

**DEMANDE D'AUTORISATION  
DE LA CONSTRUCTION  
DE LA NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE  
DE KUUJJUAQ**





## TABLE DES MATIÈRES

1		
2	<b>1. INTRODUCTION</b>	<b>5</b>
3	<b>2. OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET</b>	<b>6</b>
4	<b>3. DESCRIPTION DU PROJET</b>	<b>7</b>
5	3.1. CONTEXTE	7
6	3.1.1. <i>Vétusté de la centrale</i>	8
7	3.1.2. <i>Dépassement prochain de la limite de la puissance garantie</i>	9
8	3.2. DESCRIPTION DÉTAILLÉE DU PROJET	10
9	<b>4. PRÉVISION DE LA DEMANDE ET DES VENTES</b>	<b>12</b>
10	<b>5. DONNÉES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES</b>	<b>14</b>
11	5.1. PARAMÈTRES DE L'ANALYSE	15
12	5.2. EFFET SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR	16
13	<b>6. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION</b>	
14	<b>D'ÉLECTRICITÉ</b>	<b>18</b>
15	<b>7. LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS</b>	<b>18</b>
16	<b>8. AUTRES SOLUTIONS POSSIBLES</b>	<b>19</b>
17	8.1. RÉFECTION DE LA CENTRALE ACTUELLE	19
18	8.2. JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL	20
19	8.3. RACCORDEMENT AU RÉSEAU INTÉGRÉ	20
20	8.4. AUTRES SOLUTIONS	22
21	8.4.1. <i>Centrale hydroélectrique</i>	22
22	8.4.2. <i>Centrale à la biomasse forestière</i>	22
23	<b>9. CONCLUSION</b>	<b>23</b>



## 1. INTRODUCTION

1 Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la  
2 Régie) de l'autoriser à construire une nouvelle centrale thermique à Kuujuaq, un  
3 projet évalué à 50 M\$, au moment de sa mise en service en 2010. Ce coût  
4 comprend également le démantèlement de la centrale existante et la  
5 décontamination des sols à l'emplacement de celle-ci.

6 Le tableau suivant indique la concordance entre, d'une part, les exigences du  
7 *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de*  
8 *l'énergie* (le Règlement) et, d'autre part, les sections de la preuve du Distributeur.

9 **TABLEAU 1**  
10 **CONCORDANCE AVEC LE RÈGLEMENT**

<b>Exigences du Règlement</b>	<b>Sections de la preuve</b>
<u>Article 2</u>	
1° les objectifs visés par le projet	HQD-1, Document 1, section 2
2° la description du projet	HQD-1, Document 1, section 3 HQD-1, Document 2
3° la justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQD-1, Document 1, section 2
4° les coûts associés au projet	HQD-1, Document 1, section 5
5° l'étude de faisabilité économique du projet	HQD-1, Document 1, section 5
6° la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQD-1, Document 1, section 7
7° l'impact sur les tarifs, incluant une analyse de sensibilité	HQD-1, Document 1, section 5
8° l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution	HQD-1, Document 1, section 6

	d'électricité ou de gaz naturel	
9°	le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents	HQD-1, Document 1, section 8
	<u>Article 3</u>	
1°	selon la nature du projet, la liste des principales normes techniques qui y seront appliquées	HQD-1, Document 3
2°	le cas échéant, les prévisions de vente attribuables au projet du distributeur d'électricité ou des distributeurs de gaz naturel	HQD-1, Document 1, section 4
3°	le cas échéant, les engagements contractuels des consommateurs du service ainsi que leurs contributions financières	Sans objet

1

## 2. OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

2 L'alimentation électrique de Kuujuaq est assurée par une centrale thermique à  
 3 groupes électrogènes diesel. Âgée de plus de 25 ans<sup>1</sup>, la centrale actuelle est  
 4 vétuste et ne pourra plus répondre aux augmentations de charge d'ici 2010. Les  
 5 moteurs diesel seront alors à la fin de leur vie utile et présenteront de grands  
 6 risques pour la fiabilité de l'installation et la sécurité de l'alimentation électrique  
 7 de Kuujuaq. La construction d'une nouvelle centrale est nécessaire. En effet il  
 8 est impossible de faire la réfection de la centrale actuelle. D'une part parce  
 9 qu'elle est arrivée à la fin de sa vie utile et, d'autre part, parce qu'elle constitue  
 10 une source importante de pollution par le bruit et les émanations  
 11 atmosphériques, vu son emplacement (voir section 8, plus bas).

