Société d'énergie Qulliq



Demande de permis pour projet majeur

NOUVELLE CENTRALE ÉLECTRIQUE À KUGAARUK

Décembre 2021



Sommaire décisionnel

- 2 Par les présentes, la Société d'énergie Qulliq (SÉQ) demande au ministre responsable
- de la Société d'énergie Qulliq, conformément au paragraphe 18.1 de la Loi sur la Société
- 4 d'énergie Qulliq, LRTN-O 1988, ch N-2, un permis pour projet de nouvelle centrale
- 5 électrique à Kugaaruk.

1

- 6 Le projet n'aura aucune répercussion sur les tarifs avant la soumission de la première
- 7 requête en majoration tarifaire générale de la SÉQ suivant la date de mise en service du
- 8 projet, prévue au plus tôt pour l'exercice financier 2026-2027.
- 9 Kugaaruk est une collectivité avec une demande grandissante pour de l'électricité qui
- reflète sa population croissante et la présence accrue d'activités gouvernementales et
- commerciales. La centrale électrique existante à Kugaaruk est une vieille installation,
- 12 construite en 1974. Elle comporte de nombreuses lacunes, notamment une
- superstructure non fiable et des systèmes et de l'équipement vieillissants.
- 14 En particulier, l'appareillage de commutation est vieilli et désuet, et doit être remplacé
- pour maintenir la fiabilité à l'avenir. La structure de l'immeuble en tant que telle est en
- mauvais état et n'a pas l'espace pour une expansion. Cette situation exige une solution
- 17 pour garantir que la SÉQ puisse continuer à offrir de l'électricité de façon sûre et fiable à
- 18 la collectivité.

24

25

26

27 28

29

30

- 19 La mise en œuvre du projet proposé garantira un approvisionnement en électricité
- 20 sécuritaire et fiable pour la collectivité au moindre coût pour la durée de vie de
- l'installation. Par ailleurs, la SÉQ s'attend à ce que l'installation des nouveaux groupes
- 22 électrogènes réduise la consommation de carburant. Les principaux avantages de la
- construction d'une nouvelle centrale électrique à Kugaaruk sont les suivants :
 - Les problèmes de fiabilité et de stabilité de l'électricité seront réglés par le remplacement ou la modernisation de l'équipement et des systèmes à la fin de leur durée de vie utile;
 - Les problèmes structurels actuels seront réglés, ce qui éliminera les difficultés de sécurité et d'exploitation;
 - Répondre aux exigences environnementales du système de stockage de carburant, conformément aux codes et normes applicables;
 - La capacité d'intégrer des ressources d'énergie renouvelable.
- La SÉQ estime que le coût du projet se chiffrera à 38,915 millions de dollars. Le projet a
- 33 été retenu pour recevoir un financement du programme du Fonds pour l'énergie dans
- 1'Arctique (FEA) jusqu'à concurrence de 75 % des dépenses admissibles. Le total du



Demande de permis pour projet majeur | Nouvelle centrale électrique à Kugaaruk

financement offert à la SÉQ par l'entremise du programme FEA est de 175 millions de dollars, dont 130,1 millions de dollars sont réservés aux projets d'immobilisations déjà examinés par le CETES et approuvés par le ministre responsable de la SÉQ. La SÉQ a l'intention d'attribuer également le financement du programme FEA restant, soit 44,887 millions de dollars, entre Kugaaruk et Chesterfield Inlet pour les projets d'immobilisations de nouvelles centrales électriques. En conséquence, une somme de 22,444 millions de dollars du coût du projet proviendra du financement du programme FEA, ce qui signifie que les clients de la SÉQ n'auront à payer que 16,472 millions de dollars du coût total du projet.

