la compréhension du conseil sur la raison d’être des options proposées.
94. Le conseil remarque également que les options proposées pour chacune des trois nouvelles centrales électriques sont toutes pour une capacité de production nécessaire permettant de répondre aux besoins des collectivités à plus long terme, bien que les groupes électrogènes des centrales semblent avoir atteint la fin de leurs vies utiles avant le choix du moment utilisé par la SÉQ dans ses demandes. Le CETES est sensible au fait que cela peut être une bonne démarche, mais relève qu’elle peut limiter la capacité de la SÉQ d’optimiser le montant du capital dépensé dans d’autres collectivités Le conseil recommande que les prochaines DPPM fournissent une évaluation des autres démarches possibles. Par exemple, les futures demandes de centrales électriques peuvent être fondées sur des besoins prévus à long terme, mais elles peuvent offrir des démarches souples pour répondre aux besoins qui évoluent.
    1. CAMBRIDGE BAY
       1. CAMBRIDGE BAY — BESOIN DU PROJET
95. Le CETES relève le besoin évident de s’occuper de l’état de la centrale électrique de 63 ans de Cambridge Bay et les préoccupations écologiques, de fiabilité et de sécurité qui en découlent. Le CETES a étudié plus en détail le besoin de régler les lacunes de la centrale électrique existante par le truchement de DI. Les réponses de la SÉQ ont clarifié plusieurs facettes de la demande liées au besoin et qui intéressaient le CETES.
96. La SÉQ a précisé dans la demande que la centrale électrique existante avait la capacité de production pour répondre aux projections de charge de pointe de Cambridge Bay dans un avenir prévisible. Dans la demande, la SÉQ a fourni des projections démographiques et sur les charges de pointe. Le CETES convient que la centrale électrique existante répondrait aux critères de PGN de la SÉQ d’ici environ 2048 à 2049, si les lacunes de la centrale peuvent être réglées.
97. La SÉQ a relevé un nombre de lacunes concernant la centrale électrique existante dans la demande et les réponses aux DI. Le CETES prend remarque que :
    * + 1. État de la centrale — la centrale existante a été construite en 1958 et l’installation de 63 ans souffre de différentes lacunes. La SÉQ a indiqué que l’appareillage de commutation actuel n’est pas résistant aux éclats d’arc électrique ce qui augmente les risques d’incendie et pour la sécurité de l’installation. La SÉQ a fourni plus de détails dans la réponse à CETES IR1-QEC-6 avec des photos des parties dégradées de l’installation. La SÉQ a déclaré que « les structures existantes contreviennent aux codes du bâtiment nationaux actuels et aux normes d’exploitation et de sécurité de la SÉQ ».
        2. Bâtiments — la structure des bâtiments est en mauvais état et ne permet aucune possibilité d’agrandissement. Les fondations se soulèvent et sont instables, créant des pressions sur la tuyauterie et sur les autres équipements et systèmes. Il serait utile de savoir s’il y a eu une faille dans la conception ou l’installation des fondations ou si la durée de vie prévue de cette installation est dans la fourchette de 40 à 50 ans en raison des conditions météorologiques, du sol, et de la topographie, des lieux.
        3. Groupes électrogènes — la SEQ a fourni l’âge et les heures de fonctionnement des dispositifs existants. Ils sont plus ou moins nouveaux avec un nombre bas d’heures de fonctionnement.
        4. Stockage de carburant — le réservoir pour le stockage de carburant est à paroi unique et la berme abritant le réservoir est dégradée. La SÉQ a laissé entendre que l’équipement de stockage de carburant ne répond pas aux codes environnementaux et aux normes écologiques actuels.
        5. Accroissement de la demande et fiabilité — la demande est en croissance à Cambridge Bay. Les prévisions de PGN de la SÉQ se fondent sur la croissance démographique prévue. La PGI actuelle continuerait de répondre à la PGN prévue d’ici environ 2048-2049. Les renseignements fournis sur l’indice de continuité (IC) et sur la fréquence moyenne d’interruption en réponse (FMI) à CETES IR1-QEC-3i ne brossent pas le portrait d’une mauvaise fiabilité. Plutôt, la SÉQ a déclaré dans sa réponse à la DI que « la décision de remplacer la centrale pour ses collectivités se fondait sur l’état, et non sur des statistiques de fiabilité ».
        6. Évaluation quantitative et précisions de la SÉQ concernant le besoin — la SÉQ n’a pas chiffré ni fourni de précisions concernant un besoin autre que celui indiqué voulant qu’une centrale électrique plus fiable et plus sécuritaire était nécessaire.
98. Le CETES relève qu’un risque de panne existe en raison de l’état du bâtiment et de ses fondations, cependant, ces problèmes sont réglés à ce jour grâce à l’utilisation de soutiens et de vérins et d’autres types d’appareils de stabilisation. La solution visant à réparer et maintenir semble être économique, puisque les groupes électrogènes sont plus ou moins « sains ». Il n’est pas clair depuis combien de temps le problème « d’infrastructure vieillissante » existe ou la raison pour laquelle la SÉQ aurait investi dans de nouveaux dispositifs au cours des quatre à cinq dernières années dans l’installation dégradée.
99. Malgré les décisions antérieures d’entretenir et de mettre à niveau la centrale électrique, le CETES convient que l’état de la centrale électrique existante, à l’exception des groupes électrogènes eux-mêmes, s’approche de la fin de sa vie utile. La SÉQ a fourni assez de renseignements pour démontrer que l’état de la centrale électrique peut diminuer sa capacité de continuer à fonctionner de manière fiable très bientôt et que ledit état, au minimum, est un risque pour la sécurité des employés.
100. Compte tenu de ce qui précède, le CETES est d’accord avec la SÉQ que de ne rien faire n’est pas une option. L’installation de la centrale électrique, y compris ses fondations, bâtiments, réservoirs pour entreposer le carburant, infrastructures et matériels électriques importants ne semble pas pouvoir continuer à offrir des services fiables et sécuritaires à Cambridge Bay.
101. Le CETES souligne que la SÉQ n’a pas chiffré ni fourni de précisions concernant un besoin autre que celui indiqué voulant qu’il soit nécessaire d’améliorer la fiabilité de la centrale électrique de Cambridge Bay. Le besoin n’a pas été précisé en fonction de la quantité de PI et de PGI ou si tous les 4950 kW de PI et tous les 3850 kW de PGI actuels sont nécessaires à court et à moyen terme. Le CETES en tire la conclusion que la capacité de production offerte serait suffisante pour répondre aux exigences de charge de pointe pour un terme plus long si ce n’était pas des préoccupations de sécurité et de fiabilité liées au bâtiment.
     * 1. CAMBRIDGE BAY — AUTRES OPTIONS POUR RÉPONDRE AU BESOIN
102. Aux fins de la demande, la SÉQ a présenté deux options de projet. Cependant, l’option visant à améliorer et à remplacer les composants et les systèmes importants de l’installation existante n’a pas été estimée viable. La SÉQ a indiqué que l’option visant l’amélioration et le remplacement n’était pas faisable du point de vue technique en raison des facteurs précisés ci-dessus, principalement en raison de l’âge et du degré de détérioration de l’équipement et de la structure, et de la petite empreinte de l’emplacement de la centrale. Le CETES convient que l’option visant l’amélioration et le remplacement à l’emplacement de la centrale existante n’est pas une approche prudente.
103. Le CETES souligne que la SÉQ n’a présenté qu’une autre option viable dans la demande. Le conseil a davantage étudié ladite option par le biais de DI, et aucune autre option viable à examiner ne lui a été fournie.
104. Le CETES fait les observations qui suivent sur l’option adoptée pour la SÉQ :
     * + 1. Taille et configuration (PGI proposée) — la PGI a augmenté de 3 850 kW à 4150 kW, ce qui prolonge l’essai de PGN et de PGI de 2048-2049 à 2052-2053. La PGI actuelle n’est que de 2 400 kW à 2 500 kW, donc l’ensemble des 4 150 kW de la PGI est-il nécessaire à court et à moyen terme ?
         2. Choix du moment — le choix du moment pour agir semble plus ou moins urgent en raison de l’état du bâtiment, de l’infrastructure et des fondations.