<sup>1</sup> Le Distributeur a acquis cette centrale du gouvernement fédéral en 1981. À cette époque, celle-ci était en exploitation depuis déjà de nombreuses années. Son âge exact est inconnu.



1

2 La communauté réclame depuis de nombreuses années que la construction  
3 d'une nouvelle centrale se fasse à l'extérieur du village ; le Distributeur s'y est  
4 engagé.

5 La communauté a pris connaissance du projet du Distributeur, lors d'une séance  
6 publique d'information tenue à Kuujuaq en septembre 2006, et l'accueille  
7 favorablement.

### **3. DESCRIPTION DU PROJET**

#### **3.1. Contexte**

8 Le village nordique de Kuujuaq (anciennement Fort Chimo) est situé au Nunavik,  
9 sur la côte de la Baie d'Ungava à environ 58° de latitude Nord. Il s'agit de la plus  
10 importante communauté de cette région, avec une population de quelque 2200  
11 habitants.



1

2 Dans son *Plan d'approvisionnement 2002-2011*, le Distributeur indiquait :

3 Cependant, la centrale actuelle est désuète. Une étude en partenariat avec  
4 divers ministères et organismes est en cours pour le raccordement de Kuujuaq  
5 au réseau principal avec de nouvelles technologies. Si le raccordement n'est pas  
6 réalisable, une nouvelle centrale sera requise sur un nouveau site en 2010<sup>2</sup>.

7 Dans son *Plan d'approvisionnement 2005-2014*, il indiquait :

8 Le raccordement de Kuujuaq au réseau intégré avec de nouvelles technologies  
9 ne semble présentement pas une solution rentable, ce projet est donc écarté  
10 pour l'instant.

11 [...]

12 Les centrales au nord du 53<sup>e</sup> parallèle nécessiteront des investissements  
13 importants pour rester en mesure de répondre aux besoins locaux du territoire  
14 d'ici 2014. Ces investissements sont principalement prévus pour la construction  
15 de trois nouvelles centrales (Puvirnituk, Inukjuak et Kuujuaq) à partir de 2010<sup>3</sup>.

### **3.1.1. Vétusté de la centrale**

16 La centrale thermique actuelle répond aux besoins en électricité de la population  
17 locale, ce qui exclut le chauffage de l'eau et de l'espace, lequel est restreint en  
18 vertu de la tarification applicable au nord du 53<sup>e</sup> parallèle<sup>4</sup>. La puissance installée  
19 totalise 4335 kW (puissance des alternateurs). La centrale comporte 5 groupes  
20 électrogènes, dont l'âge varie entre 14 et 17 ans. Comme le Distributeur l'a déjà

<sup>2</sup> R-3470-2001, HQD-3, Document 1, p. 37.

<sup>3</sup> R-3550-2004, HQD-4, Document 1, p. 17.

<sup>4</sup> *Tarifs et conditions du Distributeur*, en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2006, articles 7.1 et 7.2.

1 indiqué, la durée de vie utile de tels groupes est de l'ordre de 60 000 à 72 000  
2 heures<sup>5</sup>. Les groupes seront donc en pratique à la fin de leur vie utile en 2010.

3 **TABLEAU 2**  
4 **ÂGE DES GROUPES**

Temps de fonctionnement des groupes électrogènes						
Groupe	Type	Puissance kW	Vitesse tr/min	Heures de fonctionnement		
				En 2004	Cumulatives fin 2004	Projection fin 2010
N° 1	CAT 3512	855	1 200	3 358	40 008	60 156
N°2	CAT 3512	855	1 200	2 172	51 392	64 424
N°3	CAT 3512	855	1 200	1 965	38 498	50 288
N°4	CAT 3512	855	1 200	5 314	49 468	81 352
N°5	CAT 3516	1 135	1 200	7 987	35 139	83 061

5  
6 En outre, le calibre des câbles d'artère ne permet plus, à l'heure actuelle, la  
7 relève de toute la charge, à la pointe de la demande, en cas de bris de  
8 disjoncteur ou de câble.

