

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3864-2013

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

HYDRO-QUÉBEC,
en sa qualité de Distributeur

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

**LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023
DES RÉSEAU AUTONOMES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

RAPPORT

Jean-Claude Deslauriers
Avec la collaboration de Jacques Fontaine
Consultants en énergie

Préparé pour :
Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 15 mai 2014

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

RECOMMANDATION NO. 2-1 :

Nous recommandons à la Régie d'exiger du Distributeur la publication de données complètes et précises concernant les coûts réels du mazout dans chacun de ses réseaux autonomes.

RECOMMANDATION NO. 2-2 :

Nous recommandons à la Régie d'exiger du Distributeur la publication dorénavant de la méthodologie et du résultat du calcul des coûts évités en réseaux autonomes chaque année (soit dans chaque cause tarifaire où ces calculs de coûts évités sont déposés) de même que d'effectuer le dépôt du calcul et de sa méthodologie lors de chaque plan d'approvisionnement et de ses états d'avancement.

RECOMMANDATION NO. 2-3 :

Nous recommandons à la Régie d'exiger que le Distributeur accorde les mêmes Programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PIEE) aux habitants cris de Whapmagoostui et aux habitants inuit (au Nunavik) de Kuujuarapik, deux villages contigus partageant certains bâtiments.

RECOMMANDATION NO. 2-4 :

Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de tenir compte de la technologie de batteries d'accumulateurs BESS (Batteries Energy Storage System) dans la mise à jour de l'étude de l'IREQ sur les JED au Nunavik et en particulier de bien évaluer l'impact sur le taux d'absorption.

RECOMMANDATION NO. 2-5 :

Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de faire une analyse technico-économique de l'opportunité d'utiliser efficacement et économiquement l'énergie excédentaire du JED par une approche de chauffage en bi-énergie éolien.

RECOMMANDATION NO. 2-6 :

Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de lui soumettre une proposition de mise à jour de la réglementation du net metering applicables aux réseaux autonomes où il devient impératif de lever les obstacles à des solutions innovatrices.

TABLE DES MATIÈRES

1 - LE MANDAT	1
2 - LES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN RÉSEAUX AUTONOMES REVISITÉES	2
2.1 INTRODUCTION.....	2
2.2 LES DONNÉES ET PARAMÈTRES D'ÉTUDE	4
2.3 CALCUL DU COÛT DU MAZOUT	5
2.4 VALIDATION DU COÛT GLOBAL PAR VILLAGE	9
2.5 CALCUL DU COÛT ÉVITÉ EN ÉNERGIE	11
2.6 L'ÉCART ANORMAL ENTRE LES PUEE OFFERTS À WHAPMAGOOSTU ET- KUJJUARAPIK.....	14
3 - LE JED AU NUNAVIK	16
3.1 LE CAS INUKJUAK REVISITÉ	16
3.2 PARAMÈTRES FINANCIERS DES ANALYSES	18
3.3 PARAMÈTRES TECHNIQUES DU JED.....	19
3.4 RÉSULTATS ÉOLIENS À INUKJUAK.....	20
3.5 LA SOLUTION AVEC BATTERIES D'ACCUMULATEURS.....	22
4 - PLANIFICATION DES JED EN RÉSEAUX AUTONOMES BASÉE SUR L'AJOUT D'UN TARIF BI-ÉNERGIE ÉOLIEN	24
4.1 INTRODUCTION.....	24
4.2 VALEUR DE LA BI-ÉNERGIE ÉOLIENNE	26
5 - L'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE AU NUNAVIK.....	28
5.1 INTRODUCTION.....	28
5.2 Y A-T-IL DU SOLEIL AU NUNAVIK ?	29
5.3 ANALYSE DES RÉSULTATS DE 2008 ET PROJECTION POUR 2014	31
5.4 LES PRIX HISTORIQUES DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES.....	32

5.5	LE COÛT DES PROJETS EN 2014.....	33
5.6	ANALYSE ÉCONOMIQUE DES PROJETS PV	36
5.7	LES OBSTACLES RÉGLEMENTAIRES.....	38
6	- CONCLUSION.....	39

1

LE MANDAT

L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.) ont requis nos services aux fins de préparer un rapport relatif Plan d'approvisionnement 2014-2023 des réseaux autonomes d'Hydro-Québec Distribution (ci-après "*le Distributeur*"), dans le cadre du dossier R-3864-2013 de la Régie de l'énergie.

Le présent rapport est le fruit de notre travail et est remis à nos clientes afin de pouvoir être déposé en preuve par elles dans ce dossier.

2

LES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN RÉSEAUX AUTONOMES REVISITÉES

2.1 INTRODUCTION

Les options de remplacement pour éviter l'usage intensif des moteurs diesel ne sont pas nombreuses. Ce sont l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne et le photovoltaïque. L'intérêt actuel de ces énergies, pour le *Plan d'approvisionnement 2014-2023* d'Hydro-Québec Distribution, est qu'elles sont maintenant à maturité et très répandues.

La décision d'aller de l'avant avec ces options de remplacement dépend essentiellement des paramètres économiques puisque les solutions techniques sont connues. D'abord il faut établir la justesse de certaines données de coût de projets et de certains paramètres de coût de la production diesel actuelle, comme la valeur des coûts évités dont la principale composante est le coût du combustible. En ce qui concerne le jumelage éolien-diesel (JED) au Nunavik, le Distributeur en est toujours au même point c'est à dire qu'il exprime depuis plus de 15 ans de vagues promesses d'avancement mais sans aucune information complète et validée de la situation et sans aucun projet effectivement réalisé. Nous avons traité de ce sujet lors de notre étude des deux derniers Plans d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution (dossiers R-3648-2007 et R-3748-2010) de même que lors de la cause tarifaire R-3814-2012 dans laquelle nous proposons un tarif bi-énergie éolien qui permettrait d'utiliser toute l'énergie éolienne disponible, proposition sur laquelle la Régie ne s'est pas prononcée alors). Le contexte économique favorisant les options de remplacement du diesel en réseaux autonomes (et au Nunavik en particulier) s'est depuis considérablement amélioré. Ceci nous amène à formuler des propositions plus étendues, dont la rentabilité est encore davantage démontrée, aux fins du *Plan d'approvisionnement 2014-2023* d'Hydro-Québec Distribution, en tenant compte du fait qu'Hydro-Québec Distribution n'a toujours réalisé aucun projet de remplacement du diesel depuis plus de 15 ans qu'elle-même en entrevoit la rentabilité et que la Régie encourage de tels projets.

En ce qui concerne l'énergie solaire, le Distributeur n'en fait aucunement mention dans sa présentation du Plan 2014-2020 bien que cette technologie, avec les coûts actuels des panneaux solaires en baisse, présente un intérêt certain et que la Régie avait manifestement souhaité dans sa décision D-2011-162 relative au dernier plan 2011-2020 que le Distributeur s'occupe du sujet. La rentabilité des tels projets fera l'objet d'un chapitre distinct de notre rapport.

Voici ce que dit Hydro-Québec à la page 20 du projet actuel de plan d'approvisionnement 2014-2023 des réseaux autonomes en ce qui concerne les énergies renouvelables :

Utilisation des énergies renouvelables : état d'avancement des projets

Le Distributeur présente dans cette section l'état d'avancement des projets concernant l'utilisation des énergies renouvelables. Ces dernières constituent une source d'énergie complémentaire ou alternative aux combustibles. Bien qu'ils réduisent l'utilisation de combustible, tous les projets doivent s'avérer être techniquement réalisables, économiquement rentables, acceptables du point de vue environnemental et accueillis favorablement par les communautés concernées.¹

¹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3864-2013, Pièce B-0009, HQD-2, Document 1, page 20.

2.2 LES DONNÉES ET PARAMÈTRES D'ÉTUDE

Lors de la dernière cause tarifaire R-3814-2012, nous avons proposé l'établissement dans les réseaux autonomes d'un tarif bi-énergie basé sur la production éolienne de façon à utiliser pleinement toute l'énergie éolienne que des projets de jumelage éoliens-diesel (JED) rendraient disponible. La proposition était basée sur une étude paramétrique, donc approximative, qui tentait de faire une évaluation de la consommation de diesel pour le chauffage de façon à calculer la quantité d'énergie éolienne qui pourrait servir à cette fin.

La recherche des informations disponibles pour faire cette évaluation a présenté des difficultés considérables parce que celles-ci sont éparpillées dans les différents dossiers des plans d'approvisionnement triennaux et dans les différents dossiers tarifaires annuels et que, regrettamment, Hydro-Québec Distribution n'a pas répondu à plusieurs des demandes de renseignement de la Régie, de SE-AQLPA et du GRAME et autres intervenants sur le détail des coûts en réseaux autonomes.