1		l able des matieres
2	1.0	Demande
3	2.0	Historique
4	3.0	Installation actuelle
5	3.1	Introduction
6	3.2	Condition
7	4.0	Croissance future
8	4.1	Projection démographique
9	4.2	Projections de charge
10	5.0	Évaluation des options du projet
11	6.0	Répercussions du projet pour les contribuables
12	7.0	Motifs à l'appui de la demande14
13	8.0	Calendrier du projet14
14		
15		Liste des tableaux
16	Tablea	u 1 – Gamme de groupes électrogènes de la centrale électrique à Kugaaruk
17	Tablea	u 2 – Projections démographiques de Kugaaruk6
18	Tablea	u 3 – Charge actuelle et projetée à Kugaaruk7
19	Tablea	u 4 – Projection de PGR excédentaire à Kugaaruk pour le projet de la nouvelle centrale électrique . 8
20	Tablea	u 5 – Gamme de groupe électrogène actuelle et proposée10
21	Tablea	u 6 – Contributions au projet (en milliers de \$)11
22	Tablea	u 7 – Répercussions estimées sur le tarif de la nouvelle centrale électrique à Kugaaruk13
23	Tablea	u 8 – Calendrier proposé du projet de la centrale électrique à Kugaaruk15
24 25		Liste des figures
26	Eiguro	1 – Emplacement de la nouvelle centrale proposée (nouvel emplacement, option 4)
27	_	2 – Kugaaruk
28	rigure	Z - Nugaai un



Demande 1.0

1

7

- Par les présentes, la Société d'énergie Qulliq (SÉQ) demande au ministre responsable 2
- de la Société d'énergie Qullig, conformément au paragraphe 18.1 de la Loi sur la Société 3
- d'énergie Qulliq, LRTN-O 1988, ch N-2, un permis pour projet majeur de centrale 4
- électrique à Kugaaruk. La SÉQ demande l'autorisation de procéder au projet. Ci-après 5
- sont présentées les données justificatives de la demande de permis de projet. 6

Historique 2.0

- La SÉQ s'est engagée à la planification et à l'élaboration de moyens peu coûteux et 8
- 9 efficaces qui garantissent un approvisionnement énergétique sécuritaire, fiable et stable.
- La centrale électrique à Kugaaruk a été construite en 1974. Bien que la capacité installée 10
- 11 de la centrale puisse répondre adéquatement aux besoins de la communauté d'ici 10
- ans, les installations à Kugaaruk sont âgées de 47 ans et devront être remplacées pour 12
- 13 de nombreuses raisons, notamment pour remplacer l'équipement vieilli, régler les
- problèmes de sécurité, et se conformer aux règlements actuels visant la sécurité et 14
- 15 l'environnement.
- La SÉQ a l'intention d'entamer un projet pluriannuel pour construire une nouvelle centrale 16
- 17 de production d'électricité à quatre moteurs à Kugaaruk, au Nunavut. Le projet
- comprendra l'installation de deux réservoirs à carburant horizontaux de 90 000 litres. 18
- d'une canalisation de carburant d'approximativement 200 mètres qui rejoindra 19
- directement l'installation de carburant en vrac de la Division des produits pétroliers 20
- (DPP), d'un garage à chauffage intégral pour stationner les camions-grues à flèche 21
- 22 radiale et des lignes de distribution d'approximativement 1,25 km.
- 23 La nouvelle centrale sera clôturée avec une cour de service sécurisée et comptera aussi
- deux râteliers à poteaux, une plateforme de stockage de transformateur, une plateforme 24
- de stockage de bobines de câble, de l'espace pour une génératrice d'urgence, un 25
- minimum de deux conteneurs d'entreposage, un démarreur des transformateurs de 26
- 27 service et des lignes d'alimentation, du stockage fermé de carburant et de glycol neuf et
- usé, et de l'espace pour une unité d'habitation provisoire alimentée par la centrale 28
- électrique. L'immeuble principal de la centrale électrique comprendra un bureau, une 29
- salle de commande électrique, un local technique, un garage/atelier ainsi que la salle de 30
- production d'électricité. Nous nous attendons à ce que le dessin détaillé comprenne 31
- 32 l'installation d'épurateurs industriels et de silencieux de qualité hospitalière sur le
- radiateur et le système d'échappement afin de réduire le bruit et les émissions 33
- d'échappement. La nouvelle centrale aura aussi la capacité d'intégrer des sources 34
- d'énergie renouvelable. Il faudra effectuer des mises au point au réseau de distribution 35

