

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3986-2016

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026
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

**L'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (2017-2026)**

RAPPORT

Jean-Claude Deslauriers
Consultant en énergie

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

Avril 2017
Révisé le 31 mai 2017

SOMMAIRE EXÉCUTIF

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-1

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'exiger du Distributeur, quant à ses réseaux autonomes, la publication par village du prix de base du combustible, du taux d'inflation utilisé dans ses calculs ainsi que du coût d'entretien pour chaque village.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-2

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'exiger du Distributeur, quant à ses réseaux autonomes, que cette publication par village du prix de base du combustible, du taux d'inflation utilisé dans ses calculs ainsi que du coût d'entretien pour chaque village soit préalable au lancement des appels de propositions pour de nouveaux approvisionnements dans ces réseaux et que ces données soient également incluses dans les analyses des propositions reçues et les demandes qui seront logées auprès de la Régie à cet égard.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-3

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur, quant à ses réseaux autonomes, qu'il refasse son tableau 2 des coûts évités en puissance en utilisant le facteur d'utilisation de la centrale plutôt que celui du réseau pour le calcul des coûts évités en puissance.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-4

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur, quant à ses réseaux autonomes, que le calcul de son coût évité, tant en énergie qu'en puissance, tienne compte des investissements évités pour les parcs à carburant, malgré la recommandation contraire d'ICF.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-5

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur, dans son bilan en puissance (tableau 3B-5.2) du réseau d'Obedjiwan (Opitciwan), tiennent compte des nouveaux besoins exprimés par la scierie (besoins qui ont été formulés par la communauté Atikamek dans un document qui s'intitule *Visite du milieu local*) et, conséquemment, modifie son appel de proposition d'Obedjiwan (Opitciwan) pour y inclure explicitement un achat de puissance selon un tarif à négocier.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-6

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur qu'il assume la responsabilité de déterminer les ajouts au réseau qui seront requis par l'ajout d'une production biomassique additionnelle au réseau d'Obedjiwan (Opitciwan), d'en assumer le coût, de ne pas requérir des soumissionnaires biomassiques qu'ils en assument la responsabilité ou le coût et de ne pas inclure ce coût d'ajout (surtout puisqu'un ajout de puissance est aussi, de toute façon, requis), dans l'équation servant à déterminer la rentabilité des projets biomassiques appelés pour ce réseau.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-7

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur qu'il établisse, en réseaux autonomes du Nunavik, un tarif bi-énergie éolien-diésel, ce qui lui permettra possiblement de rentabiliser les projets éoliens en utilisant leur énergie excédentaire.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-8

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir que le Distributeur soumette son propre projet ou un appel de propositions visant un approvisionnement au Nunavik en électricité au moyen d'un parc de panneaux solaires d'envergure de quelques centaines de kW.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-9

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de publier de façon systématique les indices de qualité de service (I.C., SAIDI et SAIFI) dans chacun de ses réseaux autonomes, à chaque cause tarifaire, et d'en publier l'historique des dix dernières années.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-10

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur qu'il cesse d'exiger, par ses appels d'offres en réseaux autonomes, que les soumissionnaires résolvent les problèmes de qualité de service qui existent déjà dans ces réseaux. La résolution de tels problèmes (comme elle doit être effectuée dans tous les cas indépendamment de ces appels d'offres) devrait en bonne partie être plutôt prise en charge par le Distributeur lui-même.

Mais si le Distributeur persiste malgré tout à exiger des soumissionnaires à ses appels d'offres en réseaux autonomes, de résoudre eux-mêmes ces problèmes de qualité de service, il devrait à tous le moins en être tenu compte dans les coûts évités, ceci afin de ne pas artificiellement conclure à la non rentabilité des projets soumis. La rentabilité économique, telle que présentée par le Distributeur en minimisant les coûts évités, est un paradigme insoluble et inacceptable pour la société québécoise et les exigences et contraintes techniques imposés aux promoteurs ne font qu'empirer la situation.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-11

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de demander au Distributeur de publier chaque année pour chaque réseau autonome les caractéristiques de fonctionnement des génératrices d'urgence ainsi que les coûts d'opération incluant l'amortissement, l'exploitation, l'entretien et le combustible.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-12

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur de développer une stratégie de remplacement des génératrices d'urgence en réseaux autonomes par des sources de production électrique renouvelable.

TABLE DES MATIÈRES

1 - LE MANDAT	9
2 - LA STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DU DISTRIBUTEUR EN RÉSEAU AUTONOME	10
2.1 Critère no. 1 : Techniquement réalisables	11
2.2 Critère no. 3 : Acceptables du point de vue environnemental	11
2.3 Critère no. 4 : Être accueilli favorablement par les communautés	12
2.4 Critère no. 2 : Économiquement rentable	12
3 - LES COÛTS ÉVITÉS ET LE RAPPORT DE LA FIRME IFC	14
3.1 Introduction	14
3.2 Le rapport ICF – Remarques communes	15
3.3 Le calcul du coût évité en énergie	18
3.4 Le coût évité en puissance	21
3.5 La prise en compte des investissements évités en parc à carburant, dans le calcul des coûts évités en énergie et en puissance	23
4 - L'APPEL DE PROPOSITION POUR L'APPROVISIONNEMENT D'OBEDJIWAN (OPITCIWAN)	24
4.1 Introduction	24
4.2 Le besoin de puissance à Obedjiwan (Opitciwan)	25
4.3 Les ajouts au réseau rendus nécessaires par l'ajout d'une centrale biomassique à Obedjiwan (Opitciwan)	27
5 - LES NOUVELLES TECHNOLOGIE AU NUNAVIK	29
5.1 L'énergie éolienne en réseaux autonomes du Nunavik	29
5.1.1 La faible charge des villages	30
5.1.2 Le peu d'infrastructures	30
5.1.3 L'énergie inutilisée ou excédentaire	31
5.1.4 Conclusion	32

5.2	L'ÉLECTRICITÉ PHOTOVOLTAÏQUE EN RÉSEAUX AUTONOMES DU NUNAVIK.....	33
6	LA QUALITÉ DE SERVICE EN RÉSEAU AUTONOME.....	35
6.1	INTRODUCTION.....	35
6.2	LES LIMITATION DE SERVICE ET LES REFUS DE SERVIR EN RÉSEAUX AUTONOMES	36
6.3	LA CONTINUITÉ DE SERVICE EN RÉSEAUX AUTONOMES.....	40
6.4	LA QUALITÉ DE L'ONDE EN RÉSEAUX AUTONOMES	41
6.5	LA PRISE EN COMPTE DE LA NÉCESSITÉ D'AMÉLIORER LA QUALITÉ DU SERVICE DES RÉSEAUX AUTONOMES AFIN DE NEUTRALISER CE COÛT DANS LA DÉTERMINATION DU COÛT ÉVITÉ	42
7	L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE À SCHEFFERVILLE.....	44
7.1	INTRODUCTION.....	44
7.2	LES GÉNÉRATRICES D'URGENCE À SCHEFFERVILLE	44
7.3	L'ÉNERGIE ÉOLIENNE DANS LA RÉGION DE SCHEFFERVILLE.....	46
7.4	LA BIOMASSE À SCHEFFERVILLE.....	48
8	CONCLUSION.....	51

1

LE MANDAT

L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques) ont requis nos services aux fins de préparer un rapport relatif aux projets d'investissements et d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution (ci-après « *le Distributeur* ») dans ses réseaux autonomes, ceci dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2017-2026 d'Hydro-Québec Distribution (Dossier R-3986-2016 de la Régie de l'énergie).

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

2

LA STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DU DISTRIBUTEUR EN RÉSEAU AUTONOME

La stratégie du Distributeur pour ses réseaux autonomes est en rapide évolution depuis quelques années suite aux demandes croissantes que l'on retrouve dans les politiques énergétiques du gouvernement du Québec et dans les décisions de la Régie de l'énergie.

Il y a lieu ici d'examiner le mérite, la faisabilité et le réalisme de cette stratégie du Distributeur telle qu'elle est énoncée dans son Plan d'approvisionnement 2017-2026.

Hydro-Québec Distribution pose d'abord les principes suivants pour le développement de ses réseaux autonomes :

Par ailleurs, le Distributeur a développé un plan d'actions visant une conversion totale ou partielle des réseaux vers des sources d'énergie moins chères et ayant une empreinte environnementale plus faible. L'objectif est de procéder à des appels de propositions pour l'ensemble des réseaux d'ici 2020.

*Les projets potentiels devront s'avérer **techniquement réalisables, économiquement rentables, acceptables du point de vue environnemental** et être **accueillis favorablement par les communautés**. La section 4 présente les modalités de cette stratégie.¹*

*Dans l'optique de réduire les coûts d'approvisionnement et son empreinte environnementale, le Distributeur **visé à convertir l'ensemble des réseaux, totalement ou partiellement, à d'autres sources d'énergie**. Pour ce faire, le Distributeur a mis en place un nouveau processus d'affaires en lançant des appels de propositions, l'objectif étant de solliciter le marché privé afin que des solutions plus économiques que le mode de production actuel soient proposées. Ce nouveau processus, ainsi qu'un calendrier préliminaire, ont été présentés dans le cadre du Plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec.²*

¹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0010, HQD-2, Document 1, Page 6, lignes 13-16. Souligné en caractère gras par nous.