Nos recherches nous permettent malgré tout de fournir ce qui suit.

2.3 CALCUL DU COÛT DU MAZOUT

Pour obtenir des résultats concluant de toute analyse économique, il faut d'abord connaître le coût du mazout puisque ce coût représente 91,7 M\$ sur les quelques 198 M\$ de coût des réseaux autonomes. Il s'agit donc d'un paramètre important. Il y a eu de nombreuses demandes de renseignements à ce sujet par plusieurs intervenants, mais le Distributeur a refusé systématiquement de fournir une valeur même approximative du coût du mazout par village. Cependant, il est possible à partir des données de coût de la dernière cause tarifaire de développer des calculs qui permettent de trouver approximativement la quantité et le coût du mazout pour les différentes régions du Québec.

La production en MWh des moteurs est connue, le rendement des moteurs est aussi connu et le coût global du combustible est aussi connu.

En utilisant les quantités de mazout consommées par les moteurs diesel dans les différentes centrales et en calculant la quantité de mazout subventionnée on peut réussir à reconstituer le coût unitaire du mazout pour les différents réseaux autonomes du Nunavik. Le total des coûts de mazout annoncé par le Distributeur dans la dernière cause tarifaire R-3854-2013 est de 91 800 000 \$² et la somme que nous avons calculée de 69,84 M\$ pour les moteurs et 23,53 M\$ pour le mazout subventionné donne un total de 93,37 M\$ est tout à fait cohérente avec ce montant de 91 800 000 \$.

Le résultat est montré au tableau no 1 qui suit.

² HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R 3854-2013, Pièce B-0045, HQD-11, Document 4 page 49, Tableau 31.

Tableau 2.1
Quantité et coût du mazout 2013

	besoins en énergie	Besoins sans mesure efficacité	Rendement	coût unitaire	Mazout des centrales		Mazout subventionné	
					No de Litres	Coût	No litres	Coût
	GWh	GWh	kWh/l	\$/litre	Million	M\$	Million	M\$
<i>Cap-aux-Meules</i>	193,3	43,50	4,61	0,70	41,93	29,35	5,79	1,71
<i>Île d'Entrée</i>	1,08		3,24	0,90	0,33	0,30	0,00	0,00
<i>Anticosti</i>	4,1	0,90	3,57	0,90	1,15	1,03	0,12	0,06
<i>La Romaine</i>	13,4	0,00	3,75	0,90	3,57	3,22	0,00	0,00
<i>Lac Robertson</i>	71,4	0,00				0,00	0,00	0,00
<i>Clova</i>	0,78	0,00	2,89	0,90	0,27	0,24	0,00	0,00
<i>Opitciwan</i>	11,8	9,20	3,46	0,90	3,41	3,07	1,22	0,61
Nunavik	85,6	159,70	3,67	1,40	23,31	32,63	21,26	21,15
<i>Schefferville</i>	46,7						0,00	0,00
TOTAL	428,3					69,84		23,53

coût du combustible selon le tableau

93,37 M\$

Le 2 mai 2014, le Distributeur a finalement répondu à une question de SE-AQLPA concernant le coût des subventions mazout. En réponse à la demande de renseignement SÉ-AQLPA-1.18, il confirme en effet que son tableau en préambule a été constitué à partir de valeurs réelles de consommation de mazout subventionnées.

On a donc, pour la clientèle domestique et agricole, 2000 litres par abonnement et pour la clientèle affaire 9400 litres par abonnement. Au tableau 2B-3 de l'annexe du plan³ pour les réseaux autonomes on trouve aussi que pour l'année 2012 il y avait 5923 abonnements dont 5027 abonnements domestiques et agricoles. La combinaison de ces deux données nous donne une consommation totale pour le Nunavik de 18 476 400 litres de mazout, ce qui est assez près du chiffre de 21,26 millions de litres qui apparaît au tableau précédent.

Dans le tableau de la réponse à la demande de renseignement SÉ-AQLPA-1-19, le Distributeur à son tableau 19.1 indique que pour le Nunavik en 2012 le coût de la

³ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3864-2013, Pièce B-0010, HQD-2, Document 2, annexe 2B, Page 35.

compensation est de 5 500 000 \$.⁴ Si on considère que la quantité de mazout est, selon le cas, de 21,26 millions de litres ou de 18,47 millions de litres, cela nous donne un coût unitaire pour la compensation de mazout de soit 25,8 ¢/litre ou 29,8 ¢/litre. En additionnant l'un ou l'autre de ces deux chiffres au prix du mazout compensé de 40,5 ¢/litre, on obtient ainsi un prix moyen au Nunavik en 2012 de 65,3 ¢/litre ou de 70,3 ¢/litre **ce qui n'est pas possible**.

La réponse précitée du Distributeur n'est donc pas du tout concordante avec notre tableau et nous laisse perplexe quant à la justesse des données du Distributeur, en particulier en ce qui concerne le Nunavik.

On peut identifier plusieurs sources possibles d'erreur qui pourraient expliquer cette apparente contradiction :

- 1- Une source d'erreur pourrait être le prix du mazout lourd à Cape Aux Meules de 0,70 \$/litre que nous avons retenu au tableau 2.1 qui précède. Ce prix est pourtant basé sur celui que nous avons trouvé dans le bulletin hebdomadaire des prix du pétrole de la Régie.
- 2- Le calcul fait par Hydro-Québec de l'équivalent énergétique du mazout et de l'électricité pourrait être faussé par l'évaluation du rendement des fournaies au mazout. Nous avons vérifié le calcul avec un rendement de fournaise égal à 70 % et le calcul est correct. Si les fournaies au Nunavik ont un rendement très inférieur à 70 %, les besoins estimés sans incitatifs commerciaux sont surévalués et le nombre de litres subventionnés équivalent l'est aussi dans le tableau 2.1
- 3- Ou alors les données fournies par le Distributeur dans sa réponse à la question SÉ-AQLPA-1.19, dans son tableau 19.1 seraient incorrectes.

RECOMMANDATION NO. 2-1 :

Nous recommandons à la Régie d'exiger du Distributeur la publication de données complètes et précises concernant les coûts réels du mazout dans chacun de ses réseaux autonomes.

Nous sommes convaincus que notre tableau est assez près de la réalité de sorte que pour les analyses économiques subséquentes du présent rapport, le prix du mazout au Nunavik sera établi à 1,40 \$/litre, ce qui constitue le chiffre le plus probable.

* * *

⁴ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3864-2013, Pièce B-0063, HQD-4, Document 8.1 Page 5.

Le second paramètre important et nécessaire pour établir la rentabilité des projets JED au Nunavik est le taux d'indexation applicable au mazout.

Lors de l'étude de l'IREQ de 2004 le taux retenu d'indexation du mazout a été de 2 %.

Nous soumettons à la Régie qu'il s'agit là d'une erreur significative de la part de l'IREQ et qui aurait pu changer toute la perspective de l'analyse financière, puisque le taux d'indexation de mazout depuis ce temps a été de l'ordre de 5 %. Pour s'en convaincre, il suffit de se rappeler que, dans les études du dossier R-3550-2004 du Plan d'approvisionnement 2005-2014, le prix était de 0,70 \$/litre. Si on compose le prix de 0,70 \$/litre à un taux de 8 % on trouve en 2014 un prix de 1,40 \$/litre. Ce taux d'indexation du mazout semble considérable mais une validation est facile à faire.

En effet, au dossier R-3541-2004 (Cause tarifaire 2005-06 de HQD), on trouve que le coût total du combustible en réseau autonome était de 28,6 M\$. Si on indexe ce montant de 8 % pour tenir compte de l'indexation du prix du mazout plus une indexation de 4 % pour tenir compte de la croissance des besoins pour cette période on obtient un prix pour le combustible après 10 ans de 88,8 M\$ qui est inférieur au coût total du combustible du dossier R-3854-2013. Il faut donc conclure que le taux d'indexation réel du mazout a été d'au moins 8 % dans les 10 dernières années.

Avec ces données en 2004, la VAN pour le village de Inukjuak donnait déjà une valeur positive de + 2,4 M\$. Nous reprendrons un peu plus loin l'analyse de ce village pour démontrer quel aurait été la VAN si on avait indexé l'énergie à sa juste valeur et pour démontré quel est la VAN avec le prix du mazout d'aujourd'hui.