- actuel pour y relier la nouvelle centrale électrique. La nouvelle centrale aura un cycle de vie de plus de 40 ans et permettra d'intégrer des sources d'énergie renouvelable.
- 3 La SÉQ a rencontré le conseil du hameau de Kugaaruk le 25 août 2020 et a proposé
- 4 quatre choix d'emplacement de la nouvelle centrale électrique, avec les avantages et
- 5 désavantages de chaque option. Le 28 août 2020, la SÉQ a reçu l'approbation du conseil
- du hameau pour effectuer les évaluations de trois des guatre sites proposés (Figure 1).
- 7 Une évaluation géotechnique et la phase I et phase II limitée d'une évaluation
- 8 environnementale de site pour les trois sites ont été effectuées en automne 2020. Les
- 9 évaluations du site ont montré que l'option 1, située immédiatement à l'est de l'installation
- de stockage de carburant en vrac de la DPP (l'option privilégiée de la SÉQ) et que
- l'option 2, située à 230 mètres au sud et un peu à l'ouest de ladite installation, étaient
- toutes deux réalisables du point de vue technique.
- Le 14 janvier 2021, le conseil du hameau de Kugaaruk a présenté une motion qui
- autorise la SÉQ à entamer les prochaines évaluations de sites et la planification pour le
- site 2 notant que l'option 1 est trop près de l'installation du stockage de carburant en vrac
- de la DPP et se situe sur la route. Pour donner suite à une lettre du ministre responsable
- de la SÉQ datée du 8 mars 2021, dans laquelle le ministre répond à certains doutes du
- conseil du hameau visant l'option 1, le conseil du hameau de Kugaaruk a présenté une
- motion le 11 mars 2021 qui autorisait la SÉQ à entamer les prochaines évaluations du
- site de l'option 1.
- 21 En septembre 2021, la division de la planification et des terrains du ministère des
- 22 Services communautaires et gouvernementaux (SCG) du gouvernement du Nunavut
- 23 (GN) a exprimé des doutes quant à l'emplacement de l'option 1, soit que le terrain
- 24 proposé comprend une route essentielle pour l'infrastructure industrielle actuelle du
- secteur qui ne peut être éliminée ou déplacée. Après des discussions entre la SÉQ et la
- division de la planification et des terrains du SCG du GN sur les options d'emplacement.
- 27 un nouvel emplacement a été nommé en octobre 2021 et se trouve juste au sud de
- l'installation de stockage en vrac de carburant de la DPP (nouvel emplacement, option 4;
- 29 figure 1). En plus d'avoir été approuvé par le conseil du hameau, cet emplacement
- 30 exigerait que la DPP cède une partie inutilisée du terrain de stockage de carburant en
- 31 vrac: la DPP s'est dite en accord avec le transfert si les évaluations géotechniques et
- environnementales montraient que le site est réalisable.
- 33 Une fois les évaluations du site achevées (prévu en décembre 2021) et en présumant
- 34 qu'il sera déterminé que l'option 4 est réalisable, la demande de terrain officielle sera
- soumise au hameau et des discussions subséquentes avec la DPP seront nécessaires.
- 36 Une fois l'emplacement confirmé, la SÉQ passera aussi à la soumission des documents
- 37 à la Commission d'aménagement du Nunavut (CAN) et la Commission du Nunavut
- 38 chargée de l'examen des répercussions (CNER).



2

3 4

5

6

7 8

9

Figure 1 – Emplacement de la nouvelle centrale proposée (nouvel emplacement, option 4)



Les évaluations géotechniques et environnementales de l'option 4 sont en cours, et une évaluation des répercussions archéologiques sera effectuée par la suite s'il est déterminé qu'une telle évaluation est nécessaire. La SÉQ prévoit soumettre sa demande à la Commission du Nunavut chargée de l'examen des répercussions (CNER) après avoir reçu l'approbation du hameau pour le terrain du site proposé.

3.0 Installation actuelle

10 3.1 Introduction

- 11 Kugaaruk est un hameau situé sur la rive de Pelly Bay, dans la région de Kitikmeot du
- Nunavut, au Canada. La figure 2 montre une carte avec l'emplacement de Kugaaruk.

2

Demande de permis pour projet majeur | Nouvelle centrale électrique à Kugaaruk

Figure 2 – Kugaaruk



- La collectivité n'est accessible que par voie aérienne ou maritime. Le ravitaillement en carburant de la collectivité se fait annuellement en été/automne, livré par pétrolier. Parmi les plus importantes charges électriques de la communauté, notons le bureau du hameau et le centre communautaire, l'école Kugaardjuq, le Collège de l'Arctique, le centre de
- 7 santé, le magasin Northern Store et la coopérative Co-op.
- 8 La SÉQ et ses prédécesseurs, la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest et la
- 9 Commission d'énergie du Nord canadien, ont exploité la centrale au carburant diesel à
- 10 Kugaaruk depuis sa construction en 1974.
- 11 En 2021, pour répondre à la demande croissante projetée de la collectivité, la SÉQ a
- installé une unité de production d'urgence de 500 kW transférée de l'ancienne centrale à
- 13 Pangnirtung.
- Le tableau 1 présente la gamme de groupes électrogènes de la centrale.