### **3.1.2. Dépassement prochain de la limite de la puissance garantie**

9 La puissance garantie, calculée suivant le critère que la Régie a entériné,  
10 s'établit à  $P_{gar} = 0,90 (n-1)$  où  $n-1$  représente la puissance restante de la centrale  
11 dans l'éventualité de la perte du groupe le plus puissant. Dans le cas de  
12 Kuujuaq, cette puissance garantie est de :

$$P_{gar} = 0,90 \times (4 \times 855 \text{ kW}) = 3078 \text{ kW}$$

13  
14 Or, comme le démontre la prévision de la demande<sup>6</sup>, une telle puissance suffira  
15 à peine aux besoins dès 2009-2010 et deviendra insuffisante dès 2010-2011.  
16 Comme le Distributeur le démontre plus loin, ni la réfection de la centrale  
17 existante ni l'ajout ou le remplacement de groupes ne constituent des solutions

<sup>5</sup> R-3512-2003, HQD-8, Document 6, p. 8.

<sup>6</sup> Section 4, plus bas.

1 acceptables. La construction d'une nouvelle centrale thermique constitue la  
2 solution optimale.

### 3.2. Description détaillée du projet



3  
4 La centrale sera construite sur un nouveau site, en retrait du village, mais  
5 facilement accessible. Elle comptera cinq groupes électrogènes de type  
6 électronique, d'une puissance nominale de 1285 kW chacun, pour une puissance  
7 installée de 6425 kW, à la mise en service. Ces groupes seront plus performants  
8 que les groupes existants. En comparaison avec la centrale actuelle, les  
9 nouveaux moteurs permettront d'économiser annuellement de 110 000 (en 2011)  
10 à 180 000 litres (en 2030) de carburant diesel, selon la charge prévue, par  
11 l'amélioration du rendement, lequel devrait passer de 3,8 à 3,9 kWh/litre. Cette  
12 amélioration du rendement énergétique permettra une réduction des gaz à effet

1 de serre (GES), liés à la production d'électricité, d'environ 300 tonnes par an en  
2 2011 jusqu'à environ 490 tonnes par an en 2030, de même qu'une réduction  
3 appréciable des autres polluants (CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, particules, COV).

4 À l'étape ultime, 25 ans après la mise en service, la centrale sera en mesure  
5 d'abriter huit de ces groupes électrogènes, par des ajouts modulaires, pour une  
6 puissance totale installée de 10 280 kW.

7 Étant donné l'importance de la charge à alimenter et le regroupement de tous les  
8 services au même endroit, le Distributeur choisit d'utiliser un bâtiment à  
9 charpente d'acier plutôt que des bâtiments modulaires de type roulotte. Cela  
10 favorise l'exploitation et l'entretien de manière sécuritaire selon les normes  
11 reconnues ailleurs à Hydro-Québec. Enfin, ce type de bâtiment offre une solution  
12 de long terme puisqu'il nécessite moins d'entretien, a une plus longue durée de  
13 vie utile et peut accepter des augmentations de puissance pour l'avenir sans  
14 sacrifier la qualité de vie des travailleurs. Chaque groupe électrogène sera  
15 séparé des autres par des murs coupe-feu et possédera un pont roulant  
16 individuel pour faciliter l'entretien, dans un environnement sécuritaire et non  
17 bruyant. Advenant un incendie ou un bris majeur sur un des moteurs, l'impact sur  
18 la qualité de service sera donc limité. L'espace à l'intérieur de chacune des  
19 unités de production sera suffisant pour procéder aux entretiens majeurs du  
20 moteur et de l'alternateur sans déplacement de pièces lourdes sur de grandes  
21 distances. L'orientation et le design du bâtiment permettront d'éviter  
22 l'accumulation de neige, qui est un enjeu important dans cette région.

23 La récupération de la chaleur résiduelle des radiateurs assurera le chauffage de  
24 la centrale. Un potentiel additionnel d'énergie thermique serait utilisable, dans  
25 l'hypothèse où un établissement industriel ou commercial s'installe à proximité et  
26 qu'il requière de la chaleur. L'alimentation de ces charges serait alors à négocier  
27 avec la municipalité ou le promoteur, ce qui contribuerait aussi à la réduction des  
28 GES.

1 Le Distributeur profitera de l'occasion pour effectuer la conversion du réseau de  
2 distribution du village, à une tension de 12,5 kV, afin de pouvoir répondre aux  
3 augmentations de charge à venir. Le coût de cette conversion est estimé à  
4 quelque 1,5 M\$ et est inclus dans le montant soumis à l'autorisation de la Régie.  
5 Un poste de transformation muni de deux transformateurs à l'étape initiale et de  
6 trois à l'étape ultime sera également construit.