2.4 VALIDATION DU COÛT GLOBAL PAR VILLAGE

Pour faire les analyses économiques il faut aussi évaluer le coût évité en énergie. Le Distributeur a fourni lors de la dernière cause tarifaire le coût évité actualisé, mais cette valeur n'est pas facilement utilisable. En effet, la méthodologie de calcul du Distributeur n'est pas connue, ni le taux d'inflation, ni le taux d'indexation, ni le taux d'actualisation qu'il a utilisé. Nous allons donc tenter d'établir le coût évité réel pour l'année 2013 qui servira ensuite pour les études avec les taux appropriés. Pour ce faire il faut prendre le coût global pour le village qui nous intéresse soit Inukjuak.

Le coût total pour ce village est de 77,7 ¢/kWh selon le Tableau 3.2 d'Hydro-Québec Distribution (coût de revient, par réseau année 2012).⁵ Nous avons d'abord validé ce chiffre en calculant le coût global pour tous les réseaux à partir des quantités d'énergie et des prix pour chaque village. Les résultats sont montrés au tableau 2.2 ci-après.

⁵ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3864-2013, Pièce B-0010, HQD-2, Document 2, annexe 3, page 74.

Tableau 2.2
Coût global par village

	Besoins en énergie 2013 (GWh)	Coût unitaire 2012 (¢/kWh)	Coût global (\$)
Îles-de-la-Madeleine	194,4	33,7	65 512 800,00
Basse Côte-Nord			
<i>Anticosti (Port Meunier)</i>	4,1	74,3	3 046 300,00
<i>La Romaine</i>	13,4	41,9	5 614 600,00
<i>Lac Robertson</i>	71,4	40,5	28 917 000,00
Haute-Mauricie			
<i>Clova</i>	0,78	61,7	481 260,00
<i>Opitciwan</i>	11,8	49,2	5 805 600,00
Nunavik	85,6		69 612 300,00
<i>Akulivik</i>	3,4	109,7	3 729 800,00
<i>Aupaluk</i>	1,6	119,4	1 910 400,00
<i>Inukjuak</i>	9,5	77,7	7 381 500,00
<i>Ivujivik</i>	2,2	132,4	2 912 800,00
<i>Kangiqsualujuaq</i>	4,5	78,8	3 546 000,00
<i>Kangiqsujuaq</i>	4,2	85,2	3 578 400,00
<i>Kangirsuk</i>	3,6	78,9	2 840 400,00
<i>Kuujuuaq</i>	19,1	86	16 426 000,00
<i>Kuujuarapik</i>	11,3	70,4	7 955 200,00
<i>Puvirnituq</i>	10,6	66,2	7 017 200,00
<i>Quaqtaq</i>	2,5	95,4	2 385 000,00
<i>Salluit</i>	7,8	65	5 070 000,00
<i>Tasiujaq</i>	2,4	90,6	2 174 400,00
<i>Umiujaq</i>	2,8	95,9	2 685 200,00
Schefferville	46,7	35,1	16 391 700,00
TOTAL Réseaux autonomes	428,3		195 381 560,00

Le résultat obtenu est concordant et cohérent avec le total du coût de prestation qui apparaît au tableau 31 de répartition du coût de service de la cause tarifaire R-3854-2013 dans lequel on retrouve le détail de la répartition de service.⁶ Le coût global alors indiqué est de 196 900 000 \$.

On peut certainement conclure que le coût unitaire ci-dessus calculé pour chaque village est valable et fiable et que celui du village de Inukjuak l'est aussi (à 77,7 ¢/kWh).

⁶ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3854-2013, Pièce B-0045, HQD-11 Document 4, Répartition du coût de service, page 49, Tableau 31.

2.5 CALCUL DU COÛT ÉVITÉ EN ÉNERGIE

Le coût évité en énergie est composé du coût évité en combustible et du coût évité en exploitation et entretien de centrale. Nous avons demandé ces paramètres dans les demandes de renseignement avec d'autres intervenants ainsi que la Régie parce qu'ils sont les paramètres essentiels à toute analyse économique de rentabilité d'un investissement pour accroître la capacité ou justifier des programmes d'économie d'énergie. Le Distributeur pour des raisons non spécifiées refuse de fournir le détail du calcul de ces valeurs de sorte qu'il nous faut, au présent rapport, en estimer une qui soit le plus plausible possible.

Pour trouver le coût d'exploitation et d'entretien de centrale on peut se référer aux informations du dernier dossier tarifaire en analysant les détails de répartition du coût de service. Nous avons donc utilisé le tableau 31 du document (répartition du coût du service de l'année témoin projetée 2014)⁷ pour constituer le tableau suivant.

⁷ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3854-2013 Pièce B-0045, HQD-11, Document 4, page 49.

Tableau no 2.3
Coût unitaire de la répartition du coût de service

	Réseaux autonomes, répartition des coûts annuels 2013	production	Réseaux				Total des coûts réseaux et centrales
			Transport	Distribution	service clientèle	Total Réseaux	
Exploitation et Entretien		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
	Charges brutes	48,9	0,8	5,7	5,3	11,8	60,7
	coût unitaire ¢/kWh	11,44					
	service partagés	17,4	0,1	1,7	1,5	3,3	20,7
	crédit	-2,1		-1,3		-1,3	-3,4
	frais corporatif	1,2	0,1	0,2	0,1	0,4	1,6
	total	65,4	1	6,3	6,9	14,2	79,6
	coût unitaire ¢/kWh	15,31	0,23	1,47	1,61	3,32	
amortissement		20	3,9	3,3	0	27,2	27,2
	coût unitaire ¢/kWh	4,68	0,91	0,77	0,00	6,37	
combustible		91,8					91,8
	coût unitaire moyen ¢/kWh	21,48					
Total des coûts de répartition 2013							198,6
Énergie et puissance global							
	GWh par année	427,3					
	MW	94,85					

A partir de ce résultat, on peut conclure que le coût total autre que le combustible et l'amortissement est de 15,31 ¢/kWh. Si on ne considère que les charges brutes pour calculer le coût unitaire on trouve 11,4 ¢/kWh. Pour calculer le coût évité il faut prendre le coût d'exploitation et d'entretien moyen du village et extrapoler pour tenir compte des difficultés du Nunavik et penser que le coût réel dans un village comme Inukjuak est probablement 1,5 fois le coût moyen. On peut donc raisonnablement penser que le coût total autre que le combustible et l'amortissement à Inukjuak est aux environs de 1,5 fois 11,4 ¢/kWh, soit 17,1 ¢/kWh.

Une autre approche consisterait à prendre le coût qui apparaît au dossier R-3550-2004 dans l'étude de l'IREQ. À l'annexe H de cette étude, on trouve un coût moyen pour les années de

1999 à 2 001 pour l'ensemble des villages de 0,087 ¢/kWh. En y appliquant une inflation de 2 % depuis ce temps on arrive à un coût en 2014 de 11,2 ¢/kWh pour l'item opération et entretien.

Pour faire les analyse financières nous allons donc prendre cette valeur de 11,2 ¢/kWh

Le prix du combustible sera calculé comme suit :
Le rendement des moteurs à Inukjuak est de 3,84 kWh/litre
Le coût du mazout a été établi à 1,40 \$/litre
Le coût unitaire du combustible est donc de 35,45 ¢/kWh

Le coût évité réel 2013 en énergie sera donc $35,45 \text{ ¢/kWh} + 11,2 \text{ ¢/kWh} = 46,65 \text{ ¢/kWh}$

Le coût total évité en tenant compte du coût évité en puissance sera donc :
 $46,65 \text{ ¢/kWh} + 14,90 \text{ ¢/kWh} = 61,55 \text{ ¢/kWh}$.

RECOMMANDATION NO. 2-2 :

Nous recommandons à la Régie d'exiger du Distributeur la publication dorénavant de la méthodologie et du résultat du calcul des coûts évités en réseaux autonomes chaque année (soit dans chaque cause tarifaire où ces calculs de coûts évités sont déposés) de même que d'effectuer le dépôt du calcul et de sa méthodologie lors de chaque plan d'approvisionnement et de ses états d'avancement.

2.6 L'ÉCART ANORMAL ENTRE LES PUEE OFFERTS À WHAPMAGOOSTU ET-KUJJUARAPIK

Nous attirons l'attention de la Régie quant à une différence anormale entre les Programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PIEE) offerts aux habitants cris de Whapmagoostui et ceux plus étendus offerts aux habitants inuit (au Nunavik) de Kuujjuarapik, deux villages contigus. Voir à cet égard l'annexe 5 de la pièce B-0010, HQD-2 Document 2 (tableau 5.2), reproduit ci-après.