Tableau 1 – Gamme de groupes électrogènes de la centrale électrique à Kugaaruk

Unité	Marque	Modèle	Puissance nominale (kW)	Année d'installation	Heures en service (31 oct. 2021)	Durée de vie en heures				
G1	Detroit	Série 60	320	2004	50 342	72 000				
G2	Caterpillar	D3508B	550	2009	51 958	100 000				
G3	Caterpillar	D3508B	550	2009	45 349	100 000				
Capac	ité totale in	stallée	1 420		_	_				
Puissan	ce garantie	installée	870							

4 Puissance garantie installée = Capacité de la centrale quand l'unité la plus grande est hors service

3.2 Condition

1

2

3

5

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

- L'installation a 47 ans et a dépassé sa durée de vie théorique de 40 ans. En général, la condition de l'installation est pauvre. La centrale actuelle présente plusieurs lacunes techniques et d'ingénierie, notamment :
 - 1) <u>Infrastructure vieillissante</u>: L'installation a 47 ans. L'immeuble et l'équipement auxiliaire sont âgés et ont commencé à se détériorer.
 - 2) <u>Préoccupations quant à la sécurité</u>: L'installation est très vieille et présente donc un risque élevé de défaillance. L'appareillage de commutation actuel n'est pas à l'épreuve des éclairs d'arc électrique et il est impossible de le modifier à cause de son âge, ce qui aggrave le risque d'incendie et de sécurité dans les installations.
 - 3) <u>Services environnementaux</u>: La centrale existante comporte un réservoir à carburant à paroi simple qui ne respecte pas les règlements fédéraux et les codes de bonnes pratiques visant les réservoirs. De plus, le réservoir est hébergé dans une berme présentant des signes de défaillance de revêtement, de corrosion et de problèmes d'intégrité structurelle qui pourraient nuire à l'intégrité du fond du réservoir à carburant.

4.0 Croissance future

La SÉQ reconnait la nécessité d'une approche visant le long terme qui favorise et maximise les avantages des dépenses en capital tout en offrant un service d'électricité sécuritaire et fiable.



1 4.1 Projection démographique

- 2 Selon le bureau de la statistique du Nunavut, il est estimé que la population de Kugaaruk
- sera de 816 personnes en 2021. Le tableau 2 présente les projections démographiques
- 4 de Kugaaruk d'ici 2036.

5

6 7

8

Tableau 2 – Projections démographiques de Kugaaruk

Année	Population projetée
2021	816
2026	881
2031	922
2036	946

Source : Bureau de la statistique du Nunavut



1 4.2 Projections de charge

- 2 Le tableau 3 présente les projections de charge à Kugaaruk. Grâce à la capacité de la
- centrale proposée, la SÉQ pourra répondre à la demande de la collectivité et fournir de
- 4 l'électricité fiable et sécuritaire pendant des années à venir.

Tableau 3 – Charge actuelle et projetée à Kugaaruk

	Exercice financier	Production (MWh)	Pointe de charge (kW)	Variation (en %)	PGR (kW)	PGI de centrale existante (kW)	PGR excéden- taire
	2013	2 654	733		806	870	7%
	2014	2 753	561	-23%	617	870	29%
	2015	2 801	734	31%	807	870	7%
Réel	2016	2 829	669	-9%	736	870	15%
Re	2017	2 900	688	3%	757	870	13%
	2018	3 080	768	12%	845	870	3%
	2019	3 836	806	5%	887	870	-2%
	2020	3 695	719	-11%	791	870	9%
	2021	3 782	764	6%	841	870	3%
	2022	3 895	787	3%	866	870	0%
	2023	3 842	776	-1%	854	870	2%
ns	2024	3 892	786	1%	865	870	1%
Prévisions	2025	3 929	788	0%	867	870	0%
révi	2026	3 941	795	1%	875	870	-1%
P	2027	3 974	802	1%	882	870	-1%
	2028	4 002	807	1%	888	870	-2%
	2029	4 027	811	1%	893	870	-3%
	2030	4 056	817	1%	899	870	-3%

PGR = Puissance garantie requise = 110 % de la pointe de charge

PGI = Puissance garantie installée = Capacité quand l'unité la plus grande est hors service

6 7



3

Le tableau 4 présente la capacité et les exigences en PGR pour le projet proposé.