² **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0010, HQD-2, Document 1, Page 10, lignes 1-5. Souligné en caractère gras par nous.

Nous examinons ci-après chacun des quatre éléments de cet énoncé de principe (dans un ordre différent), ceci afin d'analyser et évaluer le nouveau processus d'affaire proposé par le Distributeur :

2.1 Critère no. 1 : Techniquement réalisables

Nous soumettons que les technologies d'énergie renouvelable (que ce soit l'énergie éolienne, le photovoltaïque, la biomasse ou la petite hydraulique) ne posent aucun problème technique difficile en elles-mêmes. Ce sont des technologies connues et éprouvées.

La seule difficulté consistera à adapter les systèmes de commande des centrales actuelles et celui du réseau de distribution aux nouvelles conditions d'exploitation des installations. Ces difficultés vont certes amener des coûts supplémentaires qui devraient être pris en compte et absorbés par le Distributeur comme nous l'avions déjà recommandé dans notre rapport de la cause tarifaire 2017-2018 devant la Régie de l'énergie, recommandation que nous réitérons au présent rapport :

RECOMMANDATION 1.4, 3^e ALINÉA :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir que le Distributeur applique à l'intégration des futurs projets aux réseaux autonomes du Nunavik, la même politique d'ajouts que celle en vigueur auprès d'Hydro-Québec TransÉnergie.³

2.2 Critère no. 3 : Acceptables du point de vue environnemental

Ce critère ne devrait pas poser de problème pour les énergies renouvelables mais il faut toujours compter que des études d'impact environnemental (comme celle qui a été réalisée par la communauté Crie de Whapmagoostui-Kuujuarapik pour son projet de centrale) sont nécessaires et requis pour des centrales de plus de 5000 kW ou pour des ajouts de capacité qui portent une centrale existante à plus de 5000 kW.

À titre illustratif, il faut éviter les erreurs comme celle des Îles de la Madeleine où le Distributeur en 2015 a choisi un site qu'il a imposé aux promoteurs sans fournir d'études d'impact, ce qui a, regrettamment, contraint à la suspension de l'appel de propositions et au report de l'ensemble de la démarche.

³ Jean-Claude DESLAURIERS, Jacques FONTAINE avec la collaboration de Brigitte BLAIS pour SÉ-AQLPA, Dossier R-3980-2016, Pièce C-SÉ-AQLPA 0016, SÉ-AQLPA-1, Document 1.

2.3 Critère no. 4 : Être accueilli favorablement par les communautés

Cela semble être la volonté générale du Distributeur d'impliquer les communautés dans le processus (sous réserve du cas spécifique du changement soudain de démarche par le Distributeur, à Whapmagoostui-Kuujuarapik, sur lequel la Première Nation crie de Whapmagoostui reproche de n'avoir jamais été consultée, ce dont elle traite dans ses propres représentations).

Il est à noter que la consultation des communautés visées des Premières Nations peut parfois devoir être plus intense lorsque requise constitutionnellement, ce dont nous ne traitons pas au présent rapport.

2.4 Critère no. 2 : Économiquement rentable

Le critère de rentabilité économique, quant à lui, présente un certain nombre de difficultés s'il n'est pas bien défini.

À cet égard, le Distributeur laisse planer beaucoup d'ambiguïtés.

Traditionnellement, un projet de production d'énergie (et en particulier un projet de production d'énergie électrique) est rentable si son coût de production est inférieur au produit des ventes. Dans les réseaux autonomes, l'on se trouve confronté à un biais important puisque les ventes sont réglementées tant du point de vue des prix inférieurs aux coûts que des volumes et que la consommation est contingentée par de interdictions et des limites de capacité.

Comme la relation entre le prix de vente et le coût de production n'est pas applicable, nous soumettons que **la rentabilité économique d'un nouveau projet doit s'établir sur la base de sa comparaison avec le coût (en énergie et en puissance) d'un projet équivalent que le Distributeur aurait pu réaliser selon ses propres moyens de production traditionnels afin d'obtenir la même qualité de service.**

La Régie au dossier 3905-2014 dans sa décision D-2015-018 avait clairement indiqué sa préoccupation à ce sujet :

[464] La Régie accepte les coûts évités en énergie et en puissance dans les réseaux autonomes, tels que soumis par le Distributeur. Elle souligne cependant que les coûts évités en RA ne servent plus uniquement à juger de la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique déployés par le Distributeur dans ces réseaux. Les coûts totaux pour le Distributeur du chauffage par résistances électriques doivent être connus. La faisabilité et le potentiel de rentabilité de projets privés ou communautaires doivent pouvoir être évalués.

[465] La Régie demande au Distributeur de déposer une preuve d'expert sur l'établissement des coûts évités en énergie et en puissance pour les réseaux autonomes, dans le cadre du prochain dossier tarifaire. Une présentation en séance de travail, regroupant les intervenants et les membres du personnel de la Régie pour en présenter les résultats, devra être tenue après le dépôt du prochain dossier tarifaire.⁴

La prochaine section traitera de ces préoccupations de la Régie concernant les coûts évités et analysera comment le Distributeur y a répondu.

⁴ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3905-2014, Pièce A-0075, Décision D-2015-018, paragraphes 464 et 465, page 117. Caractère gras par la Régie.

3

LES COÛTS ÉVITÉS ET LE RAPPORT DE LA FIRME IFC**3.1 Introduction**

Le rapport de la firme d'expert ICF a été déposé dans le cadre de la cause tarifaire 3980-2016 de l'automne 2016 et la Régie a choisi d'en analyser le contenu dans le cadre du présent dossier sur le Plan d'approvisionnement 2017-2026 d'Hydro-Québec Distribution.

La réunion technique demandée par la Régie à ce sujet a eu lieu le 28 février 2017 dans les locaux d'Hydro-Québec; nous y avons assisté.

3.2 Le rapport ICF – Remarques communes

Il n'entre pas dans notre intention d'analyser ici la totalité du rapport ICF mais nous y ferons référence plusieurs fois au présent rapport, en traitant des divers sujets qui y sont abordés.

Dans ce cadre, les constatations et affirmations suivantes du rapport ICF sont importantes.

(D'abord nous voulons souligner qu'il est regrettable qu'un rapport commandé par Hydro-Québec Distribution suite à des requêtes de la Régie de l'énergie du Québec et rédigé par une firme d'Ottawa ne soit disponible qu'en anglais.)

L'objectif annoncé du rapport, tel qu'il apparaît au tout début en page 5, semble bien correspondre à la demande de la Régie que nous avons citée plus haut. Cependant l'affirmation du consultant à l'effet que « *avoided costs are used as a maximum threshold* », qui est souligné par nous dans la citation suivante, est extrêmement surprenante :

Objectives

*The purpose of this study is to recommend a methodology for calculating avoided costs in Quebec's NIAs. In Quebec, avoided costs are used to support decision making regarding expenses in DSM programs and in development projects that may alter HQD's capital expenditure requirements. **For development projects led and financed by independent developers, avoided costs are used as a maximum threshold in power purchase price negotiation.**⁵*

Cette affirmation du consultant selon laquelle les coûts évités constituent un maximum, à cette étape ci, dans les objectifs du rapport, amène plusieurs questions dont les suivantes :

- 1- Est-ce que cette affirmation est l'énoncé d'une politique du Distributeur ?
- 2- Est-ce que cette affirmation est une recommandation de la firme ICF ?
- 3- Est-ce que cette affirmation représente l'avis général constaté dans le balisage ?

Il nous semble que cette affirmation du consultant selon laquelle les coûts évités constituent un maximum n'a pas sa place dans un paragraphe décrivant les objectifs du rapport. Il appartient au consultant d'aider à établir les coûts évités, non de déterminer ce que la Régie de l'énergie, le Distributeur et les intervenants et parties prenantes feront de cette information.

⁵ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0019, HQD-2, document 3, page 5. Souligné en caractère gras par nous.

Cette approche de considérer les coûts évités comme un plafond dans la négociation constitue en effet un sujet délicat qui, s'il est retenu, impose de faire une évaluation complète et exacte de ces coûts évités.

Cependant, le Distributeur lui-même semble contredire cette approche dans une citation du rapport ICF. En effet, on trouve au tableau 2 du rapport d'ICF une affirmation de ce consultant à l'effet que le Distributeur HQD ne tient pas compte des coûts évités dans ses négociations d'achat d'approvisionnements. (Le terme utilisé est le terme *power negotiation* et nous ignorons si le consultant avait à l'esprit les achats de puissance, les achats d'énergie ou les deux). Voici cette citation :

*Table 2 Summary of avoided cost components – Investment projects
Quebec Not applicable. HQD does not use avoided cost for power purchase price negotiation.⁶*

Cette affirmation du consultant nous laisse donc perplexes à l'égard de la première citation, reproduite plus haut, contenue dans les objectifs du rapport, d'autant plus que le Distributeur, dans la présentation de Monsieur Daniel Richard à la réunion technique du 28 février 2017, a affirmé qu'il se sert des coûts évités comme « *balise* » dans ses évaluations de projet. Cette affirmation a été répétée plusieurs fois en particulier en ce qui concerne le projet Obedjiwan. Les appels de proposition actuellement connus constituent toutefois des appels pour des achats en énergie seulement et cette approche présente des incertitudes quant aux « *balises* » que le Distributeur se donne pour l'analyse des projets de développement de production, puisque les projets visés contribueront aussi à l'approvisionnement en puissance. Est-ce que la « *balise* » que le Distributeur envisage d'utiliser sera le coût évité en énergie seulement ou est-ce que le coût évité en puissance sera aussi considéré dans cette « *balise* » ?