TABLEAU 5.2
PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE EN VIGUEUR AU 1^{ER} AVRIL 2013

Territoire	Prog.	Clientèle	Entretien & dépannage		Subvention			
			Compensation mazout (1)	Entretien annuel / Dépannage réparation	Remplacement	Conversion	Agrandissement	Nouvelle construction
Iles-de-la-Madeleine	CRI	Résidentiel	30% - 40,91 \$/phte	Inclus	Inclus	Max: 6 500\$ \$ 1 000/CS - 500\$ 100m ² - 4 500\$ (4)	Max: 4 000\$ \$ 1 000/CS - 500\$ 100m ²	Aucun prix plafond CS: 1 000\$ 200m ² - 5 000\$ (4)
		Affaires	10% - 9,027 \$/phte	80% des coûts (jusqu'à un maximum annuel variable selon le capteur de l'équipement) (2)	Système: 10 \$/phte Réseau: 5 \$/phte Max: 50% CT	Système: 25 \$/phte Max: 30% CT		Système: 20 \$/phte Max: 30% CT
Nunavik	Cri	Résidentiel	30% - 40,91 \$/phte					
		Affaires						
	Makivik	Résidentiel	30% - 40,91 \$/phte	Inclus				
		Affaires	30% - 40,91 \$/phte	Inclus				
Haute-Mauricie	Civus	Résidentiel				Max: 6 500\$ \$ 1 000/CS - 500\$ 100m ² - 4 500\$ (4)	Max: 4 000\$ \$ 1 000/CS - 500\$ 100m ²	Max: 6 000\$ CS: 500\$ 100m ² - 4 000\$ (4)
		Affaires						
	Opticien	Résidentiel	30% - 40,91 \$/phte	Inclus (3)				6 250,70 \$
		Affaires	30% - 40,91 \$/phte	Inclus				
Basce Côte-Nord	La Péninsule	Résidentiel	30% - 40,91 \$/phte			Max: 6 500\$ \$ 1 000/CS - 500\$ 100m ² - 4 500\$ (4)	Max: 4 000\$ \$ 1 000/CS - 500\$ 100m ²	Max: 6 000\$ CS: 500\$ 100m ² - 4 000\$ (4)
		Affaires						
	A'Éboué	Résidentiel	30% - 40,91 \$/phte	Inclus	Inclus	Max: 6 500\$ \$ 1 000/CS - 500\$ 100m ² - 4 500\$ (4)	Max: 4 000\$ \$ 1 000/CS - 500\$ 100m ²	Max: 6 000\$ CS: 500\$ 100m ² - 4 000\$ (4)
		Affaires	30% - 40,91 \$/phte	Inclus	Système: 20 \$/phte Réseau: 10 \$/phte Max: 30% CT (3)	Système complet: 40 \$/phte Max: 30% CT		

Notes

(1) Compensation varie en fonction des tarifs d'électricité. Prix de référence au 1^{er} mai 2013.
(2) Invalide le chauffage.
(3) Aide accordée pour la mise des Équipements de base (400\$ par tranche de 1 000\$).
(4) Montant forfaitaire de base.

Légende

\$: Supplément maximum; CS: Chauffage; CT: Coût total

Dans la deuxième colonne, on distingue des catégories d'application du programme reliées à certain territoires mais on y trouve aussi les mots CRI et Makivik. Ces mots réfèrent aux territoires des nations Cri et Inuit et discriminent les règles applicables à l'un et à l'autre.

Mais les deux nations habitent, à toutes fins pratiques, le même territoire à Whapmagoostui-Kuujjuarapik, ayant plusieurs bâtiments commerciaux et institutionnels en commun. Or, dans ce territoire commun, les cris n'ont accès à aucune aide financière pour entretien et dépannage de leurs équipements résidentiels au mazout, alors que les inuit y ont droit. De plus, les cris n'ont droit à aucune aide financière pour leurs équipements au mazout commerciaux et

institutionnels, alors que les inuit y ont droit, et ceci même si plusieurs de ces équipements servent en commun aux deux communautés.

Il s'agit ainsi d'une distinction qui pourrait même être qualifiée de distinction selon l'ethnie au sein d'une même communauté habitant côte à côte.

RECOMMANDATION NO. 2-3 :

Nous recommandons à la Régie d'exiger que le Distributeur accorde les mêmes Programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PIEE) aux habitants cris de Whapmagoostui et aux habitants inuit (au Nunavik) de Kuujuarapik, deux villages contigus partageant certains bâtiments.

3

LE JED AU NUNAVIK**3.1 LE CAS INUKJUAK REVISITÉ**

Le seul projet de JED en cours d'étude actuellement par le Distributeur est celui du village de Kangiqsualujjuaq et il s'agit d'un projet pilote. Avant celui-ci, de nombreux autres projets-pilotes de JED avaient été annoncés par Hydro-Québec Distribution au Nunavik mais jamais réalisés. Le Distributeur justifie son inertie sous prétexte qu'il peut y avoir des difficultés techniques liées à la haute pénétration du JED; à cela nous répondons que rien n'empêche le Distributeur de faire des projets de JED à basse ou moyenne pénétration dont il existe des centaines d'exemples réussis sur la planète et qui sont bel et bien rentables tel qu'exposé ci-après.

Pour vérifier la rentabilité du JED au village Kangiqsualujjuaq, nous pensions reprendre les données du rapport de l'IREQ de 2004 déposé au dossier R-3550-2003 pour les analyser à l'aide du logiciel RETScreen de Canmet Énergie du ministère des richesses naturelles du gouvernement fédéral. Notre tentative de faire un duplicata des données et des résultats IREQ pour retrouver les mêmes valeurs de production énergétique éolienne, les mêmes coûts de projet et un calcul de la VAN identique à celui de 2004 a toutefois échoué parce que le taux d'absorption de l'énergie éolienne disponible n'est pas précisé dans le rapport de 2004,

Dans un projet éolien, lorsqu'il y a haute pénétration, c'est-à-dire lorsque la puissance éolienne installée dépasse la charge de pointe du réseau, une grande partie de l'énergie ne peut pas être absorbée par le réseau et doit donc être considérée comme de l'énergie excédentaire (nous traiterons de ce problème dans une section ultérieure). Évaluer le taux d'absorption est un exercice qui dépasse le cadre du dossier actuel puisqu'il faut simuler sur une base statistique la demande horaire et simuler en même temps la probabilité de production éolienne et établir une corrélation statistique entre ces deux séries de données. Comme les données statistiques horaires de Kangiqsualujjuaq ne sont pas disponibles, nous avons plutôt choisi de faire notre analyse à partir du village d'Inukjuak dont le taux d'absorption a été précisé dans l'étude de l'IREQ 2004.

On sait que la haute pénétration peut créer un problème de stabilité de réseau lorsque les groupes diesel sont réduits au minimum ou éliminés. La solution proposée par l'IREQ et mise de l'avant par le Distributeur depuis 10 ans était d'équiper le réseau d'un compensateur synchrone. Or cette solution est dispendieuse surtout pour les petits réseaux et sa performance pour gérer correctement la fréquence reste à démontrer. Plusieurs solutions alternatives

valables ont été proposées par l'industrie comme des batteries, des condensateurs, de la réserve hydroélectrique pompée, des volants d'inertie et d'autres. La solution actuellement l'étude pour le projet Kangiqsualujjuaq est le volant d'inertie.

Le second problème lié à la haute pénétration est la quantité importante d'énergie excédentaire qui demeure inutilisée. Plus le taux de pénétration est élevé, plus il y a d'énergie excédentaire perdue. Le volume d'énergie excédentaire croît avec le taux de pénétration et peut atteindre des valeurs significatives qu'il faut prendre en compte.

La rentabilité du JED au village Kangiqsualujjuaq était déjà établie en 2004 puisque le résultat du calcul de la VAN était positif comme il l'était à Inukjuak. Les conclusions que nous pourrions tirer de la mise à jour en 2013 de la rentabilité du projet éolien au village d'Inukjuak pourront s'appliquer intégralement à Kangiqsualujjuaq de même qu'à tous les villages du Nunavik.

À partir des données du rapport de l'IREQ de 2004 et à partir de celui de 2008 nous avons, avec l'aide du logiciel RETScreen version 3, analysé la rentabilité économique d'un projet éolien au village de Inukjuak en utilisant les mêmes paramètres que 2004 et 2008 mais en remplaçant le coût du mazout qui en 2004 était de 0,70 \$/litre et en 2008 de 1,10 \$/litre par la valeur actuelle de 1,40 \$/litre.

Pour faire l'analyse nous avons aussi utilisé la valeur du coût évité en énergie que nous avons établie précédemment à partir des données du dossier tarifaire 3854-2013; ce coût évité est de 46,65 ¢/kWh pour le village d'Inukjuak et non pas celui proposé par le Distributeur de 38,5 ¢/kWh.