         3. Implantation et emplacement — l’emplacement proposé semble être une amélioration par rapport à l’emplacement actuel. Il est loin des résidences et beaucoup plus près des installations de la DPP. De plus, avec le nouveau stockage de carburant et le pipeline récent qui sont proposés, nul besoin de transporter le carburant par camion à la centrale électrique.
         4. Autres installations électriques — les nouvelles installations devraient améliorer la fiabilité et la sécurité. Elles devraient aussi faciliter l’incorporation de production d’énergie renouvelable à l’avenir.
         5. Stockage de carburant — les nouvelles installations de stockage fourniront un stockage en vrac approprié ainsi qu’un pipeline pour accéder au carburant proposé qui est nécessaire. Cela doit réduire les couts de la SÉQ et diminuer les risques liés à la manutention et au transport par camion du carburant. Les nouvelles installations de stockage doivent aussi être conformes aux exigences écologiques.
105. Les options proposées répondent au besoin général déclaré par la SÉQ, comme le souligne le CETES. Tel que déjà mentionné, comme le CETES n’a pas assez de renseignements, il lui est donc impossible de faire d’observations à savoir s’il s’agit de la seule option viable. De plus, la SÉQ n’a fourni aucun renseignement ni réponse pour faire la lumière sur où se trouve le projet de Cambridge Bay dans l’ordre de priorité par rapport aux trois autres projets ou par rapport aux autres projets non mentionnés, mais que la SÉQ envisage.
106. Le CETES souligne que ce projet propose de remplacer des groupes électrogènes qui semblent avoir beaucoup d’heures de fonctionnement restantes, et que la solution proposée fournit beaucoup plus de PGI que la PGN actuelle, et qu’elle le fera bien longtemps. Le nombre de dépenses en capital « évitées ou reportées » de Cambridge Bay qui peut être imputé à une autre installation avec des besoins urgents n’est pas clair. La SÉQ a déclaré « reconnaitre le besoin d’avoir une approche à long terme pour hiérarchiser et maximiser les dépenses en capital tout en fournissant un service électrique sécuritaire et fiable ».
107. Le CETES remarque aussi que la possibilité d’introduire progressivement en partie la nouvelle capacité de production n’a pas été abordée dans la demande ou les réponses aux DI. La SÉQ a mentionné ses préoccupations liées aux dates de début et de fin du financement du programme du FEA. Le CETES convient que la planification actuelle de la SÉQ semble se concentrer sur l’utilisation maximale du programme du FEA à court terme. Toutefois, le conseil estime que la prochaine planification pourrait évaluer des remplacements et des agrandissements qui répondent à la demande locale par étapes, plutôt qu’une installation immédiate qui permet de couvrir une demande projetée à long terme. La fiabilité d’un groupe électrogène installé la première année d’un projet pour répondre aux besoins d’une collectivité d’ici 30 à 40 ans préoccupe le CETES. Il serait utile de savoir de quelle façon l’âge (par rapport à la détérioration, l’obsolescence, et l’accès aux pièces de rechange) et les heures de fonctionnement affectent la fiabilité d’un groupe électrogène. Il serait également utile de savoir si des augmentations de capacité par étapes permettraient à la SÉQ de régler les problèmes dans plus de collectivités, d’une manière économique et en temps opportun.
108. Le CETES prend note que l’option préférée par la SÉQ impliquerait la construction d’une nouvelle centrale dans un emplacement situé à l’extérieur de la collectivité. Comme indiqué ci-dessus, il s’agirait d’une centrale conçue pour une durée de vie de 40 ans, pourvue de cinq moteurs, d’une PI de 5 500 kW et d’une PGI de 4 150 kW qui amélioreraient la fiabilité, l’efficacité, l’exploitation et la sécurité. La nouvelle installation comprendrait également le stockage de carburant consistant en un réservoir horizontal à double paroi de 90 000 litres et de deux réservoirs verticaux de deux millions de litres, un pipeline à carburant d’environ 400 mètres pour se pour brancher à la DPP avec des installations de pompage, une plateforme cimentée pour entreposer le transformateur électrique, les supports à poteau, les bermes pour l’huile usagée, et d’autres bâtiments supplémentaires et stockage. La SÉQ exigerait aussi environ deux kilomètres de lignes de distribution.
109. Le CETES prend note que la PGI de 4 150 kW dépassera la charge de pointe prévue d’ici environ l’année 2058 (d’après la réponse à CETES IR2-QEC-6) et que la PGI dépassera la PGN d’ici environ 2053. Étant donné que Cambridge Bay est une collectivité en plein essor et que la centrale sera construite pour une utilisation à long terme, le CETES convient que la capacité de production de la centrale proposée est raisonnable à longue échéance.
110. Le CETES convient que la conception à cinq moteurs assure une souplesse additionnelle en matière de fonctionnement et d’entretien. Cependant, les couts et les avantages des autres options de conception ou de configuration par étapes de groupes électrogènes plus gros ou plus petits n’ont pas été soumis au CETES pour étude et lesdites options auraient peut-être permis à la SÉQ de répondre aux besoins des autres collectivités.
111. Le CETES prend note que la SÉQ a fourni des renseignements sur les effets de la centrale proposée dans ses prévisions en matière de dépenses en capital, d’exigences de fonds de roulement et de tarifs. Le conseil convient que l’augmentation prévue des tarifs semble être raisonnable, mais il étudiera davantage cette question dans le contexte de la RMTG. De la même façon, les prévisions en matière de dépenses en capital et d’exigences de fonds de roulement semblent être raisonnables, tant avant qu’après l’obtention du financement du programme du FEA. Cependant, en raison de la taille du projet, le CETES serait inquiet si le financement fédéral n’était pas en place comme il est décrit dans la demande et les réponses aux DI. Le CETES est aussi intéressé par la compétitivité du processus d’appel d’offres et la probabilité que la SÉQ reçoive des propositions raisonnables.
112. Le CETES souligne que la SÉQ prévoit compléter la construction de la nouvelle centrale au cours de l’exercice 2025-2026. Le CETES convient que cette date cible est souhaitable d’après le besoin, tel qu’il est discuté ci-dessus dans le présent rapport.
113. Le CETES remarque que la SÉQ a l’intention d’enlever l’équipement des circuits d’alimentation au cours des deux ans de la fin des activités. Le CETES s’intéresse aux mises à jour sur les progrès et les couts prévus de cela et aussi par aux autres ouvrages de redressement et aux demandes à inclure dans la prochaine RMTG.
114. Le CETES convient que l’option préférée par la SÉQ est raisonnable d’après l’information et les hypothèses fournies dans la demande. Ladite option améliorera la sécurité, la fiabilité, et la qualité de l’air tout en réduisant le niveau de bruit, et sera conforme aux règlements environnementaux.
115. À la lumière de ce qui précède, le CETES recommande que la SÉQ soit autorisée à aller de l’avant avec le projet soumis. Le CETES recommande que la SÉQ tienne compte, entre autres, des facteurs suivants :
     * Mettre en place des contrôles adéquats en matière de finance et de gestion de projet afin d’optimiser et de minimiser le cout de la nouvelle centrale et de veiller au respect des échéanciers du projet.
     * Fournir des renseignements sur la détérioration des fondations de l’installation existante de Cambridge Bay et des précisions sur la durée de vie nominale des fondations proposées pour la nouvelle installation. Le CETES estime qu’il serait utile d’en savoir davantage sur la durée de vie prévue des fondations parce qu’elles semblent limiter la durée de vie de la centrale électrique compte non tenu de l’état des groupes électrogènes, des bâtiments et de l’équipement auxiliaire. À cette fin, le CETES recommande à la SÉQ de retenir les services d’une société d’ingénieurs ayant de l’expérience en matière de sol, de topographie et de conditions météorologiques locales et qui utilise des critères de conception qui assureront que la détérioration des fondations ne se répètera pas au nouvel emplacement.
     * Fournir, dans le cadre de la prochaine RMTG, des renseignements au CETES à propos des plans, du cout et du progrès précis du nettoyage de la centrale existante, et sur la redistribution ou la réutilisation des groupes électrogènes.
     * Si la SÉQ n’obtient pas le financement du programme du FEA tel qu’il est indiqué dans la demande et les réponses aux DI, que le ou la ministre ordonne à la société de préparer et de soumettre une nouvelle DPPM à des fins d’approbation puisque la perte du financement serait considérée être un changement important.