Il y a un consensus sur la méthodologie de calcul des coûts évités en énergie mais il est important de s'entendre sur les paramètres de calcul. Et le Distributeur est très avare de précisions sur les paramètres qu'il utilise dans ces calculs pour chaque village. Quand on lui demande le prix du combustible par village, il refuse de répondre. Quand on lui demande le taux d'inflation du combustible qu'il a utilisé pour ses calculs, il nous réfère à l'US EIA sans nous donner cette valeur. Et quand on lui demande le coût d'entretien par village, il refuse de répondre. Nous avons fait une étude de sensibilité de ces paramètres dont les résultats sont présentés un peu plus loin.

⁶ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0019, HQD-2, document 3, page 15.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-1

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'exiger du Distributeur, quant à ses réseaux autonomes, la publication par village du prix de base du combustible, du taux d'inflation utilisé dans ses calculs ainsi que du coût d'entretien pour chaque village.

3.3 Le calcul du coût évité en énergie

Pour faire une étude de sensibilité des paramètres, nous avons pris comme exemple le village de Whapmagoostui-Kuujuarapik.

Les prévisions des caractéristiques de consommation de ce village sont montrées au tableau 2C-2.9 d'Hydro-Québec Distribution.

TABLEAU 2C-2.9 ⁷
PRÉVISION DE LA DEMANDE – KUUJUARAPIK

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle
Usages résidentiels et agricoles	574	591	609	627	644	662	679	696	713	730	746	2
	11,18	11,37	11,58	11,78	12,03	12,19	12,38	12,57	12,80	12,94	13,12	1
<i>agricole</i>	4,89	4,99	5,11	5,23	5,38	5,48	5,61	5,73	5,88	5,98	6,10	2
Consommation des centrales et usage interne	1,08	1,10	1,13	1,15	1,17	1,19	1,20	1,22	1,24	1,26	1,28	1
Énergie (GWh)	12,26	12,47	12,70	12,93	13,19	13,37	13,58	13,79	14,04	14,20	14,39	1
Capacité à la pointe (MW)¹	2,17	2,21	2,25	2,29	2,32	2,36	2,40	2,43	2,47	2,50		1
Interventions commerciales	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Énergie (GWh)	1,76	2,41	2,45	2,49	2,53	2,56	2,60	2,64	2,68	2,72	2,76	2,76
Capacité à la pointe (MW) ²	0,40	0,47	0,47	0,48	0,49	0,50	0,50	0,51	0,52	0,53		
Énergie dissuasive (GWh)	22,65	23,07	23,55	24,03	24,60	24,99	25,47	25,94	26,49	26,85	27,30	27,30
Capacité à la pointe (MW) ²	6,24	6,35	6,49	6,62	6,77	6,88	7,01	7,14	7,29	7,39		

1. Unité en décembre de l'année indiquée.

En utilisant la consommation prévue et en extrapolant jusqu'en 2035, nous avons calculé pour ce village un coût évité en énergie de 50,07 ¢/kWh, qui est le coût annoncé par le Distributeur ⁸ en utilisant les paramètres suivants :

Rendement des moteurs	3,74	kWh/litre
Coût du combustible ⁹	1,58	\$/litre
Inflation combustible	2,5%	
Coût d'entretien	8	¢/kWh
Inflation entretien	2%	
Taux d'actualisation Distribution ¹⁰	5,25%	
Taux d'actualisation réel Distribution	3,186%	

⁷ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0011, HQD-2, Document 2, page 41.

⁸ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD), Dossier R-3980-2016, Pièce B-0021, HQD-4, Document 4, page 10.

⁹ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger, Nunavik, http://www.regie-energie.qc.ca/energie/releve_hebdo_essence/bulletin.pdf, Tableau 4.

¹⁰ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0020, HQD-4, Document 3.2, Tableau A-1, page 15.

Nous reproduisons ci-après un tableau tronqué de ce calcul, effectué avec un fichier Excel :

Tableau 3.3.1 : Calcul de du coût évité en énergie à Kuujuarapik

	Valeurs actualisées	2016	2017	2018	2019	2034	2035
Besoins en énergie (GWh)	227 MWh act	12,26	12,47	12,7	12,93	22,94	24,31
Consommation de carburant	litres de mazout/année	3 278 075	3 334 225	3 395 722	3 457 219	6 132 480	6 500 428
Prix du combustible	\$/litre	1,585	1,624	1,664	1,705	2,455	2,516
Coût du combustible	98 495 654 k\$ act	5 196 732	5 415 776	5 651 351	5 895 239	15 056 565	16 352 574
Coût actualisé combustible	43,41						
Coût entretien	15 099 732 k\$ act	1 000 416	1 017 552	1 036 320	1 055 088	1 871 535	1 983 827
Coût actualisé entretien	6,66						
Coût total actualisé	113 595 386 k\$ act	6 197 148	6 433 328	6 687 671	6 950 327	16 928 100	18 336 401
Coût évité actualisé en énergie	50,07						

À partir de ce fichier, nous avons fait varier les paramètres les plus significatifs (soit le prix de base et le taux d'inflation du combustible) pour en faire l'analyse. Le tableau suivant synthétise les résultats obtenus.

Tableau 3.3.2

Sensibilité du coût évité en énergie relativement au prix et à l'inflation du combustible

Coût évité en ¢/kWh				
Prix de base du combustible	Taux d'inflation du combustible			
\$/litre	2%	3%	4%	5%
1,2	38,1	41,3	44,8	48,9
1,4	43,4	47,0	51,2	55,9
1,6	48,6	52,8	57,6	62,9
1,8	53,8	58,6	63,9	70,0

Ce tableau 3.3.2 est très indicatif de l'importance du prix de base et de l'inflation du combustible, de sorte que le Distributeur doit au moment d'une négociation de prix pour l'énergie se baser sur la meilleure prévision possible de ces paramètres. Vouloir considérer le

coût évité en énergie comme un « *plafond* » ou une « *balise* » sans qu'il y ait détermination solide, par village, de cette prévision de prix et d'inflation du combustible nous paraît tout à fait utopique et mal fondé.

La Régie doit se préoccuper activement de cette question avant de devenir saisie d'une demande d'approbation de contrat entre un promoteur et le Distributeur, sans avoir en main les paramètres les plus importants de la rentabilité d'un projet :

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-2

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'exiger du Distributeur, quant à ses réseaux autonomes, que cette publication par village du prix de base du combustible, du taux d'inflation utilisé dans ses calculs ainsi que du coût d'entretien pour chaque village soit préalable au lancement des appels de propositions pour de nouveaux approvisionnements dans ces réseaux et que ces données soient également incluses dans les analyses des propositions reçues et les demandes qui seront logées auprès de la Régie à cet égard.

3.4 Le coût évité en puissance

Dans les projets traditionnels d'efficacité énergétique (traditionnellement centrés sur l'économie d'énergie), il arrive souvent qu'un projet n'ait pas d'effet ou très peu d'effet sur la puissance appelée, de sorte qu'il n'est pas toujours requis de considérer le coût évité en puissance dans les analyses de rentabilité de tels projets en efficacité. (Cela est toutefois appelé à changer à mesure que l'on s'oriente de plus en plus vers les projets d'efficacité en puissance).

Mais l'omission de prendre en compte les coûts évités en puissance aux fins de l'évaluation des projets d'approvisionnement électrique est moins justifiable.

Le Distributeur, dans sa présentation à la réunion technique du 28 février 2017, a confirmé qu'il voulait conserver la méthode actuelle d'un équipement générique avec la méthode LC (*Levelized Cost*) et qu'il considérait, pour les projets de production, ce coût évité en puissance comme une « balise ».

Cependant, il n'a rien exprimé en ce qui concerne la base de calcul du coût évité en puissance, transposé en ¢/kWh, alors que la Régie avait clairement indiqué sa préoccupation quant à l'usage du facteur d'utilisation du réseau plutôt que celui de la centrale.

Le Distributeur avait déjà, dans son dossier antérieur R-3905-2014, refusé de refaire le tableau des coûts évités en utilisant le facteur d'utilisation de la centrale plutôt que celui du réseau.