3.2 PARAMÈTRES FINANCIERS DES ANALYSES

Plusieurs simulations économiques seront ainsi présentées en utilisant des paramètres communs dans chaque cas, que nous avons posés comme suit :

Taux d'inflation général : 1,8 %

Coût du mazout : 1,40 \$/litre

Prix des GES : 15 \$/t

Taux d'intérêt : 5,6 %

Financement : 70 %

Taux d'actualisation : variable

Coût unitaire du combustible = 0,365 \$/kWh

Coût évité de l'énergie = 46,65 ¢/kWh.

3.3 PARAMÈTRES TECHNIQUES DU JED

Nous avons également posés les paramètres techniques comme suit :

Besoin de puissance à la pointe = 1,78 MW

Consommation d'électricité régulière = 9,5 GWh

Rendement des moteurs = 3,84 kWh/litre

Nombre de litres consommés par la centrale = 2 473 958 litres

Coût du combustible à la centrale = 3 463 542 \$

Vitesse du vent = Variable (voir tableau suivant : variable entre 6,3 m/s ou 7,18 m/s.

Voir notre remarque no. 2 qui suit ce tableau)

3.4 RÉSULTATS ÉOLIENS À INUKJUAK

Voici le tableau des résultats des analyses économique faites avec le logiciel RETScreen

Tableau No 3.1 Projet Inukjuak site no 1 revisité

	unités	IREQ 2004 ⁸	IREQ 2008 ⁹	2013	2013	2013
Turbines	no	3 x 660	5 x 330	3 x 660	3 x 660	3 x 660
Puissance installé	kW	1980	1650	1980	1980	1980
Vitesse vent 10 M.	m/s	6,3	7,18	6,3	6,3	7,18
Pointe du réseau	kW	1644	1553	1780	1780	1780
Taux de pénétration éolienne	%	120,4	106	1,11	1,11	1,11
Énergie éolienne disponible	MWh	7393	7013	7393	7393	8668
Énergie éolienne absorbée	MWh	4758	4489	4731	4731	5547
Énergie éolienne excédentaire	MWh	2635	2524	2662	2662	3121
Taux d'absorption	%	64%	64%	64%	64%	64%
Coûts évités	\$/kWh	0,2380	0,3850	0,4665	0,4665	0,4665
Coût du mazout	\$/litre	0,71	1,11	1,40	1,40	1,40
Indexation de l'énergie	%	2,00	2,00	2,00	5,00	5,00
Coût du projet	k\$	8 036	10 915	12 806	12 806	12 806
Coût unitaire	\$/kW	4 059	5 513	6 468	6 468	6 468
Coût annuel Ent & Opération	k\$	222	300	345	345	345
Taux d'actualisation	%	5,2	4,3	4,3	4,3	4,3
VAN	k\$	2 468	7 000	10823	19 550	26 244

⁸ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R 3550-2004, Pièce HQD-5, Document 1, Annexe 1.

⁹ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R 3648-2008, Pièce B-0068, HQD-6, Document 1, Annexe 1 Réponse à la DDR 4 de la Régie.

Remarques et constatations sur ce tableau

- Tel que mentionné précédemment, l'étude 2004 prévoyait une inflation du prix du mazout de 2% alors que le taux d'indexation de l'énergie approche 8 %. Pour la transposition en 2013, si on prévoit une inflation de 5% sur le prix de l'énergie la VAN passe de 10 823 000 \$ à 19 550 000 \$.
- L'étude de l'IREQ de 2008 donne une vitesse de vent à 10 mètre de 7,18 m/s alors que celle de 2004 indiquait une vitesse de 6,3 m/s. C'est notre avis que 7,18 m/s est plutôt la vitesse de vent à 25 mètres. Avec un vent de 7,18 m/s et une indexation de 5%, la VAN passe alors à 26 244 000 \$.
- Avec le prix du combustible actuel, il y a beaucoup de marge de manœuvre pour solutionner les problèmes techniques associés à la haute pénétration y compris l'utilisation de batteries d'accumulateurs. Les hésitations du Distributeur à implanter le JED nous apparaissent donc injustifiées.
- Dans tous les cas la quantité d'énergie excédentaire est importante et mérite une attention particulière, ce dont nous traiterons ci-après.

3.5 LA SOLUTION AVEC BATTERIES D'ACCUMULATEURS

Les technologies de contrôle des JED en réseaux autonomes proposées à ce jour par le Distributeur consistent à additionner un compensateur synchrone pour stabiliser le réseau et absorber les fluctuations des turbines éoliennes (ou comme proposé pour le projet Kangiqsualujjuaq, consiste à additionner une roue d'inertie). Ces technologies ne sont pas très dispendieuses mais ont peu d'effet sur la quantité d'énergie éolienne absorbée par le réseau alors que la technologie des accumulateurs d'énergie permet d'améliorer ce paramètre.

À cause de la marge de jeu que les coûts du mazout donne, il est loisible d'explorer l'effet d'un accumulateur d'énergie sur l'utilisation efficace des éoliennes. Pour ce faire il faut faire un certain nombre d'hypothèses qui pourront être validées par des études ultérieures.

Présumons qu'on installe un système BESS (Batteries Energy Storage System) de 1000 kW de puissance et en énergie de 1000 kW-1 heure avec un cycle de charge important de 5000 cycles et des batteries capables de cycles profonds.

Cette spécification est sévère et impose un coût important de l'ordre de 3000 \$/kW pour une batterie d'accumulateur de type. On aurait donc un coût d'investissement additionnel du système de 3 000 000\$. Par contre le compensateur statique ou le volant d'inertie n'est plus requis ce qui représente une économie importante.

Toute tentative d'évaluer le bénéfice d'un système BESS sur le taux d'absorption de l'énergie est très difficile. Pour réussir il faut faire la simulation horaire de la charge et du vent avec la contribution des batteries pour toute l'année. En faisant une hypothèse simple, à l'effet que la batterie sera sollicitée à sa pleine capacité deux fois par semaine nous obtenons une contribution de 1 x 52 x 7 MWh pour une année et ces 364 MWh peuvent s'ajouter aux MWh absorbés par le réseau en provenance des éoliennes.

Si dans le tableau précédent on ajoute une solution BESS on obtiendrait des résultats semblables au tableau suivant :

Tableau 3.2
 Projet Inukjuak site no 1 revisité

	unités	2013	2013 avec BESS
Turbines	no	3 x 660	3 x 660
Puissance installé	kW	1980	1980
Vitesse vent 10 M.	m/s	6,3	6,3
Pointe du réseau	kW	1780	1780
Taux de pénétration éolienne	%	1,11	1,11
Énergie éolienne disponible	MWh	7393	7393
Énergie éolienne absorbée	MWh	4731	5095
Énergie éolienne excédentaire	MWh	2662	1934
Taux d'absorption	%	64%	74%
Coûts évités	\$/kWh	0,4665	0,4665
Coût du mazout	\$/litre	1,40	1,40
Indexation de l'énergie	%	2,00	2,00
Coût du projet	k\$	12 806	15 806
Coût unitaire	\$/kW	6 468	7 983
Coût annuel Ent & Opération	k\$	345	375
Taux d'actualisation	%	4,3	4,3
VAN	k\$	10 823	9445

Remarques et constatations sur ce tableau

- L'objectif de cet exercice est de montrer que toute solution qui augmente un tant soit peu le taux d'absorption a un effet très important sur la rentabilité du projet même si les coûts sont importants. En effet le taux d'absorption est passé de 64 % à 69 % produisant 364 MWh de plus utilisés par le réseau au taux 0,4665 ¢/kWh ce qui donne une économie annuelle de 169 806 \$.
- Même si le coût de projet s'est accru de 3 M\$ qui est un coût surévalué, la VAN s'en trouve tout de même très positive.
- L'addition d'une batterie d'accumulateur a un effet très important sur la stabilité et la fiabilité du réseau.

RECOMMANDATION NO. 2-4 :

Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de tenir compte de la technologie de batteries d'accumulateurs BESS (Batteries Energy Storage System) dans la mise à jour de l'étude de l'IREQ sur les JED au Nunavik et en particulier de bien évaluer l'impact sur le taux d'absorption.

4

PLANIFICATION DES JED EN RÉSEAUX AUTONOMES BASÉE SUR L'AJOUT D'UN TARIF BI-ÉNERGIE ÉOLIEN

4.1 INTRODUCTION

Nous croyons que la planification des JED en réseaux autonomes, examinée au présent Plan d'approvisionnement 2014-2023 d'Hydro-Québec Distribution, devrait optimalement tenir compte de la disponibilité d'un tarif bi-énergie éolien (tout comme les autres caractéristiques tarifaires de ces réseaux sont déjà prises en compte dans la planification de la demande et des moyens de la satisfaire).