7 Le Distributeur prévoit aussi démanteler la vieille centrale et décontaminer les  
8 sols à cet emplacement. Une somme de 3,5 M\$ est prévue à cet effet et est  
9 incluse dans la présente demande.

10 Le calendrier prévu des travaux s'échelonne de 2007<sup>7</sup> à 2010.

11 Le rapport d'avant-projet (HQD-1, Document 2), expose le projet en détails.

12 Vu son expertise en la matière, Hydro-Québec Équipement sera chargée de la  
13 réalisation du projet.

#### **4. PRÉVISION DE LA DEMANDE ET DES VENTES**

14 Kuujuaq étant situé au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, la tarification en vigueur empêche  
15 l'utilisation de l'électricité pour le chauffage de l'eau et des espaces<sup>8</sup>. D'autre  
16 part, le Distributeur maintiendra tous les programmes d'utilisation efficace de  
17 l'énergie (compensation pour le prix du mazout ou du propane, programmes  
18 d'entretien annuel et de réparation/dépannage des équipements). Le Distributeur  
19 travaille à l'élaboration de nouveaux programmes pour les réseaux autonomes,  
20 dont Kuujuaq, mais ceux-ci n'auront que peu d'effets sur la consommation  
21 électrique, vu la nature de la charge. Ainsi, la mise en œuvre éventuelle de  
22 nouveaux programmes n'a aucun effet sur la décision du Distributeur de  
23 construire une nouvelle centrale. Dans l'éventualité d'une croissance moins

---

<sup>7</sup> Les travaux débiteront après autorisation de la Régie.

<sup>8</sup> *Tarifs et conditions du Distributeur*, en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2006, chapitre 7.

1 rapide de la charge, la mise en service des groupes 6 à 8 pourrait cependant être  
2 retardée.

3 La prévision des besoins en électricité, en énergie et en puissance, pour le  
4 réseau autonome de Kuujjuaq est réalisée une fois l'an.

5 Cette prévision des besoins en électricité est premièrement établie à partir de la  
6 prévision des ventes en électricité. Celle-ci est réalisée par secteur de  
7 consommation et est établie en fonction de la croissance démographique,  
8 d'hypothèses de consommations unitaires, du maintien des programmes  
9 d'utilisation efficace de l'énergie et de la tarification actuellement en vigueur. Plus  
10 spécifiquement, les consommations unitaires sont établies à l'aide des ventes  
11 publiées et peuvent donc varier avec l'évolution de ces ventes.

12 À cette prévision de la demande de base sont éventuellement additionnés les  
13 ajouts de charge spécifiques identifiés dans la communauté (par exemple,  
14 construction de nouveaux bâtiments résidentiels, institutionnels et commerciaux).

15 En ajoutant les pertes de distribution projetées et la consommation de la centrale  
16 à la prévision des ventes, on obtient la prévision des besoins en énergie  
17 correspondant à la production totale de la centrale de Kuujjuaq.

18 La prévision des besoins en puissance est ensuite obtenue en appliquant aux  
19 besoins en énergie de la centrale le facteur d'utilisation historique à la pointe  
20 annuelle de ces mêmes besoins en énergie. On additionne éventuellement  
21 ensuite les besoins en puissance associés aux ajouts de charges spécifiques.  
22 Dans le cas de Kuujjuaq, une charge ponctuelle de 400 kW à compter de 2007  
23 est incluse pour une piscine et un entrepôt.

24 La population de Kuujjuaq compte pour environ 20 % de celle de l'ensemble du  
25 Nunavik. La croissance prévue des ventes se compare à celle des autres villages  
26 (environ 2,9 % de croissance pour Kuujjuaq, par rapport à 3,1 % pour l'ensemble  
27 des autres villages du Nunavik). Huit des 14 villages du Nunavik devraient

1 connaître une croissance des ventes plus grande que celle de Kuujuaq, d'ici  
2 2021. Au secteur domestique et agricole, les ventes à Kuujuaq devraient croître  
3 en moyenne de 2,4 % par rapport à 2,5 % pour l'ensemble des autres villages du  
4 Nunavik ; au secteur général et institutionnel, les ventes à Kuujuaq devraient  
5 croître de 3,2 % par rapport à 3,4 % pour l'ensemble des autres villages du  
6 Nunavik.