*Considérant ces éléments, le Distributeur juge peu approprié de produire des tableaux avec des FU basés sur la puissance installée, car un tel exercice présenterait une évaluation inexacte des coûts évités.*¹¹

Cet avis du Distributeur est erroné. La firme ICF, dans son rapport, a d'ailleurs clairement indiqué sa recommandation à ce sujet dans ces termes :

*The Levelized cost (LC) method. The levelized cost of capacity divides the capital expenditure associated with the purchase of a generator by the capacity rating of the generator and annualizes the result over the book life of the generator. The rate obtained is in \$/kW-year. That rate may be turned into an average cost per kWh by dividing by the expected annual throughput of the generator.*¹²

¹¹ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3905-2014, Pièce B-0081, HQD 15, Document 1.2, réponse numéro 11.2 à la demande de renseignements numéro 2 de la Régie, page 29.

¹² HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0019, HQD-2, document 3, page 11.

Compte tenu de ce qui précède et suite à la position de ICF, il nous semble manifeste que le Distributeur doit refaire son tableau 2 des coûts évités en puissance qui est déposé à chaque cause tarifaire ¹³ en utilisant le F.U. de chaque centrale plutôt que le F.U. de chaque réseau. Le refus susdit du Distributeur de répondre à la demande de renseignement de la Régie n'est pas acceptable.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-3

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur, quant à ses réseaux autonomes, qu'il refasse son tableau 2 des coûts évités en puissance en utilisant le facteur d'utilisation de la centrale plutôt que celui du réseau pour le calcul des coûts évités en puissance.

¹³ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0021, HQD-4, Document-4, page 10.

3.5 La prise en compte des investissements évités en parc à carburant, dans le calcul des coûts évités en énergie et en puissance

Un dernier point doit être souligné concernant les investissements pour les parcs à carburant qui sont très importants depuis quelques années. Le rapport ICF fait une erreur en affirmant en page 29 ce qui suit :

*Investment in fuel tanks: Similarly, ICF recommends not including the deferral of investment in fuel tanks as an avoided cost because the expenditures associated with fuel storage are passed to HQD through the price of fuel.*¹⁴

Les investissements évités pour les parcs à carburant constituent une composante fondamentale du coût évité, tant en énergie qu'en puissance. Ne pas en tenir compte fausse l'évaluation de la rentabilité des projets d'électricité renouvelable.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-4

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur, quant à ses réseaux autonomes, que le calcul de son coût évité, tant en énergie qu'en puissance, tienne compte des investissements évités pour les parcs à carburant, malgré la recommandation contraire d'ICF.

¹⁴ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0019, HQD-2, document 3, page 29.

4

L'APPEL DE PROPOSITION POUR L'APPROVISIONNEMENT D'OBEDJIWAN (OPITCIWAN)**4.1 Introduction**

Lors de la réunion technique du 28 février 2017, le représentant du Distributeur, Monsieur Richard Lagrange, a présenté l'approche retenue pour le dossier Obedjiwan (Opitciwan). Il a justifié le fait que l'appel de proposition soit pour l'achat d'énergie seulement en allégeant qu'il y aurait déjà suffisamment de puissance pour les besoins du village.

Cette affirmation du Distributeur nous semble mal fondée puisqu'il s'agit d'un contrat d'approvisionnement, de 25 ans. Il est donc certain que, durant cette période, il y aura un déficit de puissance à Obedjiwan (Opitciwan), lequel pourrait être comblé par exemple par une centrale biomassique.

Ne pas tenir compte de l'apport en puissance d'un projet d'énergie renouvelable à Obedjiwan (Opitciwan) est de nature à nuire artificiellement à l'évaluation de sa rentabilité.

4.2 Le besoin de puissance à Obedjiwan (Opitciwan)

Si on regarde les données ci-dessous du tableau 3B-5.2 du document annexe du Distributeur on est en droit de se poser des questions concernant ce choix de loger un appel de proposition seulement en énergie à Obedjiwan (Opitciwan).

TABLEAU 3B-5.2 :¹⁵
BILAN EN PUISSANCE – OBEDJIWAN

En MW	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Besoins en puissance à la pointe	3,20	3,24	3,29	3,34	3,39	3,43	3,47	3,51	3,55	3,60
Puissance installée	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90
Puissance garantie ¹	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74
Réserve en puissance	0,54	0,49	0,44	0,40	0,35	0,31	0,26	0,22	0,18	0,14

Ce tableau prévoit un déficit de puissance à Obedjiwan (Opitciwan) vers 2027-2028 soit approximativement 9 ans après la signature d'un contrat d'achat d'énergie d'une centrale biomassique (dont le taux d'indisponibilité est le même qu'une centrale diesel qui par ce fait même fourni la même garantie en puissance).

En outre, cette prévision montre une croissance en puissance à la pointe de seulement 1,25 % par an. Celle-ci ne nous paraît pas réaliste puisque basée sur une prévision de la demande en énergie dont le taux de croissance est de 1,4 % globalement et de 1,7 % pour la clientèle résidentielle et agricole comme le montre le tableau suivant :

TABLEAU 2C-5.2 :¹⁶
PRÉVISION DE LA DEMANDE – OBEDJIWAN

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles	465	472	478	485	491	498	505	512	519	526	533	1,4%
Ventes (GWh)	11,83	11,97	12,15	12,32	12,54	12,66	12,83	12,98	13,17	13,28	13,44	1,3%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	5,32	5,42	5,53	5,64	5,77	5,85	5,94	6,03	6,13	6,20	6,28	1,7%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,52	1,53	1,56	1,58	1,61	1,62	1,64	1,66	1,69	1,70	1,72	1,3%
Besoins en énergie (GWh)	13,35	13,51	13,70	13,90	14,14	14,29	14,47	14,64	14,86	14,99	15,16	1,3%
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	3,20	3,24	3,29	3,34	3,39	3,43	3,47	3,51	3,55	3,60		1,3%
Contribution des interventions commerciales	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<i>Économies d'énergie:</i>												
Besoins en énergie (GWh)	0,64	0,64	0,70	0,76	0,83	0,89	0,95	1,01	1,07	1,14	1,20	
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	0,17	0,18	0,20	0,21	0,23	0,25	0,26	0,28	0,30	0,31		
Besoins en énergie (GWh)	9,64	9,80	9,98	10,16	10,37	10,51	10,66	10,81	11,00	11,11	11,26	
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	3,41	3,47	3,53	3,60	3,67	3,72	3,77	3,83	3,89	3,93		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

¹⁵ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0011, HQD-2, Document 2, page 73.

¹⁶ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0011, HQD-2, Document 2, page 46.

Avec une prévision des besoins de puissance plus réaliste à Obedjiwan (Opitciwan) et qui soit plus cohérente avec la prévision en énergie de ce réseau et en tenant compte des nouveaux besoins dus au développement du village, le besoin en puissance arrivera beaucoup plus tôt. L'on doit notamment tenir compte des nouveaux besoins exprimés par la scierie (besoins qui ont été formulés par la communauté Atikamek dans un document qui s'intitule *Visite du milieu local*). Selon ce document, le déficit de puissance à Obedjiwan (Opitciwan) est susceptible d'apparaître très tôt. Ce document, qui présente sommairement le projet de centrale de la communauté, indique que l'installation de la scierie devra être améliorée par l'addition de séchoirs et de broyeurs.

*VISITE DU MILIEU LOCAL*¹⁷

Page 11

Consommation électrique des séchoirs : 0,23 MW_e

Consommation électrique du broyeur : 0,21 MW_e

Total : 0,44 MW_e

Comme on peut le voir sur le tableau du *Bilan en Puissance* 3B-5.2 d'Hydro-Québec Distribution, cette nouvelle consommation de 440 kW amènera un déficit de puissance dès 2019 sur le réseau d'Obedjiwan (Opitciwan) alors qu'une nouvelle centrale sera installée cette même année sans que le Distributeur puisse profiter de cette garantie en puissance qui, selon ses dires, ne serait pas prévue à l'appel de proposition tel que formulé.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-5

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur, dans son bilan en puissance (tableau 3B-5.2) du réseau d'Obedjiwan (Opitciwan), tienne compte des nouveaux besoins exprimés par la scierie (besoins qui ont été formulés par la communauté Atikamek dans un document qui s'intitule *Visite du milieu local*) et, conséquemment, modifie son appel de proposition d'Obedjiwan (Opitciwan) pour y inclure explicitement un achat de puissance selon un tarif à négocier.

¹⁷ **COMMUNAUTÉ ATIKAMEK D'OPTICIWAN,** Visite du milieu local
http://www.opitciwan.ca/?page_id=58

4.3 Les ajouts au réseau rendus nécessaires par l'ajout d'une centrale biomassique à Obedjiwan (Opitciwan)

L'ajout d'une nouvelle centrale biomassique va certainement complexifier la structure du réseau et son exploitation, de sorte qu'il est à prévoir que des ajouts au réseau seront nécessaires à Obedjiwan (Opitciwan).