     * La SÉQ doit examiner les options possibles une fois les propositions reçues dans le but de revoir le projet si le cout des propositions varie de façon considérable de l’estimation initiale de 50,237 millions de dollars et informer le ou la ministre de ses conclusions. Le CETES estime qu’un écart supérieur à 25 % par rapport à l’estimation initiale est une variance considérable.
     1. GJOA HAVEN
        1. GJOA HAVEN — BESOIN DU PROJET
116. Le CETES relève le besoin évident de s’occuper de l’état de la centrale électrique de 44 ans de Gjoa Haven et d’aborder les préoccupations écologiques, de fiabilité et de sécurité qui en découlent. Le CETES a étudié plus en détail le besoin de régler les lacunes de la centrale électrique existante par le truchement de DI. Les réponses de la SÉQ ont clarifié plusieurs facettes de la demande liées au besoin qui intéressaient le CETES.
117. La SÉQ a précisé dans la demande que la centrale électrique existante avait la capacité de production pour répondre aux projections de charge de pointe de Gjoa Haven dans un avenir prévisible. Dans la demande, la SÉQ a fourni des projections démographiques et de charge de pointe. Le CETES convient que la centrale électrique existante répondrait aux critères de PGN de la SÉQ d’ici environ 2046-2047.
118. La SÉQ a relevé un nombre de lacunes concernant la centrale électrique existante dans la demande et les réponses aux DI. Le CETES prend remarque que :
     * + 1. État de la centrale — la centrale existante a été construite en 1977 (ou peut-être en 1974 suivant la réponse à CETES IR1-QEC-13b) et l’installation de 44 ans souffre de différentes lacunes. La SÉQ a indiqué que l’appareillage de commutation actuel n’est pas résistant aux éclats d’arc électrique ce qui augmente les risques d’incendie et pour la sécurité de l’installation. La SÉQ a fourni plus de détails dans la réponse à CETES IR1-QEC-13 avec des photos des parties dégradées de l’installation La SÉQ a déclaré que les fondations du bâtiment sont en mauvais état.
         2. Bâtiments — la structure des bâtiments est en mauvais état et ne permet aucune possibilité d’agrandissement. Les fondations se soulèvent et sont instables, créant des pressions sur la tuyauterie et sur les autres équipements et systèmes. Le CETES prend note que la détérioration des fondations de la centrale de Gjoa Haven semble être semblable à ce qui s’est produit dans les autres centrales. Il serait utile de savoir s’il y a eu une faille dans la conception ou l’installation des fondations ou si la durée de vie prévue de l’installation est dans la fourchette de 40 à 50 ans en raison des conditions météorologiques, de sol, et de la topographie, des lieux.
         3. Groupes électrogènes — la SEQ a fourni l’âge et les heures de fonctionnement des dispositifs existants. Il a été déterminé que le groupe électrogène GI (le dispositif le plus gros) a dépassé sa limite d’utilisation et de mise hors service. Les trois autres dispositifs sont de taille semblable avec beaucoup moins d’heures de fonctionnement moteur. Le plus vieux des trois (groupe électrogène G3) a été installé en 2009, et il a moins de 45 000 heures de fonctionnement moteur.
         4. Stockage de carburant — le réservoir pour le stockage de carburant est à paroi unique et la berme abritant le réservoir est dégradée. La SÉQ a déclaré que l’équipement de stockage de carburant ne répond pas aux codes environnementaux et aux normes écologiques actuels.
         5. Accroissement de la demande et fiabilité — la demande est en croissance à Gjoa Haven. Les prévisions de PGN de la SÉQ se fondent sur la croissance démographique prévue. La PGI actuelle continuerait de répondre à la PGN prévue d’ici environ 2046-2049. Les renseignements sur l’IC et la FMI fournis en réponse à CETES IR1-QEC-3i ne brossent pas le portrait d’une mauvaise fiabilité. Plutôt, la SÉQ a déclaré dans sa réponse à la DI que « la décision de remplacer la centrale pour ces collectivités se fondait sur l’état, et non sur des statistiques de fiabilité ».
         6. Évaluation quantitative et précisions de la SÉQ concernant le besoin — la SÉQ n’a pas chiffré ni fourni de précisions concernant un besoin autre que celui indiqué voulant qu’une centrale électrique plus fiable et plus sécuritaire était nécessaire.
119. Le CETES prend note de l’état des installations de la centrale électrique et du groupe électrogène G1. Le besoin d’aborder les risques de fiabilité à Gjoa Haven semble exister, ainsi que régler l’état des installations existantes. Comme pour les autres projets, le besoin d’une perspective sur la capacité de production du groupe électrogène n’a pas été chiffré, et les autres considérations d’exploitation n’ont pas été précisées.
120. Le CETES relève qu’un risque de panne existe en raison de l’état du groupe électrogène G1, du bâtiment et de ses fondations, cependant, certains de ces problèmes sont aujourd’hui réglés grâce à l’utilisation de soutiens et de vérins et d’autres types d’appareils de stabilisation. La solution visant à réparer et maintenir semble avoir été économique, lorsque les groupes électrogènes étaient plus ou moins « sains ». Depuis combien de temps le problème « d’infrastructure vieillissante » existe n’est pas clair.
121. Malgré les décisions antérieures visant à entretenir la centrale électrique, le CETES convient que l’état de la centrale électrique existante, y compris le groupe électrogène G1, s’approche de sa fin de vie utile. La SÉQ a fourni assez de renseignements pour démontrer que l’état de la centrale électrique peut très bientôt réduire sa capacité de répondre aux besoins de la collectivité.
122. Compte tenu de ce qui précède, le CETES est d’accord avec la SÉQ que de ne rien faire n’est pas une option. L’installation de la centrale électrique, y compris le groupe électrogène G1, les fondations, bâtiments, réservoir pour entreposer le carburant, infrastructure et matériel électrique importants ne semblent pas pouvoir continuer à offrir des services fiables et sécuritaires à Gjoa Haven.
123. Le CETES souligne que la SÉQ n’a pas chiffré ni fourni de précisions concernant un besoin autre que celui indiqué voulant qu’il soit nécessaire d’améliorer la fiabilité de la centrale électrique de Gjoa Haven Le besoin n’a pas été précisé en fonction de la quantité de PI et de PGI ou si tous les 2320 kW de PI et tous les 1600 de PGI actuels sont nécessaires à court et à moyen terme.
     * 1. GJOA HAVEN — AUTRES OPTIONS POUR RÉPONDRE AU BESOIN
124. Aux fins de la demande, la SÉQ a présenté deux options de projet. Cependant, l’option visant à améliorer et à remplacer les composants et les systèmes importants de l’installation existante n’a pas été estimée viable. La SÉQ a indiqué que l’option pour l’amélioration et le remplacement n’était pas faisable du point de vue technique en raison des facteurs précisés ci-dessus, principalement en raison de l’âge et du degré de détérioration de l’équipement, et de la petite empreinte de l’emplacement de la centrale. Le CETES convient que l’option pour l’amélioration et le remplacement à l’emplacement de la centrale existante n’est pas une approche prudente.
125. Le CETES souligne que la SÉQ n’a présenté qu’une option viable dans la demande. Le conseil a étudié davantage ladite option par le biais de DI, et aucune autre option viable à examiner ne lui a été fournie.
126. Le CETES fait les observations qui suivent sur l’option adoptée pour la SÉQ :
     * + 1. Taille et configuration (PGI proposée) — la PGI a augmenté de 1 600 kW à 2000 kW, ce qui prolonge l’essai de PGN et de PGI de 2046-2047 à 2065-2066. La PGN actuelle n’est que d’environ 1 200 kW, ainsi que tous les 2 000 kW de PGI à court et à moyen terme ?
         2. Choix du moment — le choix du moment pour agir semble plus ou moins urgent en raison de l’état du bâtiment, de l’infrastructure et des fondations.
         3. Implantation et emplacement — l’emplacement proposé semble être une amélioration par rapport à l’emplacement actuel. Il est loin des résidences et beaucoup plus près des installations de la DPP. De plus, avec le nouveau stockage de carburant et le pipeline récent qui sont proposés, nul besoin de transporter le carburant par camion à la centrale électrique.