En effet, l'énergie éolienne à haute pénétration comme proposé par le Distributeur procure une meilleure rentabilité mais laisse aussi inutilisée une grande quantité d'énergie excédentaire qui ne peut être absorbés par le réseau. Dans toutes les études du Distributeur la valeur de cette énergie a été considérée comme nulle puisque celui-ci n'a pas trouvé de façon de l'utiliser.

Dans notre rapport du dossier de la cause tarifaire R-3814-2012 nous avons proposé la création d'un tarif bi-énergie d'origine éolienne pour utiliser cette énergie. Il s'agissait simplement d'ajouter un élément chauffant électrique dans les fournaies au mazout contrôlé par un compteur particulier qui entrerait en fonction au moment où l'énergie éolienne est disponible en grande quantité. Techniquement cette approche est assez facile à réaliser et les coûts n'en sont pas considérables. La Régie ne s'est pas alors prononcée sur cette proposition.

Mais la Régie depuis longtemps reconnaît l'importance du déploiement du JED au Nunavik comme nous le recommandons nous aussi depuis plusieurs années. Voici ce que disait la Régie dans sa décision de l'avant dernière cause tarifaire de 2012 au paragraphe 519 :

[549] À ce sujet, la Régie réitère que le Distributeur doit développer un plan de déploiement concret et rapide de jumelage éolien-diesel (JED) en RA, pour dépôt dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.¹⁰

¹⁰ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3814-2912, Décision D-2013-037 parag. 549.

Le plan actuel n'est pas très éloquent en termes de déploiement rapide et concret. Il est nécessaire dans ce contexte de revenir à la charge pour reprendre la proposition de bi-énergie éolienne qui, dans tous les horizons, est la seule solution capable de faire un usage profitable de l'énergie excédentaire et de rentabiliser d'autant tous les projets de JED.

Pour mesurer l'impact de cette proposition il faut connaître quelle serait sa valeur en terme de revenu additionnel et en terme de coût évité pour le Distributeur et pour les clients de cette énergie éolienne qui est gratuite.

4.2 VALEUR DE LA BI-ÉNERGIE ÉOLIENNE

Pour évaluer cette valeur de la bi-énergie éolienne il faut prendre en compte le coût du mazout déplacé avec le coût de la subvention assumé par le Distributeur et la quantité de mazout ainsi économisé. Le coût du mazout utilisé dans les moteurs diesel a été évalué dans les paragraphes précédents à 1,40 \$/litre. En présumant que le coût du mazout pour le chauffage est le même il est facile de conclure que le coût de la subvention pour le distributeur est de 1,40 \$/litre moins 40,5 \$/litre qui apparaît au tableau 5.2 : Utilisation efficace de l'énergie. Le coût pour le Distributeur est donc 99,5 ¢/litre soit plus de 18 000 000 \$ pour tous les réseaux autonomes comme nous l'avons montré au tableau 1 du présent rapport. Pour un village comme Inukjuak l'utilisation efficace de l'énergie en 2014 est estimée par le Distributeur à 19,7 MWh. Ces 19,7 MWh représentent, lorsque reconvertis en litre de mazout pour le chauffage selon le taux de conversion reconnu par le Distributeur de 7,5118 kWh/litre, un total de 2 622 540 litres de mazout pour le seul village de Inukjuak.

Chaque litre de mazout sauvé par une éolienne fait économiser 1 \$ au Distributeur et lorsqu'il s'agit d'énergie excédentaire le coût de production est nul. On a vu au tableau 4 du présent rapport que pour l'année 2013 avec une puissance éolienne de 1980 kW installés (3 x 660 kW) la quantité de MWh produite pourrait être de 7393 MWh et la quantité d'énergie absorbée par le réseau serait de 4731 MWh ce qui laisse en énergie excédentaire 2662 MWh inutilisé.

La Régie dans sa décision du plan d'approvisionnement du dossier R-3748-2010 au paragraphe 354 avait par ailleurs demandé ce qui suit:

La Régie demande au Distributeur de mettre à jour le rapport d'expertise sur le JED, pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine²⁹⁵, et de déposer cette mise à jour dans le cadre de l'état d'avancement 2012 du Plan. La mise à jour de l'analyse coûts-bénéfices devra tenir compte de divers scénarios d'exploitation des groupes diesel ainsi que de la valorisation de l'électricité éolienne excédentaire. Le Distributeur doit également développer un plan de déploiement concret et rapide du JED en réseaux autonomes, pour dépôt dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.¹¹

En résumé le bénéfice pour le Distributeur est de recevoir le paiement de la facturation appliquée à ce tarif bi-énergie en plus, pour chaque 7,5119 kWh vendu de cette façon, d'économiser un litre de mazout. Si le coût de la subvention au mazout d'un dollar (!\$) le litre est correct il s'agit d'une économie de 13,3 ¢ pour /kWh vendu. Le bénéfice total est donc autour de 20 ¢/kWh pour le distributeur pour une énergie qui ne coûte rien.

Il n'y a pas beaucoup de solution pour favoriser la valorisation de l'énergie excédentaire et la possibilité de faire du chauffage contrôlé lié à la capacité éolienne est une des rares opportunités.

¹¹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3748-2010, Décision D-2011-162, paragraphe 354.

RECOMMANDATION NO. 2-5 :

Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de faire une analyse technico-économique de l'opportunité d'utiliser efficacement et économiquement l'énergie excédentaire du JED par une approche de chauffage en bi-énergie éolien.

5

L'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE AU NUNAVIK**5.1 INTRODUCTION**

Lors du dossier R-3648-2007 du Plan d'approvisionnement 2008-2018, dans le rapport que nous avons alors préparé pour SE AQLPA nous avons fait une analyse assez détaillée du coût de production de l'énergie photovoltaïque pour y conclure qu'il s'en fallait de peu avec les données de 2008 pour qu'un projet de type commercial soit rentable au Nunavik.

Depuis ce temps la technologie PV a évolué à une vitesse vertigineuse et est devenue une industrie mature et économiquement rentable. Il y avait au Canada au 31 décembre 2012 une puissance installée de 765.97 MW surtout en Ontario grâce au programme FIT. Ce programme FIT a vu ses tarifs baissés de 44.3 ¢/kWh à moins de 35 ¢/kWh dans les dernières années à cause principalement des coûts de production des panneaux solaires. À ce prix il y a encore des promoteurs qui sont capables de développer des projets rentables et ce prix se situe inférieur aux coûts évités qui sont déclarés pour tous les villages du Nunavik. Suite à notre rapport du dossier R 3748 2010, la Régie avait marqué sa préoccupation d'assurer un suivi de cette technologie dans sa décision D-2011-162 qui suit

[358] La Régie constate que, dans le cadre de sa réévaluation du PTÉ pour les réseaux autonomes, le Distributeur prévoit examiner le potentiel de la technologie photovoltaïque. S.É./AQLPA souligne que le coût des panneaux solaires photovoltaïques a subi une baisse importante de 2008 à mars 2011. (...) Selon l'expert, les cartes de production énergétique du gouvernement du Canada indiquent que la ressource photovoltaïque est annuellement de plus de 1 000 kWh par kW installé au Nunavik, ce qui est presque autant qu'à Montréal. Il ajoute que le fait d'être situé au nord du 53e parallèle constituerait même un avantage, puisque l'inclinaison des panneaux évite l'accumulation de neige. La Régie invite le Distributeur à considérer ces caractéristiques dans son évaluation des panneaux solaires photovoltaïques dans le cadre de la révision du PTÉ en réseaux autonomes.¹²

Il faut donc conclure que le Distributeur n'a pas fait ses devoirs et qu'il devient nécessaire de rappeler ce qui a été fait en 2008 et de faire une remise à jour avec les données actuelles.

¹² RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3748-2010, Décision D-2011-162, 27 octobre 2011.

5.2 Y A-T-IL DU SOLEIL AU NUNAVIK ?

En consultant les cartes de l'ensoleillement et du potentiel d'énergie solaire photovoltaïque du Canada qui ont été développées par le Service canadien des forêts (Centre de foresterie des Grands Lacs) en collaboration avec le groupe de recherche sur les systèmes photovoltaïques du Centre de la technologie de l'énergie de CANMET (CTEC-Varenes disponible, on peut constater que le potentiel au Nunavik est de l'ordre de 1000 à 1100 kWh/kW installée alors qu'à Montréal il est à peine 10% supérieur soit 1100 à 1200 kWh/kW installé.