Dans le cadre de la dernière cause tarifaire 2017-2018 d'Hydro-Québec Distribution (Dossier R-3980-2016 de la Régie de l'énergie), nous avons soulevé cette question des ajouts au réseau requis par l'addition de nouvelles centrales d'énergie renouvelable. Nous avons soulevé cette question tant pour la nouvelle production au réseau des Îles-de-la-Madeleine que pour celui d'Obedjiwan (Opitciwan). Quant à ces ajouts au réseau, nous nous demandons si Hydro-Québec Distribution (HQD) ferait bénéficier aux producteurs d'énergie renouvelable dans ce réseau autonome des mêmes avantages que ceux inclus à la politique d'ajout d'Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) pour le réseau intégré. Selon cette politique, la responsabilité des ajouts au réseau doit être partagée entre le gestionnaire du réseau (ici, c'est le Distributeur) et celui qui demande l'ajout de ressource générant le besoin d'ajout au réseau (ici encore, c'est le Distributeur).

Il est donc de notre avis qu'Hydro-Québec Distribution (HQD) devrait assumer elle-même le coût de certains ajouts au réseau pour l'intégration de toute nouvelle production, vu que celle-ci survient à sa demande. Il nous semble par ailleurs que seul le Distributeur est en mesure de connaître et d'effectuer les modifications requises pour assurer une exploitation sécuritaire et fiable de son réseau autonome. Vouloir transférer cette responsabilité aux soumissionnaires de l'appel d'offres (comme le Distributeur le fait dans son document d'appel d'offres pour Obedjiwan) pour de l'énergie renouvelable est un gage d'échec. Les soumissionnaires ne sont pas en mesure de déterminer eux-mêmes les ajouts requis au réseau, d'en déterminer le coût et d'en prendre le risque dans leur soumission. C'est au Distributeur qu'il appartient de gérer le coût des ajouts requis dans sa propre évaluation des soumissions. Si ces ajouts sont requis dans tous les cas (surtout puisqu'un ajout de puissance est aussi, de toute façon, requis), alors la comparaison des soumissions ne devrait pas être affectée. Le coût des ajouts au réseau ne devrait pas faire partie de l'équation servant à déterminer la rentabilité des projets biomassiques appelés pour le réseau d'Obedjiwan (Opitciwan).

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-6

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur qu'il assume la responsabilité de déterminer les ajouts au réseau qui seront requis par l'ajout d'une production biomassique additionnelle au réseau d'Obedjiwan (Opitciwan), d'en assumer le coût, de ne pas requérir des soumissionnaires biomassiques qu'ils en assument la responsabilité ou le coût et de ne pas inclure ce coût d'ajout (surtout puisqu'un ajout de puissance est aussi, de toute façon, requis), dans l'équation servant à déterminer la rentabilité des projets biomassiques appelés pour ce réseau.

5

LES NOUVELLES TECHNOLOGIE AU NUNAVIK**5.1 L'énergie éolienne en réseaux autonomes du Nunavik**

Depuis quelques 20 ans, le Distributeur nous dit que les projets éoliens qu'il a étudiés ne sont pas rentables mais n'a jamais publié ses études ni ses résultats. Dans tous les cas, si l'on devine correctement (faute d'information plus complète), cette évaluation négative de la rentabilité aurait été basée sur la technologie proposée par l'IREQ en 2003, laquelle impliquait une pénétration éolienne de plus de 100 % et l'ajout d'un compensateur synchrone pour stabiliser le réseau et assurer l'équilibrage éolien. Pourtant, cette technologie n'a été utilisée qu'à un seul endroit à l'île St Paul en Alaska.

Pendant cette période, nous avons préparé et publié une multitude de rapports démontrant qu'il doit être possible de produire de l'énergie éolienne au Nunavik pour un coût inférieur au coût évité puisque le village qui a le coût évité le plus faible est Inukjuak avec 48,09 ¢/kWh. Ce coût évité est 4 fois plus élevé que le prix de vente de l'énergie des parcs éoliens du sud du Québec.

À travers toutes ces études, nous avons même analysé les facteurs qui rendraient si difficile, selon le Distributeur, la réalisation d'un projet rentable. Parmi ces facteurs qui sont nombreux comme l'éloignement et les difficultés de transport qui sont essentiellement des coûts fixes, il y a principalement trois facteurs qui ressortent : 1- la faible charge des villages, 2- le peu d'infrastructure et 3- l'énergie inutilisée ou excédentaire. Nous examinons chacun de ces contre-arguments d'Hydro-Québec Distribution ci-après.

5.1.1 La faible charge des villages

Les plus gros villages du Nunavik ont une charge qui dépasse à peine 3000 kW comme Kuujuaq et Whapmagoostui-Kuujuarapik et la plupart ont une charge de moins de 1000 kW, de sorte que ce sont des charges qui ne sont pas du tout adaptées au marché des éoliennes modernes. Les machines qui ont rentabilisé les projets au sud et qui sont adaptés au froid du grand nord sont en effet des machines de plus de 2000 kW dont les coûts unitaires en \$/kW sont inférieurs à 2000 \$/kW. Il n'existe pas sur le marché actuellement des machines de l'ordre de 750 kW adaptées au grand froid; les manufacturiers ne les proposent plus à un prix raisonnable. En pratique, s'il faut payer le même prix pour une machine de 750 kW que pour une machine de 2000 kW, il est facile de se rendre compte que le coût unitaire de l'énergie produite devient vite excessif.

5.1.2 Le peu d'infrastructures

Les villages du Nunavik sont en général assez concentrés et peu étendus, de sorte qu'il n'existe que peu de routes. De plus, tous les villages ont un aéroport, ce qui impose (si on veut réaliser un parc éolien) de s'éloigner suffisamment pour respecter la réglementation de NAV Canada qui demande une distance minimum de 4 à 5 km de l'aéroport pour autoriser un parc éolien.

Cette situation du peu de routes et de l'éloignement rend nécessaire, pour tous les projets éoliens au Nunavik, la construction d'une nouvelle route importante capable de supporter une grue imposante et un mât éolien d'envergure. Que ce soit pour un parc de très faible puissance ou pour un parc de plus grande puissance, ce coût sera donc toujours important.

5.1.3 L'énergie inutilisée ou excédentaire

Si on prend un l'exemple simple d'un village du Nunavik avec une pointe annuelle de 1000 kW, un F.U. réseau de 60 % et une consommation en énergie de 5 256 000 kWh et qu'on y installe une éolienne typique adaptée au grand nord de 2000 kW; cette éolienne peut produire à elle seule approximativement 5 256 000 kWh avec un F.U. de 30 %. Mais en pratique l'énergie réellement absorbée par le village sera de l'ordre de 2 000 000 kWh. Il y aura donc 3 256 000 kWh d'énergie gaspillée.

Si l'on pose l'hypothèse que toute l'énergie disponible est utilisée comme dans les grands parcs du sud, alors le coût de production, dans cette hypothèse, serait de l'ordre de 20 ¢/kWh soit deux fois le coût de production au sud à cause de l'éloignement, du transport et des coûts d'infrastructure. Si on essaie, en plus, de transposer ces valeurs en tenant compte de la quantité d'énergie excédentaire gaspillée on arrive alors à un coût de production de 20 ¢/kWh x 5 256/2 000 soit 52,56 ¢/kWh. Et évidemment, avec ces hypothèses, l'on doit conclure effectivement qu'aucun projet éolien du Nunavik ne sera rentable. On comprend alors aisément facilement comment le Distributeur arrive toujours à la conclusion que de tels projets ne sont pas rentables.

Toutefois, notre dernière étude, déposée au dossier R-3972-2016¹⁸, a fait une analyse de sensibilité de l'effet de l'énergie excédentaire ou inutilisée pour proposer l'instauration d'un tarif biénergie éolien-diesel qui aurait pour effet de suspendre le tarif dissuasif de la deuxième tranche pour permettre et encourager le chauffage électrique quand l'énergie éolienne est abondante. Cette proposition pourrait, selon nous, permettre de rentabiliser plusieurs projets éoliens au Nunavik. Selon nous il n'y a pas d'autre alternative : si l'on veut déployer de l'électricité éolienne au Nunavik, l'on doit absolument changer de paradigme et c'est une illusion de croire que des promoteurs privés vont réussir à faire des miracles en rentabilisant des projets dans le contexte aussi contraignant que celui que pose actuellement le Distributeur.

¹⁸ **Dominique NEUMAN** avec la collaboration d'**André BÉLISLE**, de **Jean-Claude DESLAURIER** et de **Jacques Fontaine** pour **SÉ-AQLPA**, Dossier R-3972-2016, Pièce C-SÉ-AQLPA-0007, section 4.5, page 203.

5.1.4 Conclusion

En conclusion nous ne pouvons que reproduire les conclusions de notre rapport du dossier R-3972-2016 :

4.5.7 Conclusion

208.21 – *Il n'y a pas de projet éolien parce que selon le Distributeur ceux-ci ne sont pas rentables.*

Les projets ne sont pas rentables parce qu'il y a trop d'énergie excédentaire inutilisée.

L'énergie excédentaire ne peut pas être utilisée par ce qu'il y a des restrictions sur la consommation électrique avec un tarif dissuasif.