7 Le tableau suivant présente la plus récente prévision de la demande, effectuée  
8 en avril 2006.

9 **TABLEAU 3**  
10 **PRÉVISION DE LA DEMANDE ET DES VENTES<sup>9</sup>**

Prévision démographique	2005	2006	2010	2015	2020	2005-2020
Population (à mi-année)	2 038	2 063	2 157	2 270	2 374	1,0%
Ménages (à mi-année)	711	733	814	922	1 036	2,5%
Abonnements domestiques et agricoles (à mi-année)	867	899	1 001	1 134	1 276	2,6%
Abonnements domestiques et agricoles (Fin d'année)	885	912	1 013	1 148	1 290	2,5%
Prévision des ventes (en GWh)	2005 <sup>1</sup>	2006	2010	2015	2020	2005-2020
Domestique et agricole	5,7	5,8	6,3	7,1	8,1	2,4%
Général Institutionnel	7,6	8,0	9,1	10,5	12,1	3,2%
Industriel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Autres	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	3,1%
Total des ventes	13,4	13,9	15,6	17,8	20,4	2,9%
Pertes et services auxiliaires (en GWh)	2005	2006	2010	2015	2020	2005-2020
Total	1,4	1,5	1,7	1,9	2,2	
Production totale	2005	2006	2010	2015	2020	2005-2020
Énergie (en GWh)	14,8	15,4	17,2	19,7	22,6	2,9%
Pointe annuelle	2005/06	2006/07	2010/11	2015/16	2020/21	2005/06-2020/21
Puissance (en MW)	2,6	2,8	3,0	3,5	4,0	2,8%

## 5. DONNÉES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES

12 La reconstruction de la centrale de Kuujuaq constitue un investissement de la  
13 catégorie maintien des actifs. Cette reconstruction est nécessaire parce que la

<sup>9</sup> Pour fins de lisibilité, les colonnes de certains tableaux présentés dans le texte ont été masquées. Toutefois, le Distributeur transmet les fichiers Excel à la Régie, dans leur intégralité.

1 centrale actuelle arrive à la fin de sa vie utile, qu'elle ne peut pas faire l'objet  
2 d'une réfection majeure et qu'il serait impossible d'en augmenter la puissance.  
3 Par ailleurs, comme le démontre le tableau suivant, le projet nécessite des  
4 investissements totalisant quelque 49,9 M\$ à la mise en service en 2010.

5 **TABLEAU 4**  
6 **NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE**

<b>Kuujuak</b>	<b>2010</b>	<b>2019</b>	<b>2026</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Projet thermique</b>	k\$ courants*				
<b>Investissements</b>	49 904	2 428	2 789	8 862	0
Bâtiment	39 747	0	0	0	0
Ajout de groupes	10 158	2 428	2 789	0	0
Remplacement de moteurs	0	0	0	8 862	0
<b>Valeurs résiduelles</b>	0	0	0	0	42 064
Bâtiment	0	0	0	0	29 546
Ajout de groupes	0	0	0	0	3 512
Remplacement de moteurs	0	0	0	0	9 006
<b>Dépenses :</b>					
Charges d'exploitation	-21	-182	-255	-295	-309
Réduction des coûts de carburant	-21	-182	-255	-295	-309
Taxe sur les services publics	0	185	116	105	144
Bâtiment	0	159	108	86	79
Ajout de groupes	0	25	8	18	16
Remplacement de moteurs	0	0	0	0	48
Taxe sur le capital	144	98	65	76	69
Bâtiment	115	80	53	42	38
Ajout de groupes	29	18	12	9	8
Remplacement de moteurs	0	0	0	25	24
<b>Dépenses totales</b>	123	101	-75	-114	-96
<b>Flux monétaire net</b>	<b>-50 027</b>	<b>-2 529</b>	<b>-2 714</b>	<b>-8 748</b>	<b>42 161</b>

7

### 5.1. Paramètres de l'analyse

8 Les paramètres économiques utilisés pour les analyses (structure et coût du  
9 capital, coût de la dette) sont ceux que la Régie de l'énergie a entérinés lors de la  
10 cause tarifaire 2006-2007<sup>10</sup> du Distributeur, tel que le démontre le tableau  
11 suivant.

<sup>10</sup> Décisions D-2006-34 et D-2006-46.