         4. Autres installations électriques — les nouvelles installations devraient améliorer la fiabilité et la sécurité. Elles devraient aussi faciliter l’incorporation de production d’énergie renouvelable à l’avenir.
         5. Stockage de carburant — les nouvelles installations de stockage fourniront un stockage approprié ainsi qu’un pipeline pour accéder au carburant nécessaire. Cela doit réduire les couts de la SÉQ et diminuer les risques liés à la manutention et au transport par camion du carburant. Les nouvelles installations de stockage doivent aussi être conformes aux exigences écologiques.
127. Les projets proposés répondent au besoin général déclaré par la SÉQ, comme le souligne le CETES. Tel que déjà mentionné, comme le CETES n’a pas assez de renseignements, il lui est donc impossible de faire d’observations à savoir s’il s’agit de la seule option viable. De plus, la SÉQ n’a fourni aucun renseignement ni réponse pour faire la lumière sur où se trouve le projet de Gjoa Haven dans l’ordre de priorité par rapport aux trois autres projets ou par rapport aux autres projets non mentionnés, mais que la SÉQ envisage.
128. Le CETES souligne que ce projet propose de remplacer deux groupes électrogènes qui semblent avoir beaucoup d’heures de fonctionnement restantes, et que la solution proposée fournit beaucoup plus de PGI que la RFC actuelle, et qu’elle le fera bien longtemps. Le nombre de dépenses en capital « évitées ou reportées » de Gjoa Haven qui peut être imputé à une autre installation avec des besoins urgents n’est pas clair. La SÉQ a déclaré qu’elle « reconnait le besoin d’avoir une vision à long terme pour hiérarchiser et maximiser les dépenses en capital tout en fournissant un service électrique sécuritaire et fiable ».
129. Le CETES remarque aussi que la possibilité d’introduire progressivement en partie la nouvelle capacité de production n’a pas été abordée dans la demande ou les réponses aux DI. La SÉQ a mentionné ses préoccupations liées aux dates de début et de fin du financement du programme du FEA. Le CETES convient que la planification actuelle de la SÉQ semble se concentrer sur l’utilisation maximale du programme du FEA à court terme. Toutefois, le conseil estime que la prochaine planification pourrait évaluer des remplacements et des agrandissements qui répondent à la demande locale par étapes, plutôt qu’une installation immédiate qui permet de couvrir une demande projetée à long terme. La fiabilité d’un groupe électrogène installé la première année d’un projet pour répondre aux besoins d’une collectivité d’ici 30 à 40 ans préoccupe le CETES. Il serait utile de savoir de quelle façon l’âge (par rapport à la détérioration, l’obsolescence, et l’accès aux pièces de rechange) et les heures de fonctionnement affectent la fiabilité d’un groupe électrogène. Il serait également utile de savoir si des augmentations de capacité par étapes permettraient à la SÉQ de régler les problèmes dans plus de collectivités, d’une manière économique et en temps opportun.
130. Le CETES prend note que l’option préférée par la SÉQ impliquerait la construction d’une nouvelle centrale dans un emplacement situé à l’extérieur de la collectivité. Comme indiqué ci-dessus, il s’agirait d’une centrale conçue pour une durée de vie de 40 ans, pourvue de quatre moteurs d’une PI de 3 100 kW et d’une PGI de 2 000 kW qui amélioreraient la fiabilité, l’efficacité, l’exploitation et la sécurité. La nouvelle installation comprendrait également le stockage de carburant consistant en deux réservoirs horizontaux à double paroi de 90 000 litres, un pipeline à carburant d’environ 200 mètres pour se brancher la DPP avec des installations de pompage, une plateforme cimentée pour entreposer le transformateur électrique, les supports à poteau, les bermes pour l’huile usagée, et d’autres bâtiments et stockage. La SÉQ exigerait aussi que les lignes de distribution soient améliorées.
131. Le CETES prend note que la PGI de 2 000 kW dépassera la charge de pointe prévue au-delà de l’année 2066 (d’après la réponse reçue à CETES IR2-QEC-6) et que la PGI dépassera la PGN d’ici 2065 et 2066. Étant donné que Gjoa Haven est une collectivité en plein essor et que la centrale sera construite pour une utilisation à long terme, le CETES convient que la capacité de production de la centrale proposée est raisonnable à longue échéance.
132. Le CETES convient que la conception à quatre moteurs assure une souplesse additionnelle en matière de fonctionnement et d’entretien. Cependant, les couts et les avantages des autres options de conception ou de configuration des groupes électrogènes plus gros et plus petits n’ont pas été soumis au CETES pour étude.
133. Le CETES prend note que la SÉQ a fourni des renseignements sur les effets de la centrale proposée sur ses prévisions en matière de dépenses en capital, d’exigences de fonds de roulement et de tarifs. Le conseil convient que l’augmentation prévue des tarifs semble être raisonnable, mais il étudiera davantage cette question dans la prochaine RMTG. De la même façon, les prévisions en matière de dépenses en capital et d’exigences de fonds de roulement semblent être raisonnables, tant avant qu’après l’obtention du financement du programme du FEA. Cependant, en raison de la taille du projet, le CETES serait inquiet si le financement fédéral n’était pas en place comme il est décrit dans la demande et les réponses aux DI. Le CETES est aussi intéressé par la compétitivité du processus d’appel d’offres et la probabilité que la SÉQ reçoive des propositions raisonnables.
134. Le CETES souligne que la SÉQ prévoit compléter la construction de la nouvelle centrale au cours de l’exercice 2025-2026. Le CETES convient que cette date cible est souhaitable d’après le besoin, tel qu’il est discuté ci-dessus dans le présent rapport.
135. Le CETES remarque que la SÉQ a l’intention d’enlever l’équipement des circuits d’alimentation au cours des deux ans de la fin des activités. Les mises à jour sur les progrès et sur les couts prévus pour ce travail intéressent le CETES qui s’attend à ce que ces renseignements soient fournis dans la prochaine RMTG pertinente.
136. Le CETES convient que l’option préférée par la SÉQ est raisonnable d’après l’information et les hypothèses fournies dans la demande. Ladite option améliorera la sécurité, la fiabilité, et la qualité de l’air tout en réduisant le niveau de bruit, et sera conforme aux règlements environnementaux.
137. À la lumière de ce qui précède, le CETES recommande que la SÉQ soit autorisée à aller de l’avant avec le projet soumis. Le CETES recommande que la SÉQ tienne compte, entre autres, des facteurs suivants :
     * Mettre en place des contrôles adéquats en matière de finance et de gestion de projet afin d’optimiser et de minimiser le cout de la nouvelle centrale et de veiller au respect des échéanciers du projet.
     * Fournir des renseignements sur la détérioration des fondations des installations actuelles de Gjoa Haven et des précisions sur la durée de vie nominale des fondations proposées des nouvelles installations. Le CETES estime qu’il serait utile d’en savoir davantage sur la durée de vie prévue des fondations parce qu’elles semblent limiter la durée de vie de la centrale électrique compte non tenu de l’état des groupes électrogènes, des bâtiments et de l’équipement auxiliaire. À cette fin, le CETES recommande à la SÉQ de retenir les services d’une société d’ingénieurs ayant de l’expérience en matière de sol, de topographie et de conditions météorologiques locales et qui utilise des critères de conception qui assureront que la détérioration des fondations ne se répètera pas au nouvel emplacement.
     * Fournir, dans le cadre de la prochaine RMTG, des renseignements au CETES à propos des plans, du cout et du progrès précis du nettoyage de la centrale existante, et sur la redistribution ou la réutilisation des groupes électrogènes.
     * Si la SÉQ n’obtient pas le financement du programme du FEA tel qu’il est indiqué dans la demande et les réponses aux DI, que le ou la ministre ordonne à la société de préparer et de soumettre une nouvelle DPPM à des fins d’approbation puisque la perte du financement serait considérée être un changement important.
     * La SÉQ doit examiner les options possibles une fois les propositions reçues dans le but de revoir le projet si le cout des propositions varie de façon considérable de l’estimation initiale de 36,274 millions de dollars et informer le ou la ministre de ses conclusions. Le CETES estime qu’un écart supérieur à 25 % par rapport à l’estimation initiale est une variance considérable.