208.22 – *Nous croyons qu'il faut créer l'opportunité. Il ne faut pas attendre les initiatives du Distributeur qui a démontré son inertie depuis 20 ans.*

RECOMMANDATION SÉ-AQLPA 4-5

UN TARIF ÉLECTRIQUE BI-ÉNERGIE ÉOLIEN-DIESEL EN RÉSEAUX AUTONOMES

L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies Énergétiques (S.É.) invitent la Régie de l'énergie à informer le ministre et le gouvernement du Québec que, dans l'exercice de sa juridiction tarifaire exclusive, elle pourrait considérer, dans les réseaux autonomes du Nunavik d'Hydro-Québec Distribution (nord du 53^e parallèle), l'établissement d'un tarif électrique bi-énergie éolien-diesel lequel, pendant la période d'utilisation de l'éolien, chargerait aux clients le tarif de première tranche pour l'ensemble de leur consommation, y compris les usages de chauffe. Les équipements bi-énergie (dont les équipements de mesurage télécommandés permettant le passage entre le diesel.¹⁹

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-7

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur qu'il établisse, en réseaux autonomes du Nunavik, un tarif bi-énergie éolien-diésel, ce qui lui permettra possiblement de rentabiliser les projets éoliens en utilisant leur énergie excédentaire.

¹⁹ **Dominique NEUMAN** avec la collaboration d'**André BÉLISLE**, de **Jean-Claude DESLAURIER** et de **Jacques Fontaine** pour **SÉ-AQLPA**, Dossier R-3972-2016, Pièce C-SÉ-AQLPA-0007, section 4.5 pages 203 et 247.

5.2 L'ÉLECTRICITÉ PHOTOVOLTAÏQUE EN RÉSEAUX AUTONOMES DU NUNAVIK

Nous avons aussi préparé et publié à plusieurs reprises, dans ces rapports (soit dans les causes tarifaires ou soit dans les dossiers de plans d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution), plusieurs études démontrant que l'énergie photovoltaïque pouvait également être rentable dans les réseaux autonomes, principalement en raison du faible coût actuel des panneaux solaires qui sont maintenant disponibles à moins de 70 ¢/W.

Ainsi, suite à notre rapport du dossier R 3748-2010²⁰, la Régie avait marqué sa préoccupation d'assurer un suivi de cette technologie dans l'extrait de sa décision D-2011-162 qui suit²¹

[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.²²

Notre rapport de la cause tarifaire R-3933-2015 qui s'intitulait *La réduction des coûts des réseaux autonomes du Nunavik par le déploiement de la production photovoltaïque*²³ a fait encore une fois la démonstration qu'il existe un fort ensoleillement au Nunavik (contrairement à ce que beaucoup croient) et que les panneaux solaires sont faciles à transporter, faciles à installer et ne nécessitent aucune infrastructure lourde. Il est donc certainement possible de réaliser au Nunavik un projet qui servirait principalement à déplacer du combustible diesel à un coût inférieur au coût évité en énergie.

²⁰ Jean-Claude DESLAURIERS pour SÉ-AQLPA, Dossier R-3748-2010, Pièce SE-AQLPA-15, SÉ-AQLPA 3.

²² RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3748-2010, Décision D-2011-162, par. 358.

²³ Jean-Claude DESLAURIERS pour SÉ-AQLPA, Dossier R-3748-2010, pièce SE-AQLPA-15, SÉ-AQLPA 3.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-8

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir que le Distributeur soumette son propre projet ou un appel de propositions visant un approvisionnement au Nunavik en électricité au moyen d'un parc de panneaux solaires d'envergure de quelques centaines de kW.

6

LA QUALITÉ DE SERVICE EN RÉSEAU AUTONOME**6.1 INTRODUCTION**

La qualité du service en réseau autonome constitue un ensemble plus complet que les simples concepts traditionnels de continuité de service et de fiabilité d'alimentation. Elle inclut la qualité de l'onde, le papillotement et les harmoniques, qui sont des problèmes récurrents en réseau autonome. Aussi il faut inclure dans cette notion de qualité de service les limitations à la consommation qui sont imposées, les tarifs de pénalité et même le refus de service.

6.2 LES LIMITATION DE SERVICE ET LES REFUS DE SERVIR EN RÉSEAUX AUTONOMES

Concernant les limitations et les refus de service, nous produisons au tableau suivant une comparaison entre la consommation en réseaux autonomes et celle en réseau intégré. Ces tableaux nous fournissent un aperçu significatif de la situation en réseaux autonomes et en particulier au Nunavik.

Tableau 6.1: Nunavik, Consommation historique par abonnement

Nunavik			
Tableau 2B-2 ²⁴			
Années	No abonnements résidentiel et agricole	Ventes - résidentiel et agricole	Ratio
	<i>No</i>	<i>GWh</i>	kWh/abon
2006	3 619	26,44	7 306
2007	3 770	28,32	7 512
2008	3 995	29,18	7 304
2009	4 258	30,92	7 262
2010	4 402	31,07	7 058
2011	4 738	32,49	6 857
2012	5 027	33,71	6 706
2013	5 271	35,98	6 826
2014	5 372	35,46	6 601
2015	5 683	37,35	6 572

On peut d'abord constater dans ce tableau que, depuis 10 ans, la consommation d'électricité par abonnement au Nunavik a diminué de plus de 10 % ce qui nous semble très significatif. Alors que la Régie s'inquiète du chauffage d'appoint pour éviter que la clientèle dépasse la limite de 30 kWh/jour, un simple calcul nous indique que cette limite représente 10 950 kWh par année et que la consommation effective historique est donc bien inférieure à cette valeur.

²⁴ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0011, HQD-2, Document 2, page 26.

Pour savoir si cette situation va persister, nous avons constitué le tableau suivant à partir de la prévision du Distributeur :

Tableau 6.2

Prévision de la consommation par abonnement au Nunavik²⁵

	Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles	Vente résidentiel et agricole	Ratio vente par abonnement
	No	GWh	kWh/Abbon
2016	5 920	37,54	6,34
2017	6 156	38,43	6,24
2018	6 393	39,62	6,20
2019	6 630	40,9	6,17
2020	6 867	42,35	6,17
2021	7 102	43,54	6,13
2022	7 333	44,85	6,12
2023	7 561	46,15	6,10
2024	7 785	47,59	6,11
2025	8 004	48,68	6,08
2026	8 219	49,91	6,07
Crois. annuelle moy.	3,30%	2,90%	

²⁵ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0011, HQD-2, Document 2, page 39.

Donc, à partir des données de ce tableau, il faut conclure que la qualité de service (que nous exprimons en termes de disponibilité du service et de volume disponible de consommation) va encore diminuer pendant au moins 10 ans. Il doit y avoir une limite sinon éventuellement il n'y aura plus de service électrique digne de ce nom au Nunavik. Cette situation est préoccupante et, pour faire une comparaison avec les autres réseaux autonomes, nous avons constitué le tableau suivant. Il s'agit de la consommation par abonnement en réseaux autonomes sans la contribution du Nunavik :

Tableau 6.3
 Consommation par abonnement
 Réseaux autonomes sans le Nunavik

Années	No abonnements résidentiel et agricole	Ventes résidentiel et agricole	Ratio
	No	Wh	kWh/abon
2006	8 841	130,76	14 790
2007	8 944	141,48	15 818
2008	9 425	144,42	15 323
2009	9 739	165,38	16 981
2010	9 831	154,93	15 759
2011	9 906	166,01	16 759
2012	9 997	167,19	16 724
2013	10 096	177,92	17 623
2014	10 138	177,84	17 542
2015	10 136	181,15	17 872

Ce tableau montre une consommation importante dans les réseaux autonomes autres que le Nunavik et cette consommation est en croissance (contrairement à celle au Nunavik où la consommation est en décroissance). De plus, la consommation des réseaux autonomes hors Nunavik se situe souvent dans la deuxième tranche des tarifs (puisque 30 kWh par jour pour 365 jours donne une consommation de 9650 kWh). La consommation de ces réseaux autonomes hors Nunavik est donc presque le double de la consommation en première tranche.

Pour faire une comparaison avec le réseau intégré, nous avons utilisé les données suivantes :

Tableau 6.4 Réseau intégré, consommation par abonnement		
No abonnements résidentiel et agricole	Ventes résidentiel et agricole	Ratio
No	GWh	kWh/abon.
3 556 000	63 320 000	17,81

Notes :

Le nombre d'abonnement est estimé à partir du nombre de compteurs domestiques proposés dans le suivi du projet LAD de septembre 2016.

Les ventes résidentielles et agricoles sont celles du dossier tarifaire 3980-2016.²⁶

On peut donc constater que la consommation par abonnement dans les réseaux autonomes autres que le Nunavik est identique à celle du réseau intégré et on peut donc conclure que leurs habitudes de consommation sont généralement les mêmes.

Pourtant, le Distributeur nous a indiqué dans sa preuve que la croissance des besoins en énergie et en puissance au Nunavik était très importante, ceci étant dû à la croissance démographique et nous indique parallèlement, par rapport au plan précédent, qu'il y aurait eu une révision à la baisse de la consommation unitaire comme nous venons de le constater.

Le Nunavik présente la croissance des besoins, tant en énergie qu'en puissance, la plus élevée de tous les territoires. À l'opposé, les Îles-de-la-Madeleine et la Basse-Côte-Nord ont les taux de croissance prévus les plus faibles sur la période du Plan. Cette divergence est essentiellement le reflet de croissances démographiques différentes.