En utilisant le logiciel *RETScreen* qui dispose d'une base de données et qui effectue le calcul de l'ensoleillement et de la production photovoltaïque en fonction de la localisation on trouve des valeurs de production photovoltaïque au Nunavik très importante.

Dans notre rapport de 2008 nous n'avions pas fourni les données de base des deux projets que nous avons analysés, mais nous avons seulement fourni les résultats ce qui a pu créer un certain scepticisme quant à la valeur de ces résultats. Nous reprendrons donc les deux projets dans ce nouveau dossier R-3864-2013 pour en faire la mise à jour au niveau des résultats et au niveau des conclusions.

D'abord voyons les résultats du logiciel *RETScreen* quant au rayonnement solaire à Markham et à Kuujuaq.

Tableau 5.1
 Comparaison Markham et Kuujuaq

Nom du projet		Hydro One
Lieu du projet		Markham
Station météorologique la plus proche du projet	-	Toronto Int'l. A, ON
Latitude du lieu du projet	°N	43,7
Rayonnement solaire annuel (surface inclinée)	MWh/m ²	0,156
Température moyenne annuelle	°C	7,5

Nom du projet		Kuujuaq
Lieu du projet		Nunavik, Québec
Station météorologique la plus proche du projet	-	Kuujuaq, QC
Latitude du lieu du projet	°N	58,1
Rayonnement solaire annuel (surface inclinée)	MWh/m ²	0,140
Température moyenne annuelle	°C	-5,8

Il est évident qu'y du soleil à Kuujjuak et la différence d'ensoleillement et de production d'énergie n'est que de 10 %. Il y a donc au Nunavik de l'énergie solaire en quantité suffisante pour refaire sérieusement un exercice d'évaluation économique appliquée à cette technologie.

En effet parmi les nombreuses alternatives d'énergie renouvelable susceptibles de suppléer à l'usage exclusif et intensif du carburant diesel pour la production d'électricité, la production photovoltaïque est une option à considérer sérieusement sur l'horizon du *Plan d'approvisionnement 2014-2024*.

5.3 ANALYSE DES RÉSULTATS DE 2008 ET PROJECTION POUR 2014

Dans notre rapport de 2008 nous avons constaté ce qui suit ¹³ :

- Pour le projet Markham, le coût de revient de l'énergie est de 0,48 \$/kWh avec le coût traditionnel des panneaux à 4 500 \$/kW, ce qui donne un coût unitaire de 7 000 \$/kW.
- Pour obtenir la rentabilité du projet il faut approximativement descendre le prix des panneaux à 3 500 \$/kW.
- Pour le projet Kuujuaq, le coût de revient de l'énergie est de 0,60 \$/kWh sans Valeur aux GES évités et sans indexation de l'énergie, avec le prix du diesel à 1,10 \$/l.
- On peut constater que ce prix de revient du PV à Kuujuaq est approximativement le même que le prix de revient de la nouvelle centrale diesel.
- Les crédits potentiels à 15 \$/t pour les gaz à effet de serre (GES) évités ne représentent que 0,02 \$/kWh et ne sont donc pas significatifs quant à la rentabilité d'un tel projet.
- Proportionnellement à la grosseur du projet, le rendement du champ de panneaux solaire est presque aussi bon à Kuujuaq qu'à Markham
- Avec un coût de modules à Kuujuaq de 3 500 \$/kW, une valeur de 15 \$/t pour les GES évités, une indexation de l'énergie à 1,8 % et le prix du diesel au prix actuel de 1,45 \$/l, l'on obtient déjà une VAN positive et un projet rentable.

Nous avons aussi souligné dès 2008 (dossier R-3648-2007) que le Distributeur ne faisait aucunement mention de cette technologie alternative dans ses documents de présentation. Il n'en faisait pas mention non plus dans le plan de 2011-2021 (R-3748-2011) et il n'en fait pas mention non plus dans ce plan-ci. Hydro-Québec Distribution croit peut-être à tort que cette forme d'énergie restera trop dispendieuse pour l'éternité ou ne serait pas efficace en réseau autonome ou en région nordique.

Cette inertie du Distributeur nous impose une tâche difficile compte tenu du manque de données fournies par celui-ci de faire les analyses qui s'imposent et de démontrer la valeur de cette technologie.

¹³ JEAN CLAUDE DESLAURIERS, AVEC LA COLLABORATION DE JACQUES FONTAINE, POUR STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES ET L'AQLPA, Dossier R-3648-2007, Rapport, page 50.

5.4 LES PRIX HISTORIQUES DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

Dans notre rapport de 2008 nous constatons que pour assurer une rentabilité avec le prix du mazout à 1.10 \$/litre il fallait que le prix de panneaux solaires soit inférieur à 3.5 \$/watt et nous avons cité les prix historiques de panneaux solaires en page 40 du rapport¹⁴.

Prix moyen des modules photovoltaïques au Canada de 1999 à 2006

Année	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Prix moyen des modules photovoltaïques (\$CAN/W)	11,09	10,70	9,41	7,14	6,18	5,53	4,31	5,31

Nous sommes maintenant rendu en 2014 et, durant cette période, le prix des panneaux solaires a on évolué rapidement, voici la situation maintenant telle que montrée dans le rapport INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, CO-OPERATIVE PROGRAMME ON PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS¹⁵

Module prices

As shown in Table 7, module prices have gradually declined from 10.70 CAD/Watt in 2000 to 1.15 CAD/Watt in 2012. This represents a 24 % decrease from 2011 module prices. The minimum module price that was achieved in 2012 was 0.85 CAD/Watt for imported modules.

Table 7: Module prices (CAD/W) for 2000-2012

Year	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Standard module price (wgt avg)	10.70	9.41	7.14	6.18	5.53	4.31	5.36	4.47	3.91	3.31	2.27	1.52	1.15
Annual trends	-3.5%	-12%	-24%	-13%	-10%	-22%	+24%	-17%	-13%	-15%	-31%	-33%	-24%

Le coût des panneaux solaires est donc maintenant 4 fois (il faut souligner ce chiffre) moins chère qu'en 2007 et nous avons conclu alors que les projets deviendraient rentables avant longtemps. Où en sommes-nous maintenant?

¹⁴ JEAN CLAUDE DESLAURIERS, AVEC LA COLLABORATION DE JACQUES FONTAINE, POUR STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES ET L'AQLPA, Dossier R-3648-2007, Rapport page 44.

¹⁵ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, CO-OPERATIVE PROGRAMME ON PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS, Task 1, Exchange and dissemination of information on PV power systems, National Survey Report of, PV Power Applications in Canada 2012 page 14 http://www.cansia.ca/sites/default/files/201306_cansia_2012_pvps_country_report_long.pdf

5.5 LE COÛT DES PROJETS EN 2014

On trouve dans le même document INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, CO-OPERATIVE PROGRAMME ON PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS les tendances du marché pour tous les types de projet. Le tableau 8a ci-après est particulièrement intéressant pour les projets de type commerciaux plus gros que 10 kW et on y trouve qu'en 2012 les coûts de projets se situe dans la fourchette de 2,80 \$/W à 4,00 \$/W. avec un coût moyen des panneaux de 1.15 \$/watt. Non seulement le prix de panneaux s'est effondré mais le coût des projets a aussi considérablement diminué.

Table 8 a

National trends in system prices (CAD/W) from 2000 - 2012¹⁶

CAD/W	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Off-Grid (≥ 1 kW)									NA	NA	NA	12.95	8.10
Grid-Connected (≤ 10 kW)	20.00	NA	NA	NA	14.50	10.00	10.00	8.50	6.50	8.50	6.50 - 8.00	6.79	3.00-5.00
Grid-Connected (≥ 10 kW)						12.60	10.00	10.00		6.00-8.00	4.00 - 6.00	3.50 - 5.27	2.80-4.00

Dans ce tableau la tendance des projets raccordés au réseau est significative alors que celle des projets hors réseau montre un prix plus élevé qui est basée sur un petit nombre de projets. Il faut donc être prudent dans la transposition en 2014 de ces données pour refaire l'analyse de projets comparables comme nous l'avons fait en 2008.