     1. IGLOOLIK
        1. IGOOLIK — BESOIN DU PROJET
138. Le CETES relève le besoin évident de s’occuper de l’état de la centrale électrique de 47 ans d’Igloolik et d’aborder les préoccupations écologiques, de fiabilité et de sécurité qui en découlent. Le CETES a étudié plus en détail le besoin de régler les lacunes de la centrale électrique existante par le truchement de DI. Les réponses de la SÉQ ont clarifié plusieurs facettes de la demande liées au besoin qui intéressaient le CETES.
139. La SÉQ a précisé dans la demande que la centrale électrique existante n’avait pas la capacité de production pour répondre aux projections de charge de pointe d’Igloolik au cours des prochaines années. Dans la demande, la SÉQ a fourni des projections démographiques et de charge de pointe. Le CETES convient que la centrale électrique existante ne répondrait pas aux critères de PGN de la SÉQ d’ici 2022-2023.
140. La SÉQ a relevé un nombre de lacunes concernant la centrale électrique existante dans la demande et les réponses aux DI. Le CETES prend remarque que :
     * + 1. État de la centrale — la centrale existante a été construite en 1974 et l’installation de 47 ans souffre de différentes lacunes. La SÉQ a indiqué que l’appareillage de commutation actuel n’est pas résistant aux éclats d’arc électrique ce qui augmente les risques d’incendie et pour la sécurité de l’installation. La SÉQ a fourni plus de détails dans la réponse à CETES IR1-QEC-9 concernant les parties dégradées de l’installation. La SÉQ a affirmé que l’infrastructure de bâtiment et l’équipement auxiliaire sont en mauvais état.
         2. Bâtiments — la structure des bâtiments est en mauvais état et ne permet aucune possibilité d’agrandissement. Les fondations se soulèvent et sont instables, créant des pressions sur la tuyauterie et sur les autres équipements et systèmes. Il serait utile de savoir s’il y a eu une faille dans la conception ou l’installation des fondations ou si la durée de vie prévue de l’installation est dans la fourchette de 40 à 50 ans en raison des conditions météorologiques, de sol, et de la topographie, des lieux.
         3. Groupes électrogènes — la SEQ a fourni l’âge et les heures de fonctionnement des groupes électrogènes existants. Il a été déterminé que le groupe électrogène G3 (le plus gros dispositif) a dépassé sa limite d’utilisation et de mise hors service, et que le groupe électrogène G2 s’y approche. Les deux autres groupes électrogènes étaient plus récents et avec moins d’heures de fonctionnement moteur.
         4. Stockage de carburant — le réservoir pour le stockage de carburant est à paroi unique et la berme abritant le réservoir est dégradée. La SÉQ a déclaré que l’équipement de stockage de carburant ne répond pas aux codes environnementaux et aux normes écologiques actuels.
         5. Accroissement de la demande et fiabilité — la demande est en croissance à Igloolik. Les prévisions de PGN de la SÉQ se fondent sur la croissance démographique prévue. La PGI actuelle continuerait seulement de répondre à la PGN prévue jusqu’à environ 2022-2023. Les renseignements sur l’IC et la FMI fournis en réponse à CETES IR1-QEC-3i ne brossent pas le portrait d’une mauvaise fiabilité. Plutôt, la SÉQ a déclaré dans sa réponse à la DI que « la décision de remplacer la centrale pour ces collectivités se fondait sur l’état, et non sur des statistiques de fiabilité ».
         6. Évaluation quantitative et précisions de la SÉQ concernant le besoin — la SÉQ n’a pas chiffré ni fourni de précisions concernant un besoin autre que celui indiqué voulant qu’une centrale électrique plus fiable et plus sécuritaire était nécessaire.
141. Le CETES prend note de l’état des installations de la centrale électrique et des groupes électrogènes G2 et G3. Il semble que le besoin d’aborder les risques de fiabilité à Igloolik est urgent, ainsi que de régler l’état de la capacité de production et des installations existantes. Comme pour les autres projets, le besoin n’a pas été chiffré.
142. Le CETES prend note du risque de panne en raison d’une capacité de production insuffisante à cause de l’état du groupe électrogène G3 (et possiblement du groupe électrogène G2), et de l’état du bâtiment et de l’équipement auxiliaire. Depuis combien de temps le problème « d’infrastructure vieillissante » existe n’est pas clair.
143. Malgré les décisions antérieures visant à entretenir la centrale électrique, le CETES convient que l’état de la centrale électrique existante, y compris le groupe électrogène G3, approche de sa fin de vie utile. La SÉQ a fourni assez de renseignements pour démontrer que l’état de la centrale électrique peut très bientôt réduire sa capacité de répondre aux besoins de la collectivité.
144. Compte tenu de ce qui précède, le CETES est d’accord avec la SÉQ que de ne rien faire n’est pas une option. L’installation de la centrale électrique, y compris le groupe électrogène G3, les fondations, bâtiments, réservoir pour entreposer le carburant, infrastructure et matériel électrique importants ne semblent pas pouvoir continuer à offrir des services fiables et sécuritaires à Igloolik.
145. Le CETES souligne que la SÉQ n’a pas chiffré ni fourni de précision concernant un besoin autre que celui indiqué voulant qu’il soit nécessaire d’améliorer la capacité de production et la fiabilité de la centrale électrique d’Igloolik. Le besoin n’a pas été précisé en fonction de la quantité de PI et de PGI ou de la quantité supplémentaire aux 2370 kW de PI et aux 1520 kW de PGI actuels qui est nécessaire à court et à moyen terme.
     * 1. IGLOOLIK — AUTRES OPTIONS POUR RÉPONDRE AU BESOIN
146. Aux fins de la demande, la SÉQ a présenté deux options de projet. Cependant, l’option visant à améliorer et à remplacer les composants et les systèmes importants de l’installation existante n’a pas été estimée viable. La SÉQ a indiqué que l’option pour l’amélioration et le remplacement n’était pas faisable du point de vue technique en raison des facteurs précisés ci-dessus, principalement en raison de l’âge et du degré de détérioration de l’équipement, et de la petite empreinte de l’emplacement de la centrale. Le CETES convient que l’option pour l’amélioration et le remplacement à l’emplacement de la centrale existante n’est pas une approche prudente.
147. Le CETES souligne que la SÉQ n’a présenté qu’une option viable dans la demande. Le conseil a étudié davantage ladite option par le biais de DI, et aucune autre option viable à examiner ne lui a été fournie.
148. Le CETES fait les observations qui suivent sur l’option adoptée pour la SÉQ :
     * + 1. Taille et la configuration (PGI proposée) — la PGI a augmenté de 1 520 kW à 2350 kW, ce qui prolonge l’essai de PGN et de PGI de 2022-2023 à 2060-206I. La PGN actuelle est d’environ 1500 kW, donc la la PGI proposée de 2350 kW répond bien au-delà de la PGN à court et à moyen terme.
         2. Choix du moment — le choix du moment pour agir semble plus ou moins urgent en raison de l’état des groupes électrogènes, du bâtiment, de l’infrastructure et des fondations.
         3. Implantation et emplacement — l’emplacement proposé semble être une amélioration par rapport à l’emplacement actuel. Il est loin des résidences et beaucoup plus près des installations de la DPP. De plus, avec le nouveau stockage de carburant et le pipeline récent qui sont proposés, nul besoin de transporter le carburant par camion à la centrale électrique.
         4. Autres installations électriques — les nouvelles installations devraient améliorer la fiabilité et la sécurité. Elles devraient aussi faciliter l’incorporation de production d’énergie renouvelable à l’avenir.
         5. Stockage de carburant — les nouvelles installations de stockage fourniront un stockage approprié ainsi qu’un pipeline pour accéder au carburant nécessaire. Cela doit réduire les couts de la SÉQ et diminuer les risques liés à la manutention et au transport par camion du carburant. Les nouvelles installations de stockage doivent aussi être conformes aux exigences écologiques.
149. Les options proposées répondent au besoin général déclaré par la SÉQ, comme le souligne le CETES. Tel que déjà mentionné, comme le CETES n’a pas assez de renseignements, il lui est donc impossible de faire d’observations à savoir s’il s’agit de la seule option viable. De plus, la SÉQ n’a fourni aucun renseignement ni réponse pour faire la lumière quant à l’endroit où se trouve le projet de Igloolik dans l’ordre de priorité par rapport aux trois autres projets ou aux autres projets non mentionnés, mais que la SÉQ envisage. Cependant, malgré la réticence de la SÉQ d’attribuer des rangs aux projets, celui d’Igloolik semble être le plus urgent des trois nouvelles centrales électriques.