1  
2

**TABLEAU 5  
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES**

Paramètres du projet						
Paramètres						
Date des paramètres	01-nov-06					
Taux - amortissement croissant	3,0%	<b>Structure de capital</b>		<b>Part</b>	<b>Coût de long terme</b>	
Taux des frais de garantie	0,50%	Dettes		65,00%	5,59%	
Taux d'actualisation de long terme	6,410%	Avoir propre		35,00%	7,96%	
		<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
Taux de taxe sur le capital		0,525%	0,490%	0,360%	0,290%	0,290%
Taux de taxe sur les services publics		0,550%	0,550%	0,550%	0,550%	0,550%
Taux pour frais d'emprunts à capitaliser		7,750%	7,750%	7,750%	7,750%	7,750%
Taux pour la charge d'intérêt (excluant frais de garantie)		5,090%	5,090%	5,090%	5,090%	5,090%

3

## 5.2. Effet sur les revenus requis du Distributeur

4 Le Distributeur a évalué l'impact marginal, sur les revenus requis, de la  
5 construction de la nouvelle centrale, par rapport à la situation actuelle.

6 Le Distributeur prévoit que les charges d'exploitation resteront sensiblement  
7 inchangées par rapport à la situation actuelle, sauf pour des économies au  
8 chapitre de la consommation de carburant, lesquelles résulteront de  
9 l'amélioration de l'efficacité des nouveaux équipements de production par rapport  
10 aux anciens. Ces gains passeront d'un montant de 125 k\$ en 2011 à 309 k\$ en  
11 2030. Deux facteurs expliquent cette progression : l'évolution du prix du  
12 carburant (de 1,10 \$/l en 2010 à 1,70 \$/l en 2030) et l'augmentation de la  
13 demande en électricité (2,9 % par année environ).

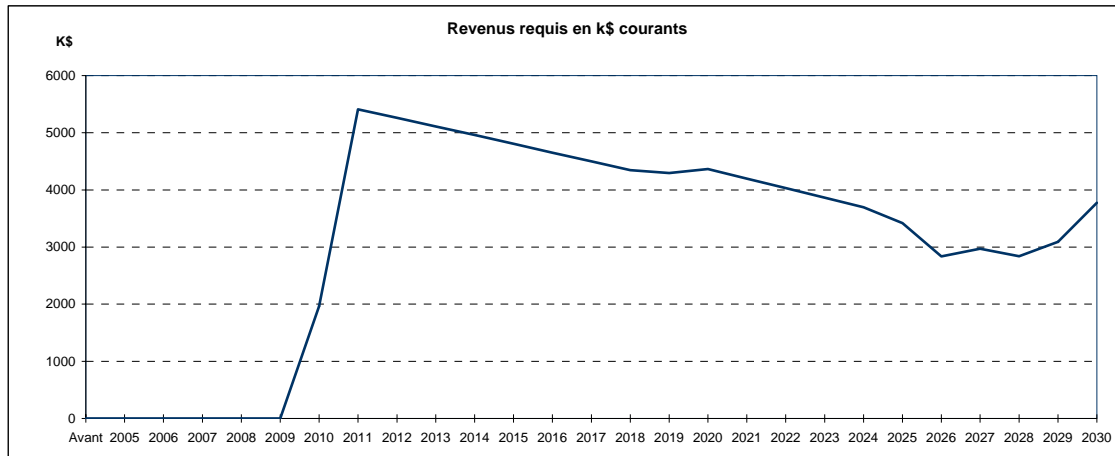
14 Les seuls autres éléments qui auront un effet sur les tarifs du Distributeur, par  
15 rapport à la situation actuelle, sont donc :

- 16     ▪ le rendement sur la valeur de l'actif inclus à la base de tarification (coût de  
17       la dette et rendement sur l'avoir propre) ;



1  
2

**GRAPHIQUE 1**  
**EFFET SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR**



3

**6. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ**

4 La nouvelle centrale pourra répondre de façon fiable aux besoins croissants de la  
5 communauté au cours des prochaines années. Les risques de pannes, de bris  
6 majeurs et d'incendies seront grandement réduits.

7 En outre, la qualité de vie des habitants sera grandement accrue par le  
8 déplacement de la centrale à l'extérieur du village.

**7. LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS**

9 Le Distributeur doit obtenir un certificat d'autorisation, conformément aux  
10 dispositions de la *Loi sur la qualité de l'environnement*<sup>11</sup> et du *Règlement sur*  
11 *l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement*<sup>12</sup>. L'étude d'impact sur  
12 l'environnement, nécessaire à l'obtention de ce certificat d'autorisation, est en

<sup>11</sup> L.R.Q., c. Q-2.

<sup>12</sup> R.R.Q., c. Q-2, r. 9.