Dans sa demande de renseignement le GRAME en citant un extrait de la décision de la Régie dans le dossier 3748-2010¹⁷ demandait à la question 4.14 ce qui suit (nous citons la demande et la réponse) :

Au dossier sur le Plan d'approvisionnement précédent, la Régie invitait le Distributeur à considérer les panneaux solaires photovoltaïques dans le cadre de la révision du PTÉ en réseaux autonomes, alors que dans le cas du Nunavik, au Tableau 3 (PTÉ électrique - Mesures d'énergie renouvelable – Horizon 5 ans (en MWh)), la mesure d'énergie renouvelable Photovoltaïque

¹⁶ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, CO-OPERATIVE PROGRAMME ON PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS, Task 1, Exchange and dissemination of information on PV power systems, National Survey Report of, PV Power Applications in Canada 2012, page 16, http://www.cansia.ca/sites/default/files/201306_cansia_2012_pvps_country_report_long.pdf.

¹⁷ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3748-2010, Décision D-2011-162, par. 358.

n'est pas mesurée. Veuillez préciser si le Distributeur a demandé Technosim inc. de procéder à une évaluation de cette mesure pour le Nunavik ?

Réponse :

Cette mesure n'apparaît pas dans le PTÉ car ses coûts d'implantation sont supérieurs aux coûts évités.

Nous venons de démontré que déjà en 2012 cette assertion était fausse et que le Distributeur n'a pas fait ses devoirs pour répondre au paragraphe 358 de la décision D-2011-162 que nous avons citée dans l'introduction.

Nous sommes en 2014 et quel est la situation aujourd'hui?

Les données 2012 que nous avons utilisées proviennent du rapport annuel de Exchange and dissemination of information on PV power systems, National Survey Report of, PV Power Applications in Canada 2012 page 14

http://www.cansia.ca/sites/default/files/201306_cansia_2012_pvps_country_report_long.pdf

Pour obtenir de données plus à jour nous nous sommes adressés par courriel à un des collaborateurs de ce rapport annuel Monsieur Yves Poissant du Laboratoire CANMET Energie à Varennes qui est un expert de la technologie PV. Nous reproduisons sa réponse du mois avril 2014 avec sa permission :

La collecte des données de 2013 s'est terminée la semaine dernière. En 2013, la moyenne des prix des modules s'est établie à 0.97\$/watt et le coût total des systèmes PV installés s'est établi à 3,44\$ par watt pour des systèmes résidentiels de 10 kWc et moins et à 3,27\$ par watt pour des systèmes de plus de 10 kWc (taxes non incluses). Ces chiffres sont en accord avec les discussions que j'aie eues avec des fournisseurs québécois. Le rapport 2013 sera sans doute publié en juin. Je m'attends à ce que ces coûts poursuivent leurs descentes en 2014. Voir par exemple l'annonce d'un fournisseur local ici-bas que j'ai reçue hier pour des modules en vente à 0,72 \$/W... (Note le nom du fournisseur a été caviardé par nous)

Je te remercie grandement de porter ces mises à jour devant la Régie de l'énergie. La réglementation qui limite la taille des systèmes PV à 50 kWc dans le cadre de l'autoproduction est désuète et freine le développement de systèmes de puissance supérieure à 50 kWc au Québec (tu peux citer par exemple, le système de la bibliothèque de Varennes de 110 kWc, présentement en construction).¹⁸

¹⁸ Yves POISSANT du Laboratoire CANMET Energie à Varennes, communication privée citée avec sa permission.

Compte tenu de ces variations importantes il faut reprendre l'analyse économique avec ces nouvelles données.

En 2008 dans notre analyse RETScreen nous avons pour le projet Markham et pour le projet Kuujjuak une fourchette de prix pour des panneaux de 4,5 \$/W à 3,5 \$/W, compte tenu de l'évolution significative des prix depuis 2007, il faut reprendre ces analyses avec les données actuelles.

5.6 ANALYSE ÉCONOMIQUE DES PROJETS PV

Dans le cadre du *Plan d'approvisionnement* du Distributeur, ce sont les projets d'envergure de type industriel ou commercial qui présentent un intérêt.

Nous avons refait l'analyse avec le logiciel *RETScreen* d'un projet que nous avons déjà présenté en 2008 en les ajustant de façon à ce qu'ils se comparent facilement. Il s'agit d'un projet hypothétique de 500 kW à Kuujuaq au Nunavik. On pourra donc comprendre qu'il y a suffisamment de soleil au Nunavik sur une base annuelle pour rentabiliser un projet commerciale de production électrique de type photovoltaïque.

D'une part ce type de projet pourrait être subventionné par le gouvernement du Québec dans le cadre d'un programme comme le programme ÉcoPerformance mais il ne pourrait passer la barrière de la réglementation actuelle du Distributeur qui interdit des projets de plus de 50 kW avec onduleur. Il y a apparence d'incohérence entre ces deux approches.

Le tableau suivant présente les paramètres et les résultats de l'analyse RETScreen

Les paramètres du projet sont :

Emplacement; Kuujuaq Latitude : 58 degré nord
Température moyenne : -5 C
Puissance installée : 500 kW
Superficie du champ de panneaux PV : 4 273 mètres carrés
Rendement 138,1 kWh/m
Énergie annuelle produite : 590 MWh
Facteur d'utilisation 14,2 %
Rendement global du système

Taux d'intérêt sur la dette : 5 %
Taux d'endettement : 70 %
Taux d'inflation général : 2%
Taux d'actualisation réel : 4,3 %

Prix de GES : 15 \$/t
Coût évité 0,4665 \$/kWh

Tableau no :5.1
 Résultats des analyses économiques

Paramètres	Unités	Kuujjuak			
Coût des modules PV livrés	\$/kW	3500	2500	1500	700
Résultats					
Coûts évités	c/kWh	46.65	46.65	46.65	46.65
Coût du projet	K\$	3136	2 645	2120	1700
Coût annuel O&E	K\$	140	140	140	140
Coûts de production	c/kWh	55	50	37,44	39
Retour simple	Années	20,5	17,1	13,7	11,
Flux Monétaire nul	Années	+20	18,6	11,3	7
Van	k\$	-843	-324	+154	609
Réduction nette des GES	t _{CO2} /an	558,2	558,2	558,2	558,2

Remarques et constatations sur ce tableau :

- La différence entre le coût des modules représente une part importante du coût
- Le prix de 15 \$/ tCO2 a très peu d'impact sur les résultats.
- Le coût évité de 46,65 c/kWh à Kuujjuak rend la VAN positive même avec des panneaux à 1,5 \$/W et il reste une bonne marge de jeu.
- Si on tenait compte du taux réel d'indexation du mazout plutôt que la valeur fictive de 2% utilisée régulièrement par le Distributeur la VAN serait beaucoup plus grande.

5.7 LES OBSTACLES RÉGLEMENTAIRES

Dans le contexte réglementaire actuel seules les installations ne dépassant pas 50 kW peuvent se connecter dans le programme net metering. À toute fin pratique cela interdit tout projet de type commercial significatif.

Retenons que la relation entre le dimensionnement d'un champ en mètre carré de cellules photovoltaïques et sa capacité de production en kW est approximativement 10/1.

Ceci veut dire qu'une maison typique de 100 à 200 mètres carrés peut produire sur son toit de 1 à 2 kW.

Ceci veut aussi dire qu'une installation photovoltaïque de plus 50 kW ou 500 mètres carrés (20m. x 25 m.) ne pourrait pas se raccorder au réseau selon la réglementation actuelle. En pratique, un magasin, un entrepôt dans un centre d'achat ne pourrait pas installer des panneaux solaires sur son toit en se raccordant au réseau. Au pire, un aréna fermé au Nunavik ne pourrait pas s'alimenter par des cellules photovoltaïques et se raccorder au réseau alors que le coût de production pourrait être facilement sous la barrière du tarif dissuasif commercial de 62 ¢/kWh.

Il ya au Nunavik plusieurs édifices qui dépassent ces dimensions et qui seraient interdits alors que l'économie d'énergie seraient importante. Il y a là une dichotomie à corriger. Actuellement, la réglementation plutôt que d'encourager les promoteurs potentiels est structurée pour les décourager, l'exemple de la bibliothèque de Varennes citée par Monsieur Yves Poissant est un exemple malheureux.

Il y a au Nunavik plusieurs édifices qui dépassent ces dimensions et qui – ne pourraient se raccorder au réseau avec des panneaux solaires de grande dimension alors que l'économie d'énergie serait importante. Il y a là une dichotomie à corriger. Actuellement, la réglementation plutôt que d'encourager les promoteurs potentiels est structurée pour les décourager.

RECOMMANDATION NO. 2-6 :

Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de lui soumettre une proposition de mise à jour de la réglementation du net metering applicables aux réseaux autonomes où il devient impératif de lever les obstacles à des solutions innovatrices.

6

CONCLUSION

Nous invitons donc la Régie de l'énergie à accueillir les recommandations qui sont exprimées au présent rapport, que l'on trouve également reproduites en son sommaire des recommandations.