150. Le CETES souligne que ce projet propose de remplacer deux groupes électrogènes qui peuvent avoir beaucoup d’heures de fonctionnement restantes, et que la solution proposée fournit plus de PGN, et le fera bien longtemps. Le nombre de dépenses en capital « évitées ou reportées » d’Igloolik qui peut être imputé à une autre installation avec des besoins urgents n’est pas clair. La SÉQ a déclaré « reconnaitre le besoin d’avoir une vision à long terme pour hiérarchiser et maximiser les dépenses en capital tout en fournissant un service électrique sécuritaire et fiable ».
151. Le CETES remarque aussi que la possibilité d’introduire progressivement en partie la nouvelle capacité de production n’a pas été abordée dans la demande ou les réponses aux DI. La SÉQ a mentionné ses préoccupations liées aux dates de début et de fin du financement du programme du FEA. Le CETES convient que la planification actuelle de la SÉQ semble se concentrer sur l’utilisation maximale du programme du FEA à court terme. Toutefois, le conseil estime que la prochaine planification pourrait évaluer des remplacements et des agrandissements qui répondent à la demande locale par étapes, plutôt qu’une installation immédiate qui permet de couvrir une demande projetée à long terme. La fiabilité d’un groupe électrogène installé la première année d’un projet pour répondre aux besoins d’une collectivité d’ici 30 à 40 ans préoccupe le CETES. Il serait utile de savoir de quelle façon l’âge (par rapport à la détérioration, l’obsolescence, et l’accès aux pièces de rechange) et les heures de fonctionnement affectent la fiabilité d’un groupe électrogène. Il serait également utile de savoir si des augmentations de capacité par étapes permettraient à la SÉQ de régler les problèmes dans plus de collectivités, d’une manière économique et en temps opportun.
152. Le CETES prend note que l’option préférée par la SÉQ impliquerait la construction d’une nouvelle centrale dans un emplacement situé à l’extérieur de la collectivité. Comme indiqué ci-dessus, il s’agirait d’une centrale conçue pour une durée de vie de 40 ans, pourvue de quatre moteurs, d’une PI de 3 450 kW et d’une PGI de 2 350 kW qui amélioreraient la fiabilité, l’efficacité, l’exploitation et la sécurité. La nouvelle installation comprendrait également le stockage de carburant consistant en deux réservoirs horizontaux à double paroi de 90 000 litres, un pipeline à carburant d’environ 400 mètres pour se brancher à la DPP avec des installations de pompage, une plateforme cimentée pour entreposer le transformateur électrique, les supports à poteau, les bermes pour l’huile usagée, et d’autres bâtiments et stockage. La SÉQ exigerait aussi que les lignes de distribution soient améliorées.
153. Le CETES prend note que la PGI de 2 350 kW dépassera la charge de pointe prévue au-delà de l’année 2066 (d’après la réponse reçue à CETES IR2-QEC-6) et que la PGI dépassera la PGN d’ici 2060 et 2061. Étant donné qu’Igloolik est une collectivité en plein essor et que la centrale sera construite pour une utilisation à long terme, le CETES convient que la capacité de production de la centrale proposée est raisonnable à longue échéance.
154. Le CETES convient que la conception à quatre moteurs assure une souplesse additionnelle en matière de fonctionnement et d’entretien. Cependant, les couts et les avantages des autres options de conception ou de configuration des groupes électrogènes plus gros et plus petits n’ont pas été soumis au CETES pour étude.
155. Le CETES prend note que la SÉQ a fourni des renseignements sur les effets de la centrale proposée sur ses prévisions en matière de dépenses en capital, d’exigences de fonds de roulement et de tarifs. Le conseil convient que l’augmentation prévue des tarifs semble être raisonnable, mais il étudiera davantage cette question dans la prochaine RMTG. De la même façon, les prévisions en matière de dépenses en capital et d’exigences de fonds de roulement semblent être raisonnables, tant avant qu’après l’obtention du financement du programme du FEA. Cependant, en raison de la taille du projet, le CETES serait inquiet si le financement fédéral n’était pas en place comme il est décrit dans la demande et les réponses aux DI. Le CETES est aussi intéressé par la compétitivité du processus d’appel d’offres et la probabilité que la SÉQ reçoive des propositions raisonnables.
156. Le CETES souligne que la SÉQ prévoit compléter la construction de la nouvelle centrale au cours de l’exercice 2025-2026. Le CETES convient que cette date cible est souhaitable d’après le besoin, tel qu’il est discuté ci-dessus dans le présent rapport.
157. Le CETES remarque que la SÉQ a l’intention de démanteler l’équipement de stockage de carburant au cours des deux ans de la fin des activités. Les mises à jour sur les progrès et sur les couts prévus de ce travail intéressent le CETES.
158. Le CETES convient que l’option préférée par la SÉQ est raisonnable d’après l’information et les hypothèses fournies dans la demande. Ladite option améliorera la sécurité, la fiabilité, et la qualité de l’air tout en réduisant le niveau de bruit, et sera conforme aux règlements environnementaux.
159. À la lumière de ce qui précède, le CETES recommande que la SÉQ soit autorisée à aller de l’avant avec le projet soumis. Le CETES recommande que la SÉQ tienne compte, entre autres, des facteurs suivants :
     * Mettre en place des contrôles adéquats en matière de finance et de gestion de projet afin d’optimiser et de minimiser le cout de la nouvelle centrale et de veiller au respect des échéanciers du projet.
     * Fournir des renseignements sur la détérioration des fondations des installations actuelles d’Igloolik et des précisions sur la durée de vie nominale des fondations proposées des nouvelles installations. Le CETES estime qu’il serait utile d’en savoir davantage sur la durée de vie prévue des fondations parce qu’elles semblent limiter la durée de vie de la centrale électrique compte non tenu de l’état des groupes électrogènes, des bâtiments et de l’équipement auxiliaire. À cette fin, le CETES recommande à la SÉQ de retenir les services d’une société d’ingénieurs ayant de l’expérience en matière de sol, de topographie et de conditions météorologiques locales et qui utilise des critères de conception qui assureront que la détérioration des fondations ne se répètera pas au nouvel emplacement.
     * Fournir, dans le cadre de la prochaine RMTG, des renseignements au CETES à propos des plans, du cout et du progrès précis du nettoyage de la centrale existante, et sur la redistribution ou la réutilisation des groupes électrogènes.
     * Si la SÉQ n’obtient pas le financement du programme du FEA tel qu’il est indiqué dans la demande et les réponses aux DI, que le ou la ministre ordonne à la société de préparer et de soumettre une nouvelle DPPM à des fins d’approbation puisque la perte du financement serait considérée être un changement important.
     * La SÉQ doit examiner les options possibles une fois les propositions reçues dans le but de revoir le projet si le cout des propositions varie de façon considérable de l’estimation initiale de 35,745 millions de dollars et informer le ou la ministre de ses conclusions. Le CETES estime qu’un écart supérieur à 25 % par rapport à l’estimation initiale est une variance considérable.
     1. IQALUIT
        1. IQALUIT — BESOIN DU PROJET
160. Le CETES prend note du besoin décrit de régler l’état du groupe électrogène G4 qui a été installé en 1992. La SÉQ a indiqué que le groupe électrogène G4 a dépassé sa limite d’utilisation et de mise hors service et qu’il a été déterminé être à remplacer depuis 2016. La QEC a aussi indiqué avoir achevé une remise en état générale finale du groupe électrogène G4. La société a déclaré qu’il est impossible de faire d’autres remises en état du groupe électrogène G4. Le CETES a étudié plus en détail le besoin de régler les lacunes de la centrale électrique existante par le truchement de DI. Les réponses de la SÉQ ont clarifié plusieurs facettes de la demande liées au besoin qui intéressaient le CETES.
161. La SÉQ a précisé dans la demande que la centrale électrique existante aurait la capacité de production pour répondre aux projections de charge de pointe d’Iqaluit pendant longtemps. Dans la demande, la SÉQ a fourni des projections démographiques et de charge de pointe. Le CETES convient que la puissance garantie de la centrale électrique existante continuerait de répondre aux critères de PGN de la SÉQ d’ici environ 2056.