De façon générale, par rapport au Plan d'approvisionnement 2014-2023, la prévision des besoins est revue à la baisse pour chacun des territoires. Ces écarts découlent de perspectives démographiques moins favorables ainsi que d'une révision à la baisse des consommations unitaires. Les écarts de prévision sont présentés à l'annexe 2D.²⁷

²⁶ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0018, HQD 4, Document 2, TABLEAU 5, page 12.

²⁷ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**, Dossier R-3986-2016, Pièce B-0010, HQD-2, Document 1, page 7.

6.3 LA CONTINUITÉ DE SERVICE EN RÉSEAUX AUTONOMES

En ce qui concerne la continuité de service et la qualité de l'onde, ce sujet a fait l'objet de la section 10 de notre rapport de la dernière cause tarifaire 2017-2018 du Distributeur (Dossier R-3980-2016). Nous citons ci-après les analyses et recommandations qui en découlent :

*En général les réseaux autonomes sont vulnérables à des pannes prolongées à cause de leur éloignement, lequel rend difficiles les interventions rapides. De plus, le fait que dans beaucoup de ces réseaux, il n'y ait pas d'opérateurs la nuit et qu'on opère alors avec un seul alternateur prolonge la durée des pannes (SAIDI). En contrepartie la structure concentrée des réseaux fait que la fréquence des pannes (SAIFI) devrait être plus faible. Les villages ne sont pas très étendus, il n'y a pas de ligne longue à l'exception des Iles de la Madeleine de sorte qu'il devrait y avoir moins de pannes dues à la foudre que dans des villages desservis par des lignes longue. De plus au nord du 53 e parallèle il y a peu de végétation qui soit susceptible de rentrer en contact avec les lignes de distribution.*²⁸

Pour confirmer ou infirmer cette analyse, nos clientes SE-AQLPA ont demandé (en question 1.21B de leur demande de renseignements no. 1 au présent dossier) que les données de l'indice de continuité (IC), de SAIFI et de SAIDI soit publiées pour chaque réseau autonome. Le Distributeur a omis de complètement répondre à cette demande, en ne fournissant que les données du réseau de Whapmagoostui-Kuujuarapik. Il ne nous a toujours pas été possible d'obtenir ces renseignements pour chaque réseau, malgré notre insistance.

Devant ces défauts de répondre du Distributeur nous reprenons notre recommandation à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur de publier de façon systématique les indices de qualité de service (I.C., SAIDI et SAIFI) dans chacun de ses réseaux autonomes, à chaque cause tarifaire, et d'en publier l'historique des dix dernières années.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-9

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de publier de façon systématique les indices de qualité de service (I.C., SAIDI et SAIFI) dans chacun de ses réseaux autonomes, à chaque cause tarifaire, et d'en publier l'historique des dix dernières années.

²⁸ Jean-Claude DESLAURIERS, Jacques FONTAINE avec la collaboration de Brigitte BLAIS pour SÉ-AQLPA, Dossier R-3980-2016, Pièce C-SÉ-AQLPA 0016, SÉ-AQLPA-1, Document 1.

6.4 LA QUALITÉ DE L'ONDE EN RÉSEAUX AUTONOMES

La problématique de la qualité de service en réseau autonome est sérieuse et elle est difficile à résoudre parce que ces réseaux sont très faibles, c'est à dire qu'ils ont une impédance élevée qui a pour effet de provoquer des tensions harmoniques importantes lorsque certaines charges produisent des courant harmoniques élevés ce qui se produit par exemple avec les alimentations de moteur à onduleurs.

Devant cette situation il est risqué d'imposer (comme le Distributeur le fait) aux soumissionnaires aux divers appels d'offres en électricité renouvelable que leur production permette au réseau d'accueil de respecter dorénavant les mêmes normes de qualité de service qu'en réseau intégré alors que le Distributeur ne les respecte pas lui-même.

6.5 LA PRISE EN COMPTE DE LA NÉCESSITÉ D'AMÉLIORER LA QUALITÉ DU SERVICE DES RÉSEAUX AUTONOMES AFIN DE NEUTRALISER CE COÛT DANS LA DÉTERMINATION DU COÛT ÉVITÉ

Il nous faut regretter que le Nunavik soit le parent pauvre des consommateurs d'électricité du Québec, à un point tel qu'il faut s'interroger sur les actions à prendre et surtout sur les risques économiques de toute solution potentielle.

Le Distributeur exige actuellement, par ses appels d'offres en réseaux autonomes, que les soumissionnaires résolvent les problèmes de qualité de service qui existent déjà dans ces réseaux.

Au présent rapport, nous avons soumis que la résolution de tels problèmes (comme elle doit être effectuée dans tous les cas indépendamment de ces appels d'offres) devrait en bonne partie être plutôt prise en charge par le Distributeur lui-même.

Mais si le Distributeur persiste malgré tout à exiger des soumissionnaires à ses appels d'offres en réseaux autonomes, de résoudre eux-mêmes ces problèmes de qualité de service, il devrait à tous le moins en être tenu compte dans les coûts évités, ceci afin de ne pas artificiellement conclure à la non rentabilité des projets soumis.

Depuis quelques 20 ans, le Distributeur a en effet toujours conclu à la non rentabilité des projets étudiés (en particulier les projets éoliens), rentabilité qu'il exige par ailleurs tel qu'indiqué au chapitre 2 du présent rapport.

Mais la rentabilité économique, telle que présentée par le Distributeur en minimisant les coûts évités, est un paradigme insoluble et inacceptable pour la société québécoise et les exigences et contraintes techniques imposés aux promoteurs ne font qu'empirer la situation.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-10

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur qu'il cesse d'exiger, par ses appels d'offres en réseaux autonomes, que les soumissionnaires résolvent les problèmes de qualité de service qui existent déjà dans ces réseaux. La résolution de tels problèmes (comme elle doit être effectuée dans tous les cas indépendamment de ces appels d'offres) devrait en bonne partie être plutôt prise en charge par le Distributeur lui-même.

Mais si le Distributeur persiste malgré tout à exiger des soumissionnaires à ses appels d'offres en réseaux autonomes, de résoudre eux-mêmes ces problèmes de qualité de service, il devrait à tous le moins en être tenu compte dans les coûts évités, ceci afin de ne pas artificiellement conclure à la non rentabilité des projets soumis. La rentabilité économique, telle que présentée par le Distributeur en minimisant les coûts évités, est un paradigme insoluble et inacceptable pour la société québécoise et les exigences et contraintes techniques imposés aux promoteurs ne font qu'empirer la situation.

7

L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE À SCHEFFERVILLE

7.1 INTRODUCTION

En analysant la cédule de projets d'appels de proposition du Distributeur, on peut constater que celui-ci ne prévoit pas faire d'appel de proposition dans le cas de Schefferville et si on regarde le bilan de puissance, on peut aussi constater que le critère 90 % (N-1) est respecté à cause des génératrices d'urgence.

7.2 LES GÉNÉRATRICES D'URGENCE À SCHEFFERVILLE

Il y a à Schefferville des génératrices d'urgence depuis plusieurs années, au moins depuis 2006 lorsque l'alternateur no 3 de la centrale Mehinek est tombé en panne et que le Distributeur a installé celles-ci pour assurer la garantie en puissance à la pointe. La centrale de Mehinek est équipée de deux groupes de 4,4 MW et d'un groupe de 8,4 MW pour un total de 17,2 MW. La puissance hydroélectrique garantie est donc de 7,56 MW (90 % de N-1) alors que la pointe prévue pour 2017 est de 10,98 MW. A Schefferville les génératrices diesel sont donc indispensables en réserve dans l'éventualité où le groupe le plus puissant tombe en panne prolongée.

Au Nunavik, le Distributeur a ajouté plusieurs génératrices d'urgence pour assurer la garantie en puissance de sorte que la situation peut devenir problématique. Pour nous rassurer et pour informer la Régie, nous avons constitué le tableau historique suivant sur les coûts et la consommation de carburants dédiée aux génératrices d'urgence.

Tableau 7.1: Historique de la consommation de carburant pour les génératrices d'urgence ²⁹

Année	Mazout R.A.			Mazout Diesel urgence		Location et entretien
	M\$	L	\$/litre	M\$	L	M\$
2017 prévus	68,9	78,7	0,875	2	3	4,5
2016 de base	61,1	77,9	0,784	2,5	3	4,4
2015	72,4	77,6	0,933	1,2	1,7	4,8
2014	82,3	76,5	1,076	2,9	2,7	3,5
2013	77,3	72,9	1,060	3,3	3,1	3,8
2012	74,4	71,5	1,041	1,8	1,9	4,6
2011	63,4	70,7	0,897	2,1	2,3	5,7
2010	54,7	66,3	0,825	2	2,7	6,1
2009	74,5	68,8	1,083	1,3	2,1	5,6

Ce tableau nous indique que depuis 2009 les coûts de location et le volume de consommation de carburant n'ont pas augmenté, de sorte que l'on peut conclure que la plupart du temps ces génératrices restent en réserve de puissance et ne sont que peu utilisées.