Tableau 4 – Projection de PGR excédentaire à Kugaaruk pour le projet de la nouvelle centrale électrique

	Exercice financier	Production (MWh)	Pointe de charge (kW)	Variation (en %)	PGR (kW)	PGI de centrale existante/ nouvelle (kW)	PGR excéden- taire
	2013	2 654	733		806	870	7%
	2014	2 753	561	-23%	617	870	29%
	2015	2 801	734	31%	807	870	7%
Réel	2016	2 829	669	-9%	736	870	15%
R	2017	2 900	688	3%	757	870	13%
	2018	3 080	768	12%	845	870	3%
	2019	3 836	806	5%	887	870	-2%
	2020	3 695	719	-11%	791	870	9%
	2021	3 782	764	6%	841	870	3%
	2022	3 895	787	3%	866	870	0%
	2023	3 842	776	-1%	854	870	2%
ns	2024	3 892	786	1%	865	870	1%
Prévisions	2025	3 929	788	0%	867	870	0%
rév	2026	3 941	795	1%	875	870	-1%
P	2027	3 974	802	1%	882	870	-1%
	2028	4 002	807	1%	888	1 660	47%
	2029	4 027	811	1%	893	1 660	46%
	2030	4 056	817	1%	899	1 660	46%

PGR = Puissance garantie requise = 110 % de la pointe de charge

PGI = Puissance garantie installée = Capacité quand l'unité la plus grande est hors service

5.0 Évaluation des options du projet

- 6 La SÉQ reconnait la nécessité d'une approche visant le long terme qui favorise et
- 7 maximise les avantages des dépenses en capital tout en offrant un service d'électricité
- 8 sécuritaire et fiable.
- 9 Compte tenu des lacunes de la centrale existante, l'option de ne rien faire n'est pas
- valable. Le fait d'utiliser des composants ayant passé leur durée utile alourdit la charge
- du personnel d'entretien et d'exploitation de la SÉQ qui doit entretenir et exploiter de
- 12 l'équipement qui doit être remplacé.

4

- La SÉQ a évalué les options suivantes comme solutions possibles pour combler les 1
- lacunes de la centrale existante. 2

Option 1 – Réfection majeure de la centrale 3

- Cette option comprend la modernisation et le remplacement des composants, systèmes 4
- et groupes électrogènes de l'installation existante. 5
- Toutefois, cette option n'est pas faisable du point de vue technique en raison des facteurs 6
- 7 suivants:

10

11

12

13

14

- la centrale s'est détériorée en raison de son âge à un point tel que la mise à 8 niveau n'est plus possible; 9
 - La réfection de la centrale actuelle nécessite l'installation d'équipement de production temporaire sur le même site, ce qui n'est pas réalisable;
 - Les dangers potentiels de l'infrastructure de distribution aérienne et souterraine existante; il y aura une panne de l'alimentation électrique pendant la phase de construction pour le déplacement de l'équipement et du matériel sur le site;
 - la superficie du site actuel de la centrale n'est pas assez grande pour héberger un agrandissement de la centrale.
- 17 Compte tenu de ces facteurs, l'option 1 n'est pas valable.
- Option 2 Construction d'une nouvelle centrale à un nouvel 18
- emplacement 19
- Cette option implique la construction d'une nouvelle centrale électrique à un 20
- emplacement convenable à l'intérieur de la collectivité. 21
- La centrale électrique sera une installation de production à quatre moteurs concue pour 22
- une durée de vie de 40 ans et comprendra de la nouvelle technologie qui améliorera la 23
- 24 fiabilité, le rendement énergétique, l'exploitation et la sécurité. Elle répondrait aux
- règlements actuels visant l'exploitation, la sécurité et l'environnement. La nouvelle 25
- 26 installation comprendra deux réservoirs à carburant horizontaux à paroi double de
- 90 000 litres, une canalisation de carburant d'approximativement 200 mètres qui rejoindra 27
- 28 l'installation de carburant en vrac de la DPP, des installations de pompe de carburant
- appropriées, un garage à chauffage intégral pour stationner les camions-grues à flèche 29
- 30 radiale, des râteliers à poteaux, une plateforme en béton pour le transformateur, du
- stockage d'huile neuve et usée, de l'espace pour deux conteneurs d'entreposage et des 31
- lignes de distribution d'approximativement 1,25 km. 32
- La centrale produirait moins de bruit et de pollution atmosphérique, car elle sera dotée 33
- d'équipement comme des épurateurs industriels et des silencieux de qualité hospitalière. 34