162. La SÉQ a relevé un nombre de lacunes concernant la centrale électrique existante dans la demande et les réponses aux DI. Le CETES prend remarque que :
     * + 1. Groupes électrogènes — la SEQ a fourni l’âge et les heures de fonctionnement des dispositifs existants. Il a été déterminé que le groupe électrogène G4 (3 300 kW) dépasse sa limite d’utilisation et de mise hors service et qu’il est à risque élevé de panne. La SÉQ a aussi noté que les groupes électrogènes G1 et G2 ont également dépassé les heures prévues du cycle de vie. La SÉQ a noté que les trois groupes électrogènes ont une capacité de production totale de 10 600 kW. La SÉQ a affirmé que la perte de deux des trois groupes électrogènes mentionnés ci-dessus créerait une insuffisance importante de la capacité de la centrale à répondre à la PGN. Les autres dispositifs sont plus récents et ils ont moins d’heures de fonctionnement moteur, bien que le groupe électrogène G3 a aussi accumulé un nombre important d’heures de fonctionnement moteur.
         2. Accroissement de la demande et fiabilité — la demande est en croissance à Iqaluit. Les prévisions de PGN de la SÉQ se fondent sur la croissance démographique prévue. La PGI actuelle continuerait de répondre à la PGN prévue d’ici environ 2056. Les renseignements sur l’IC et la FMI fournis en réponse à CETES IR1-QEC-3i ne brossent pas le portrait d’une mauvaise fiabilité. Plutôt, la SÉQ a déclaré dans sa réponse à la DI que « la décision de remplacer la centrale pour ces collectivités se fondait sur l’état, et non sur des statistiques de fiabilité ».
         3. Évaluation quantitative et précisions de la SÉQ concernant le besoin — la SÉQ n’a pas chiffré ni fourni de précisions concernant un besoin autre que celui indiqué voulant que le groupe électrogène G4 soit remplacé par un nouveau d’une capacité de production semblable pour assurer un service sécuritaire et fiable à Iqaluit.
163. Le CETES prend en note l’état des groupes électrogènes G4, G1 et G2. Il semble qu’il existe un besoin de s’occuper des risques de fiabilité à Iqaluit. Comme pour les autres projets, le besoin n’a pas été chiffré, cependant, la SÉQ a demandé le statu quo.
164. Le CETES relève les risques de panne et de capacité de production insuffisante en raison de l’état et des heures de fonctionnement moteur des groupes électrogènes G1, G2 et G4. Le risque accru n’est pas fondé sur l’insuffisance de PGI et de PGN, mais sur deux des plus vieux dispositifs qui sont hors service en même temps. En se fondant sur la demande de la SÉQ, il semble que les groupes électrogènes G4 et G2 sont restés en activité bien au-delà des heures prévues du cycle de vie.
165. Le CETES convient que l’état et les heures de fonctionnement moteur des trois groupes électrogènes plus vieux les ont menés en fin ou près de la fin de leurs durées de vie utile. La SÉQ a fourni assez de renseignements pour démontrer que cela peut très bientôt réduire sa capacité de répondre aux besoins de la collectivité.
166. Compte tenu de ce qui précède, le CETES est d’accord avec la SÉQ que de ne rien faire n’est pas une option. Dans son état actuel, l’installation de la centrale électrique peut ne pas pouvoir continuer à offrir un service sécuritaire et fiable à Iqaluit en cas de panne de plus d’un des vieux groupes électrogènes.
167. Le CETES souligne que la SÉQ n’a pas chiffré ni fourni de précisions concernant un besoin autre que celui de remplacer le groupe électrogène G4. Le besoin n’a pas été précisé en fonction de la quantité de PI et de PGI ou de la quantité des 22 700 kW de PI des 17 600 kW de PGI actuels qui est nécessaire court et à moyen terme.
     * 1. IQALUIT — AUTRES OPTIONS POUR RÉPONDRE AU BESOIN
168. La SÉQ a présenté deux options de projet aux fins de la demande. La première option était de remplacer le vieux groupe électrogène G4 par un dispositif de taille semblable. La deuxième option était de remplacer le groupe électrogène G4 par un dispositif de taille différente (plus petite ou plus grosse). Sans besoin ciblé ou précis, la SÉQ a décidé que la solution la plus économique était d’opter pour un dispositif de même taille. Un légèrement plus petit ne permettrait pas de réaliser des économies de couts importantes et réduirait la PGI de la centrale. Autrement, la choix d’un dispositif légèrement plus gros n’augmenterait pas la PGI de la centrale puisqu’il y a des déjà des dispositifs à capacité de production plus élevée à Iqaluit.
169. Le CETES prend note que la solution préférée de la SÉQ est de remplacer le G4 actuel par un dispositif de taille semblable. Le conseil a étudié davantage cette option par le biais de DI.
170. Le CETES fait les observations qui suivent sur l’option adoptée pour la SÉQ :
     * + 1. Taille et configuration (PGI proposée) — la PGI resterait à 17 600 kW, ce qui satisfait l’essai de PGN et de PGI d’ici environ l’année 2056. La PGN actuelle n’est que d’environ 11 000 kW, donc la PGI proposée de 17 600 kW répond bien au-delà de la PGN à court et à moyen terme.
         2. Choix du moment — le choix du moment pour agir semble plus ou moins urgent en raison de l’état des groupes électrogènes.
         3. Implantation et emplacement — le remplacement du groupe électrogène G4 par un dispositif de taille semblable peut être achevé sans besoins d’améliorations importantes des fondations, des structures de soutien ou des circuits d’alimentation du groupe électrogène. La SÉQ a pris en note que l’équipement auxiliaire a besoin d’être remplacé.
171. Les options proposées répondent au besoin général déclaré par la SÉQ, comme le souligne le CETES. Cependant, le conseil remarque que la demande soulève d’autres problèmes possibles en ce qui concerne la centrale électrique d’Iqaluit. Notamment, le besoin de remplacer le groupe électrogène G4 est lié à l’état des deux autres groupes électrogènes qui sont en fin de durée de vie utile. Le CETES questionne si la SÉQ a évalué ou non les options de remplacement de la capacité de production des trois vieux groupes électrogènes. Peut-être aurait-il été possible de remplacer ces trois vieux groupes électrogènes par deux nouveaux ? Cependant, aucun renseignement n’a été offert concernant cette option possible. Dans les prochaines demandes, aborder touche par touche le risque soulevé par la SÉQ concernant l’état des trois vieux groupes électrogènes (et les deux groupes électrogènes restants, G1 et G2) préoccuperait le CETES.
172. Le CETES prend note que la SÉQ n’a fourni aucun renseignement ni réponse pour faire la lumière à l’endroit où se trouve le projet d’Iqaluit dans l’ordre de priorité par rapport aux trois autres projets ou par rapport aux autres projets non mentionnés, mais que la SÉQ envisage. Cependant, malgré la réticence de la SÉQ pour attribuer des rangs aux projets, celui d’Iqaluit semble assez urgent.
173. Le CETES relève que la solution proposée procure plus de PGI que la PGN actuelle, et le fera pendant un bon moment. Le nombre de dépenses en capital « évitées ou reportées » à Iqaluit qui peut être imputé à une autre installation avec des besoins urgents n’est pas clair. La SÉQ a déclaré qu’elle « reconnait le besoin d’avoir une vision à long terme pour hiérarchiser et maximiser les dépenses en capital tout en fournissant un service électrique sécuritaire et fiable ».
174. Le CETES prend aussi note des préoccupations de la SÉQ liées aux dates de début et de fin du financement du programme du FEA. Le CETES convient que ces préoccupations peuvent annuler les avantages éventuels d’achever le projet en trois étapes, à moins d’avoir déjà assez d’autres projets qui peuvent utiliser le financement du FEA avant la date de la fin.
175. Le conseil souligne que l’option préférée de la SÉQ impliquerait le remplacement du groupe électrogène de la centrale électrique existante. Le CETES convient qu’il s’agit d’une solution économique.