1 cours de réalisation et sera déposée auprès des autorités concernées au cours  
2 du printemps 2007.

3 Le Distributeur doit obtenir une autorisation du gouvernement, conformément aux  
4 dispositions de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec*<sup>13</sup> et du *Décret concernant*  
5 *la construction d'immeubles destinés à la production d'électricité par Hydro-*  
6 *Québec*<sup>14</sup>. La demande d'autorisation devrait être soumise au printemps 2007.

## **8. AUTRES SOLUTIONS POSSIBLES**

### **8.1. Réfection de la centrale actuelle**

7 Dès 1992, Hydro-Québec prévoyait la construction d'une nouvelle centrale, vu la  
8 vétusté de la centrale actuelle et sa non-conformité au *Code national du bâtiment*  
9 *du Canada*.

10 En plus de son très mauvais état, l'emplacement de la centrale cause d'autres  
11 problèmes. Située à proximité d'un ruisseau, dans le village de Kuujuaq, elle  
12 limite le développement du village et elle constitue une source importante de  
13 pollution par le bruit et les émanations atmosphériques. La population en subit  
14 des inconvénients et a exprimé de nombreuses plaintes ; elle rejette la réfection  
15 de la centrale comme solution.

16 En 1991, le Distributeur a ajouté un groupe de 1135 kW, lequel a été installé à  
17 l'extérieur de la centrale, dans un module séparé, vu l'exiguïté des lieux. Cette  
18 solution devait être temporaire, en attendant la construction d'une nouvelle  
19 centrale. En 2004, le Distributeur a remplacé un groupe de 400 kW par un de  
20 855 kW ; l'obtention des autorisations environnementales pour ce faire a été  
21 ardue. L'ajout d'un autre groupe ne constituerait donc pas une solution

---

<sup>13</sup> L.R.Q., c. H-5

<sup>14</sup> Décret 1299-2001, du 31 octobre 2001.

1 praticable, non plus que le remplacement d'un groupe de 855 kW par un plus  
2 puissant.

3 En outre, le Distributeur jugeant primordiale l'acceptation du projet par la  
4 communauté concernée, la réfection de la centrale existante ne peut être  
5 retenue. D'ailleurs, le Distributeur juge peu probable l'obtention d'un certificat  
6 d'autorisation de la part du ministre Développement durable, de l'Environnement  
7 et des Parcs pour la réfection de la centrale existante, vu les difficultés  
8 rencontrées lors du remplacement de groupe en 2004.

### **8.2. Jumelage éolien-diesel**

9 L'énergie éolienne ne peut à elle seule répondre aux besoins en énergie et en  
10 puissance. La construction de la nouvelle centrale serait donc de toute façon  
11 nécessaire. La mise en œuvre d'un éventuel programme de jumelage éolien-  
12 diesel n'aurait ainsi aucun effet sur la décision du Distributeur de construire une  
13 nouvelle centrale.

14 En outre, comme le Distributeur l'a démontré dans son *Plan d'approvisionnement*  
15 *2005-2014*, le village de Kuujjuaq est celui qui offre le moins de possibilité  
16 d'utiliser économiquement l'énergie éolienne en complément des groupes diesel,  
17 et un tel jumelage entraînerait des coûts supérieurs à ceux de la seule  
18 alimentation de source thermique<sup>15</sup>.

19 Le Distributeur ne prévoit donc pour l'instant aucun recours à l'énergie éolienne  
20 pour répondre aux besoins de Kuujjuaq. Cette position pourrait être réévaluée  
21 dans un contexte de prix plus élevés du carburant.

### **8.3. Raccordement au réseau intégré**

22 Le raccordement de Kuujjuaq au réseau intégré nécessiterait la construction  
23 d'une ligne de transport exploitée à 161 kV, d'une longueur de quelque

1 450 kilomètres. Le coût de construction d'une telle ligne est évalué à environ  
 2 700 k\$/km. Ces coûts ne tiennent pas compte des problèmes techniques  
 3 possibles de compensation sur de longues lignes mais servent seulement de  
 4 balises économiques. Ils ne comprennent pas non plus le coût des postes de  
 5 départ et d'arrivée. Ainsi, le seul coût de construction de la ligne atteindrait  
 6 quelque 347,8 M\$ (voir le tableau 7).