2

3

4

5

6

11

12

13 14

15

16

22

Demande de permis pour projet majeur | Nouvelle centrale électrique à Kugaaruk

- La construction d'une nouvelle installation de centrale électrique permet à la SÉQ d'inclure des facteurs géotechniques et environnementaux aux processus de sélection de site et de conception technique, comme la profondeur du substratum rocheux, le pergélisol, les vents dominants, le cumul de neige, le drainage des eaux de surface et l'utilisation des terres environnantes. La nouvelle centrale sera aussi conçue pour pouvoir intégrer des sources d'énergie renouvelable.
- La capacité de production de la nouvelle centrale proposée est d'environ 2 410 kW. Une centrale électrique ayant cette capacité pourra répondre aux besoins de pointe projetés de Kugaaruk pendant les 40 prochaines années. Le tableau 5 indique la puissance nominale des groupes électrogènes de la centrale existante et de la centrale proposée.

Tableau 5 – Gamme de groupe électrogène actuelle et proposée

Unités actuelles	Puissance nominale (kW)	Unités proposées	Puissance nominale proposée (kW)
G1	320	G1	750
G2	550	G2	750
G3	550	G3	550
		G4	360
Total de l'installation	1 420		2 410
PGI	870	PGI	1 660

PGI = Puissance garantie installée = Capacité quand l'unité la plus grande est hors service

- En fonction de la fabrication des moteurs, la capacité de production de la nouvelle centrale proposée est 2 410 kW. Le programme de mise en marche de la SÉQ limite le fonctionnement à 80 % de la capacité des moteurs pour assurer la fiabilité et une bonne économie de carburant.
- La puissance garantie installée (PGI) de la centrale sera de 1 660 kW. À la charge ciblée d'environ 80 % de la capacité pour maximiser le rendement énergétique, la puissance garantie installée rajustée de la centrale sera d'environ 1 328 kW.
- L'exigence de PGR projetée pour la collectivité est d'environ 882 kW d'ici 2026-2027.
 L'option 2 propose une capacité garantie qui tient compte des points suivants :
 - 1. Kugaaruk est une collectivité grandissante du Nunavut.
- 2. La centrale sera construite pour une exploitation à long terme.

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15 16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26 27 Demande de permis pour projet majeur | Nouvelle centrale électrique à Kugaaruk

- Parmi les avantages anticipés de la nouvelle centrale, notons :
 - Les problèmes de fiabilité et de stabilité de l'électricité seront réglés par le remplacement ou la modernisation de l'équipement et des systèmes à la fin de leur durée de vie utile; et
 - Les problèmes structurels actuels seront réglés, ce qui éliminera les difficultés de sécurité et d'exploitation;
 - Le coût préliminaire total estimé de l'option 2 est de 38,915 millions de dollars. Ce montant est une estimation de classe D avec une exactitude de +/- 25 %. Le coût sera précisé lors de la conception du projet.
 - Le projet a été retenu pour recevoir un financement du programme du Fonds pour l'énergie dans l'Arctique (FEA) jusqu'à concurrence de 75 % des dépenses admissibles. Le total du financement offert à la SÉQ par l'entremise du programme FEA est de 175 millions de dollars, dont 130,1 millions de dollars sont réservés aux projets d'immobilisations déjà examinés par le CETES et approuvés par le ministre responsable de la SÉQ. La SÉQ a l'intention d'attribuer également le financement du programme FEA restant, soit 44,887 millions de dollars, entre Kugaaruk et Chesterfield Inlet pour les projets d'immobilisations de nouvelles centrales électriques. En conséquence, une somme de 22,444 millions de dollars du coût du projet proviendra du financement du programme FEA, ce qui signifie que le coût net estimé pour les clients de la SÉQ est de 16,472 millions de dollars, comme l'illustre le tableau 6.