176. Le CETES prend note que la PGI de 17 600 kW dépassera la charge de pointe prévue au-delà de l’année 2062 (d’après la réponse reçue à CETES IR2-QEC-6), et que la PGI dépassera la PGN quelque part d’ici 2055 et 2056. Étant donné qu’Iqaluit est une collectivité en plein essor et que la centrale sera construite pour une utilisation à long terme, le CETES convient que la capacité de production de la centrale proposée est raisonnable à longue échéance.
177. Le CETES note que la centrale électrique existante possède six groupes électrogènes de différentes tailles. Le CETES estime que le remplacement du groupe électrogène G4 (et de deux autres dispositifs) peut offrir à la SÉQ l’occasion d’évaluer d’autres configuration ou options de conception. Cependant, les couts et les avantages des autres configurations ou options de conception n’ont pas été discutés ou fournis dans la présente demande.
178. Le CETES prend note que la SÉQ a fourni des renseignements sur les effets du remplacement proposé sur ses prévisions en matière de dépenses en capital, d’exigences de fonds de roulement et tarifs. Le conseil convient que l’augmentation prévue des tarifs semble être raisonnable, mais il étudiera davantage cette question dans la prochaine RMTG pertinente. De la même façon, les prévisions en matière de dépenses en capital et d’exigences de fonds de roulement semblent être raisonnables, tant avant qu’après l’obtention du financement du programme du FEA. Par contre, en raison de la taille du projet, le CETES serait inquiet si le financement fédéral n’était pas en place comme il est décrit dans la demande et les réponses aux DI. Le CETES est aussi intéressé par la compétitivité du processus d’appel d’offres et la probabilité que la SÉQ reçoive des propositions raisonnables.
179. Le CETES souligne que la SÉQ prévoit compléter la construction de la nouvelle centrale au cours de l’exercice 2023-2024. Le CETES convient que cette date cible est souhaitable d’après le besoin, tel qu’il est discuté ci-dessus dans le présent rapport.
180. Le CETES convient que l’option préférée par la SÉQ est raisonnable d’après l’information et les hypothèses fournies dans la demande. Ladite option améliorera la sécurité, la fiabilité, et la qualité de l’air tout en réduisant le niveau de bruit, et sera conforme aux règlements environnementaux.
181. À la lumière de ce qui précède, le CETES recommande que la SÉQ soit autorisée à aller de l’avant avec le projet soumis. Le CETES recommande que la SÉQ tienne compte, entre autres, des facteurs suivants :
     * Mettre en place des contrôles adéquats en matière de finance et de gestion de projet afin d’optimiser et de minimiser le cout de la nouvelle centrale et de veiller au respect des échéanciers du projet.
     * Si la SÉQ n’obtient pas le financement du programme du FEA tel qu’il est indiqué dans la demande et les réponses aux DI, que le ou la ministre ordonne à la société de préparer et de soumettre une nouvelle DPPM à des fins d’approbation puisque la perte du financement serait considérée être un changement important.
     * La SÉQ doit examiner les options possibles une fois les propositions reçues dans le but de revoir le projet si le cout des propositions varie de façon considérable de l’estimation initiale de 8 415 millions de dollars et informer le ou la ministre de ses conclusions. Le CETES estime qu’un écart supérieur à 25 % par rapport à l’estimation initiale est une variance considérable.
182. RECOMMANDATIONS DU CETES
183. Après l’examen des enjeux soulevés ci-dessus, le CETES formule la recommandation suivante :

Recommandations spécifiques au projet

* + Approuver les demandes de permis dans le cadre d’un grand projet d’immobilisations majeur concernant la construction de nouvelles centrales électriques à Cambridge Bay, Gjoa Haven et Igloolik, et le remplacement du groupe électrogène à la centrale électrique d’Iqaluit, comme décrits dans les demandes et les réponses aux DI.
  + Que si les couts prévus après les appels d’offres dépassent de plus de 25 pour cent les couts proposés de 50,237 millions de dollars pour Cambridge Bay, que la SÉQ soit tenue de préparer et de soumettre une nouvelle RMTG au ou la ministre responsable de la SÉQ.
  + Que si les couts prévus après les appels d’offres dépassent de plus de 25 pour cent les couts proposés de 36,274 millions de dollars pour Gjoa Haven, que la SÉQ soit tenue de préparer et de soumettre une nouvelle RMTG au ou la ministre responsable de la SÉQ.
  + Que si les couts prévus après les appels d’offres dépassent de plus de 25 pour cent les couts proposés de 35,745 millions de dollars pour Igloolik, que la SÉQ soit tenue de préparer et de soumettre une nouvelle RMTG au ou la ministre responsable de la SÉQ.
  + Que si les couts prévus après les appels d’offres dépassent de plus de 25 pour cent les couts proposés de 8,415 millions de dollars pour Iqaluit, que la SÉQ soit tenue de préparer et de soumettre une nouvelle RMTG au ou la ministre responsable de la SÉQ.
  + Que la SÉQ retienne les services d’une société d’ingénieurs avec de l’expérience en matière de sol, de topographie et de conditions météorologiques locales et qui utilise des critères de conception qui assureront que la détérioration décrite des fondations des centrales existantes ne se répètera pas aux nouveaux emplacements (c.-à-d. Cambridge Bay, Gjoa Haven et Igloolik).
  + Que la prudence du cout réel de chacun des projets soit évaluée au moment proposé pour les inclure dans la tarification de base.
  + Qu’au moment de la prochaine RMTG pertinente, la SÉQ donne des précisions sur le retrait des actifs liés aux quatre RMTG, qui ne sont plus utilisés ou tenus d’être utilisés (p. ex., les groupes électrogènes, les bâtiments et l’équipement auxiliaire). Cela doit comprendre la mise hors service des actifs et le démantèlement et les couts de l’opération de nettoyage associés.

Recommandations générales

* + Que la SÉQ donne des renseignements au CETES sur les plans, les couts et le statut détaillés de l’opération de nettoyage des centrales électriques existantes, une évaluation de la responsabilité pouvant subsister pour tous les sites avec des problèmes de structure inacceptables après l’arrêt du service, et tous les plans de redistribution ou de réutilisation des groupes électrogènes dans la prochaine RMTG.
  + Les prochaines DPPM doivent donner 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). Par exemple, les futures demandes de centrales électriques peuvent être fondées sur des besoins prévus à long terme, mais elles peuvent offrir des démarches souples pour répondre aux besoins qui évoluent.
  + Que si la SÉQ n’obtient pas le financement du programme du FEA tel qu’il est indiqué dans la demande et les réponses aux DI que le ou la ministre ordonne à la société de préparer et de soumettre une nouvelle DPPM à des fins d’approbation puisque la perte du financement serait considérée être un changement important.
  + Que la SÉQ informe le ou la ministre en ce qui a trait à la responsabilité financière relative aux écarts des couts du programme du FEA (c.-à-d., s’il y a des dépassements de couts pour un projet, si le dépassement est admissible au financement du FEA ou s’il doit être assumé par la SÉQ et donc destiné à être recouvré grâce aux tarifs d’électricité).
  + Que les renseignements concernant les fonds utilisés du FEA, qui ont été proposés ou demandés, ainsi que les plans de projets éventuels qui utiliseraient le reste des fonds, doivent faire partie du processus de planification stratégique organisationnelle et de les mettre à la disposition du ou de la ministre dans la prochaine RMTG.
  + Que la capacité de planifier et exécuter simultanément quatre grands projets de la SÉQ soit évaluée par un tiers indépendant en se concentrant sur faire ressortir et atténuer les zones de faiblesse ou de risque.
  + Que le CETES informe le ou la ministre de ses plans et des moments propices pour améliorer ou remplacer les centrales électriques des autres collectivités qui ont des centrales électriques de plus de 40 ans pour permettre d’évaluer correctement les possibilités de redistribution. Ces renseignements doivent aussi être fournis lors de la prochaine RMTG comme renseignements supplémentaires découlant de ces plans et évaluations.

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 SERVICES DU NUNAVUT**



**EN DATE DU 3 aout 2021**

**Anthony Rose, président**

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

1. L’indice de continuité (IC) est la durée moyenne d’interruption de service pour chaque client desservi (généralement mesurée en minutes ou en heures au cours d’un an). [↑](#footnote-ref-1)
2. FMI —La FMI est le nombre moyen d’interruptions que subirait le client (généralement mesuré en unités d’interruptions par client au cours d’un an). [↑](#footnote-ref-2)