7 **TABLEAU 7**  
 8 **COÛT DU RACCORDEMENT AU RÉSEAU INTÉGRÉ**

<b>Kuujuak</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
<b>Ligne de transport</b>	k\$ courants*				
<b>Investissements</b>	347 785	0	0	0	0
Investissement	347 785	0	0	0	0
<b>Valeurs résiduelles</b>	0	0	0	0	380 117
Investissement	0	0	0	0	380 117
<b>Dépenses :</b>					
Taxe sur les services publics	0	1 799	1 643	1 462	1 252
Investissement	0	1 799	1 643	1 462	1 252
Taxe sur le capital	1 006	933	848	750	636
Investissement	1 006	933	848	750	636
<b>Dépenses totales</b>	1 006	2 732	2 492	2 212	1 888
<b>Flux monétaire net</b>	<b>-348 792</b>	<b>-2 732</b>	<b>-2 492</b>	<b>-2 212</b>	<b>378 228</b>

9  
 10 Les charges annuelles liées à cet investissement (amortissement, taxe sur le  
 11 capital, taxe sur les services publics, etc.) seraient de l'ordre de 30 M \$ (voir le  
 12 tableau 8), soit beaucoup plus que celles liées à la construction proposée de la  
 13 centrale (voir section 5, plus haut). Cette solution est donc écartée.

<sup>15</sup> R-3550-2004, HQD-5, Document 1, Annexe 1, p. iv, 29 et 30.

1  
2  
3

**TABLEAU 8**  
**EFFET SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR**  
**RACCORDEMENT AU RÉSEAU INTÉGRÉ**

Kuujuuak	TOTAL	Avant	2010	2011	2015	2020	2025	2030
<b>Ligne de transport</b> k\$ courants								
Charges	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortissement	128 425	0	769	4 751	5 347	6 199	7 186	8 331
Radiation	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur le capital	17 608	0	1 006	993	933	848	750	636
Taxe sur les services publics	32 188	0	0	1 909	1 799	1 643	1 462	1 252
Frais financiers	216 273	0	5 741	12 530	11 798	10 753	9 541	8 135
Dépenses totales	394 495	0	7 516	20 182	19 878	19 443	18 939	18 354
<b>Bénéfice net</b>	<b>-394 495</b>	<b>0</b>	<b>-7 516</b>	<b>-20 182</b>	<b>-19 878</b>	<b>-19 443</b>	<b>-18 939</b>	<b>-18 354</b>
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	166 102	0	4 834	9 602	9 040	8 237	7 306	6 227
<b>Revenus requis</b>	<b>560 596</b>	<b>0</b>	<b>12 350</b>	<b>29 784</b>	<b>28 917</b>	<b>27 680</b>	<b>26 245</b>	<b>24 582</b>

4

#### 8.4. Autres solutions

5 D'autres solutions sont en théorie possibles mais ne présentent aucun intérêt sur  
6 le plan économique.

##### 8.4.1. Centrale hydroélectrique

7 Un seul site aménageable a été identifié près de Kuujuuak, sur le ruisseau  
8 Highfall. Les conditions hydriques permettraient cependant de ne répondre qu'à  
9 environ 40 pour cent de la demande en énergie, soit environ 8,4 GWh par an. En  
10 plus, la centrale ne produirait pas pendant les mois de février à mai, soit en plein  
11 hiver. Une centrale thermique serait donc de toute façon nécessaire.

##### 8.4.2. Centrale à la biomasse forestière

12 L'exploitation d'une centrale à biomasse à Kuujuuak nécessiterait l'importation de  
13 la matière première en remplacement du carburant diesel car la biomasse  
14 forestière est pratiquement inexistante dans cette région, située dans la toundra.  
15 Il faudrait donc prévoir le transport par bateau et l'entreposage de quantités

1 importantes de biomasse. Le même problème se poserait pour tout système  
2 fonctionnant aux granules de bois.

3 En outre, afin d'optimiser le rendement d'une telle centrale, il faudrait envisager  
4 l'installation d'un réseau de distribution de chaleur pour le chauffage de toutes  
5 les maisons et bâtiments à partir de la chaleur générée à la centrale.

## **9. CONCLUSION**

6 La construction d'une nouvelle centrale thermique constitue la solution optimale  
7 pour assurer l'alimentation électrique de Kuujuaq. Elle constitue la solution la  
8 plus économique, elle permet de répondre adéquatement et de façon fiable aux  
9 besoins actuels et futurs de la communauté, et elle reçoit un accueil favorable de  
10 cette dernière.