Tableau 6 – Contributions au projet (en milliers de \$)

Description	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	Total
Remplacement de la centrale	1 102	7 009	14 288	16 516	38 915
Dépenses inadmissibles au FEA ¹	352	432	330	610	1 723
Contribution du FEA – 75 % ²	563	4 933	10 469	6 479	22 444
Contribution de la SÉQ – 25 %	188	1 644	3 490	9 428	14 749
Total	1 102	7 009	14 288	16 516	38 915
Total des cotisations SÉQ	539	2 076	3 819	10 037	16 472

Note

1. Les dépenses inadmissibles comprennent l'acquisition du terrain et les dépenses d'administration interne.

Après avoir examiné les options, la SÉQ considère que l'option la plus réalisable et la moins coûteuse est la construction d'une nouvelle centrale. La SÉQ maintiendra et exploitera l'installation existante jusqu'à ce que la nouvelle sot en service.

Avant la démolition de l'ancienne centrale électrique, la société examinera chacun des composants principaux pendant l'étape d'élimination de l'actif pour en évaluer l'âge, la



- 1 fiabilité, et la possibilité de les réutiliser. L'unité de production d'urgence installée
- 2 récemment demeurera à Kugaaruk pour servir d'unité mobile d'urgence.
- 3 La SÉQ propose de concevoir la centrale à Kugaaruk pour lui permettre d'intégrer
- 4 éventuellement des sources d'énergie renouvelable.

6.0 Répercussions du projet pour les contribuables

- 6 La SÉQ a effectué une analyse des répercussions du projet pour les contribuables de
- 7 Kugaaruk. Il faut noter que le projet n'aura aucune répercussion sur les tarifs avant la
- soumission de la requête en majoration tarifaire générale de la SÉQ suivant la date de
- 9 mise en service du projet, prévue au plus tôt pour l'exercice financier 2026-2027.
- La SÉQ a effectué une analyse des répercussions sur les tarifs selon le système actuel
- de tarifs déterminés par communauté, ainsi qu'une option alternative de détermination de
- tarif pour le territoire. Dans le cadre du système actuel, les répercussions sur les tarifs
- pour les collectivités ayant besoin d'une nouvelle centrale électrique sont importantes.
- Les hausses de tarifs pourraient être mitigées par des options tarifaires comme passer à
- un programme de tarif unique pour l'ensemble du territoire. Autrement, si les tarifs par
- 16 collectivité continuaient, les hausses pourraient être mitigées en assurant que les
- répercussions totales du nouvel immobilier ne soient pas reflétées dans les tarifs de la
- collectivité (de sorte que le ratio de couverture des coûts en revenus de la collectivité
- serait inférieur à l'unité et que le ratio des autres collectivités devrait être supérieur à
- 20 l'unité).

- L'analyse des répercussions sur les tarifs est fondée sur le coût estimé du projet de la
- 22 SÉQ, soit 16,472 millions de dollars après la contribution du FEA. Alors que nous nous
- 23 attendons à ce que le projet améliore le rendement énergétique comparativement au
- 24 groupe électrogène existant, la SÉQ a effectué une analyse prudente des répercussions
- sur le tarif qui ne comprend pas les économies en carburant prévues du projet.
- Le tableau 7 résume la hausse graduelle de revenu estimée engendrée par le projet de
- 27 1,473 million de dollars. La hausse de tarifs estimée dans le cadre d'un programme de
- tarification par collectivité est de 40,47 cents/kWh, ce qui représente une hausse
- importante de 34,9 % du tarif résidentiel actuel de 116,05 cents/kWh à Kugaaruk.
- 30 Cependant, la hausse de tarifs estimée dans le cadre d'un programme de tarification pour
- 31 le territoire est de 0,74 cent/kWh, ce qui représente une hausse moyenne de 0,6 % du
- tarif résidentiel actuel de 116,05 cents/kWh.



Tableau 7 – Répercussions estimées sur le tarif de la nouvelle centrale électrique à Kugaaruk

Caractéristiques du projet	
Coût net des immobilisations (en milliers de \$)	16 472
Période d'amortissement (années)	40
Rendement de la base tarifaire approuvé par la RMTG	6,45%
Répercussions sur le besoin en revenus	
Dotation aux amortissements (en milliers de \$)	412
Rendement de la base tarifaire (en milliers de \$)	1 062
Total partiel : Hausse de besoin en revenu (en milliers de \$)	1 473
Total des répercussions sur les besoins en revenus	
(en milliers de \$)	1 473
Prévisions des ventes à Kugaaruk en 2026-2027 (MWh)	3 641
	40.47
Hausse de tarifs moyenne pour la collectivité (¢/kWh)	40,47
D ()	
Prévisions des ventes du territoire en 2026-2027 (MWh)	198 032
House de touis management de miteire (4/134/15)	0.74
Hausse de tarifs moyenne pour le territoire (¢/kWh)	0,74

Il est important de noter que l'analyse est fournie à titre informatif seulement. Les répercussions réelles sur le tarif dépendront des exigences globales de revenu et des programmes de tarification approuvés suite aux requêtes en majoration tarifaire générale ultérieures.

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18 19

20

21

22 23

28

Demande de permis pour projet majeur | Nouvelle centrale électrique à Kugaaruk

7.0 Motifs à l'appui de la demande

La mise en œuvre du projet proposé est très importante pour les clients de la SÉQ et pour le public. La mise en œuvre du projet répondra aux problèmes principaux suivants :

Questions liées à la sécurité

La construction d'une nouvelle centrale électrique permettra à la SÉQ de régler les défaillances présentes au niveau de la centrale électrique actuelle qui posent des risques de sécurité. En particulier, l'appareillage de commutation est vieilli et désuet, n'est pas à l'épreuve des arcs et il est impossible de le modifier, ce qui augmente le risque d'incendie de l'installation et représente un éventuel risque pour la fiabilité et pour la sécurité du personnel.

Exigences environnementales

Le système de réservoir à carburant existant ne respecte pas les règlements fédéraux et les codes de bonnes pratiques visant les réservoirs. Le projet proposé permettra de respecter les exigences environnementales.

Fiabilité et stabilité de l'électricité

Bien que la PGI de la centrale actuelle réponde aux critères de PGR de la SÉQ, avec le vieillissement progressif de la centrale électrique à Kugaaruk et le nombre de systèmes devenant plus désuets, il sera plus difficile de maintenir l'installation, et la fiabilité de la centrale deviendra un problème. L'électricité est un service essentiel dans le Nord, voire indispensable pour les collectivités éloignées. Sans équipement fiable, les clients de la SÉQ risquent de subir des pannes du système. Une nouvelle centrale électrique dotée de nouveaux groupes électrogènes économes et l'automatisation de la centrale devraient améliorer son rendement énergétique et sa fiabilité globale.

La nouvelle centrale aura aussi la capacité d'intégrer des sources d'énergie renouvelable,

de sorte que les turbines éoliennes ou les panneaux solaires pourraient présenter de

26 nouvelles occasions à l'avenir. Ainsi, ces améliorations contribueront à réduire les

27 émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère et à réduire les coûts de l'électricité.

8.0 Calendrier du projet

Il est prévu que l'étude du terrain des évaluations géotechniques et environnementales de phase I et phase II limitée sera achevée en décembre 2021. Si les consultations auprès du ministère de la Culture et du Patrimoine du gouvernement du Nunavut révèlent que cela est nécessaire, une évaluation des répercussions archéologiques sera effectuée pendant la saison de terrain de 2022 avec le permis archéologique de classe 2 approprié.



La conception de la nouvelle centrale électrique débutera au deuxième trimestre de 2023-2024, avec des spécifications et des appels d'offres permettant de commander les matériaux, et la passation de contrats de construction au début du deuxième trimestre de 2024-2025. Les travaux de nivellement du site commenceront entre juillet et septembre 2025, et les matériaux seront livrés durant le transport maritime de 2025. La construction débuterait au deuxième trimestre de 2025-2026 pour être complétée en 2026-2027. Le tableau 8 présente le calendrier proposé du projet à titre de référence.

Tableau 8 – Calendrier proposé du projet de la centrale électrique à Kugaaruk

Tableson des tê china		2021	-202	2		2022	-202	3	_ 2	2023	-202	1	_ 2	2024	-202	5	_ 2	2025	-202	6	2026-2027			7
Tableau des tâches	T1	T2	Т3	T4	T1	T2	Т3	T4	T1	T2	Т3	T4	T1	T2	Т3	T4	T1	T2	Т3	T4	T1	T2	Т3	T4
Finaliser la liste des																								
sites proposés																								<u> </u>
Étude géotechnique et recommandations																								
Approbation du choix de site																								
Rédiger le dossier de décision et l'estimation du coût (classe « D »)																								
Processus réglementaire et approbation du permis de projet majeur																								
Approbation par le CGF																								
Étape d'appel d'offres																								
Conception détaillée du projet																								
Appel d'offres et passation de contrat de construction																								
Construction																								
Quasi-achèvement																								
Transfert du projet																								
Fermetures des comptes du projet																								