La situation pour le moment semble sous contrôle en particulier à Schefferville mais dans l'éventualité où un bris important à la plus grosse génératrice surviendrait ou qu'un dommage important à la centrale Mehinek se répète, il serait sage de regarder quels seraient les scénarios alternatifs possibles. En 2006 le Distributeur, dans la justification du projet d'investissement du dossier R-3602-2006 (Projet de prise en charge de l'alimentation électrique de la région de Schefferville) avait regardé certaines alternatives comme l'énergie éolienne et la biomasse pour conclure que l'énergie de la centrale Mehinek était la plus économique. Dans le contexte actuel il vaut la peine de revoir ces alternatives.

²⁹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossiers des causes tarifaires, Document AUTRES CHARGES, tableau 2, détail des coûts et des volumes de combustible.

7.3 L'ÉNERGIE ÉOLIENNE DANS LA RÉGION DE SCHEFFERVILLE

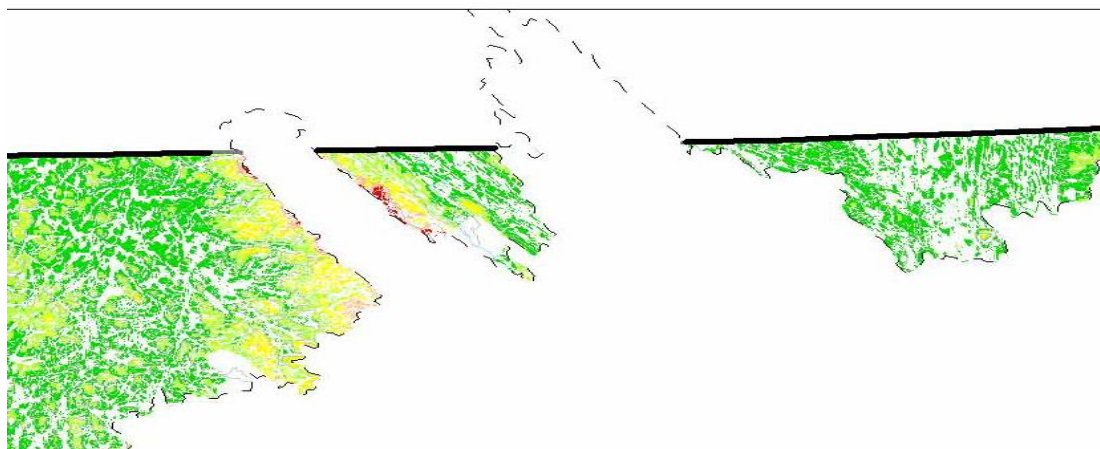
En 2006, le Distributeur avait évacué rapidement la question éolienne ³⁰ de la façon suivante

7.5 Parc éolien

Vu la nature intermittente du vent, l'énergie éolienne doit obligatoirement être couplée à une autre source pouvant offrir puissance et énergie en tout temps. Dans le cas de Schefferville, aucune telle source n'existe, hormis la centrale de Menihék. L'approvisionnement en énergie éolienne nécessiterait donc obligatoirement (i) la construction d'une centrale thermique ou (ii) un contrat d'intégration de l'électricité de source éolienne avec NLH. ³¹

Il est tout de même utile de regarder les possibilités éoliennes à Schefferville d'autant plus qu'une centrale hydroélectrique est l'outil tout désigné pour faire l'équilibrage éolien.

La carte suivante montre que, exactement à l'endroit de Schefferville (point rouge sur la carte), il y a des zones de première force pour du développement éolien puisque ce point rouge correspond à une ressource éolienne de plus de 9 m/s ce qui est considérable.



³⁰ **RAPPORT HÉLIMAX**,
https://mern.gouv.qc.ca/publications/energie/eolien/vitesses_micro_65m_QC.pdf .

³¹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier 3602-2006, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, Révisé : 2006-05-31, page 32.

Comme nous avons vu dans la section précédente, pour être rentable, l'énergie éolienne doit être d'envergure avec plusieurs machines et des infrastructures qui ne sont pas trop dispendieuses. Cette ressource éolienne pourrait devenir intéressante dans l'éventualité où la centrale Mehinek ne pourrait plus suffire à alimenter toutes les charges de la région, charges de nature minière qui peuvent être très variable.

7.4 LA BIOMASSE À SCHEFFERVILLE

Dans son analyse des alternatives à la centrale Mehinek, le Distributeur avait considéré la possibilité de faire une centrale à biomasse delà façon suivante:

En 2003, le Distributeur a reçu une offre de la part d'un promoteur qui se disait prêt à construire et exploiter une centrale thermique à la biomasse forestière. Selon une évaluation du Distributeur, cette offre entraînait un coût de l'ordre de 20 ¢/kWh (annuité croissante), incluant un coût variable de 4 ¢/kWh qui aurait évolué en fonction du prix des combustibles. Outre son coût élevé, cette solution comporte de nombreux inconvénients. Ainsi, l'alimentation en biomasse reposerait en partie sur du transport de résidus forestiers depuis l'extérieur de la région. Enfin, l'installation proposée était constituée de deux centrales de 5 MW, à la biomasse forestière, et de deux groupes électrogènes diesel de 2,5 MW chacun. Les inconvénients environnementaux auraient été grosso modo ceux d'une centrale diesel.³²

Regardons cette évaluation du distributeur. Nous avons fait un exercice avec le logiciel RETScreen pour une centrale biomasse avec un coût de capitalisation de 6000 \$/kW et un coût d'opération de 600 000 \$/année. Nous avons obtenu un coût de 14,5 ¢/kWh ce qui est bien inférieur à l'évaluation du Distributeur sans tenir compte du coût du combustible.

Schefferville se situe au nord du 53^e parallèle de sorte que la végétation y est assez rare mais par contre il y a un train qui voyage régulièrement pour acheminer le minerai jusqu'à la Côte-Nord. À chaque voyage, ce train revient à Schefferville vide de sorte qu'il est pensable de l'utiliser pour le transport de la biomasse à très peu de frais.

³² HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier 3602-2006, Pièce B-1, HQD-2, Document 1, Révisé : 2006-05-31, page 31.

Pour nous en convaincre nous avons fait une étude très sommaire avec le logiciel RETScreen qui nous a donné les résultats qui sont montrés au tableau suivant :

Tableau: Étude de sensibilité au prix du combustible

Caractéristique du projet de production biomasse		
Capacité	Coût construction	Coût opération/année
4000kW	6000\$/kW	600 K\$
Prix de vente de l'énergie 220\$/MWh		
RÉSULTATS		
Coût du combustible	VAN	Coût de production
\$/Tonne	M\$	¢/kWh
0	3,4	14,6
20	1,5	17,6
50	-1,3	22,1

Ce résultat montre donc qu'il y a des possibilités de faire de la biomasse de façon intéressante à Schefferville surtout si le prix de vente inclut un prix pour la garantie en puissance, ce qui éliminerait complètement le recours aux génératrices d'urgence. Évidemment la production hydroélectrique de Mehinek est moins dispendieuse puisqu'elle était évaluée à 120 \$/MWh par le Distributeur et que les nouveaux investissements du Distributeur (qui sont importants) ne changent pas cette valeur, comme SE-AQLPA l'a démontré dans son rapport auquel nous avons participé dans la dernière cause tarifaire :

*En nous basant sur la prévision de la demande 2013 à 2023 du Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur nous déterminons que le coût unitaire des investissements y est de l'ordre de 11,4 ¢/kWh Ce calcul est évidemment approximatif puisque la durée de vie des investissements est, pour une centrale hydroélectrique, passablement longue.*³³

Au moment où la centrale Menihék ne suffira plus (soit par un bris majeur ou par un dépassement de sa capacité), les scénarios éoliens et biomassiques offrent donc des alternatives intéressantes et certainement meilleures que ce que le Distributeur a montré dans le dossier R-3602-2006.

En conclusion, il faut retenir que les énergie éoliennes et biomasses offrent des possibilités, à Schefferville, qu'il ne faut pas négliger même si l'usage des génératrices d'urgence comme

³³ **Jean-Claude DESLAURIERS, Jacques FONTAINE avec la collaboration de Brigitte BLAIS pour SÉ-AQLPA**, Dossier R-3980-2016, Pièce C-SÉ-AQLPA 0016, SÉ-AQLPA-1, Document 1, page 25.

moyen de respecter la fiabilité en puissance semble adéquat. Cependant nous avons des réserves qui sont basées sur le fait que ces génératrices d'urgence sont toujours utilisées et qu'il n'y a aucune année, jusqu'à présent, où elles n'ont pas été utilisées. Il ne peut pas y avoir des urgences tout le temps, de sorte que la Régie doit surveiller cette situation pour éviter l'abus de l'usage de ces génératrices mobiles qui sont moins efficaces et plus polluantes.

Pour assurer une surveillance adéquate, il faudrait effectuer un suivi annuel de chaque génératrice à incluant leur localisation, leur fonction, leur nombre d'heure de fonctionnement et leur consommation de carburant.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-11

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de demander au Distributeur de publier chaque année pour chaque réseau autonome les caractéristiques de fonctionnement des génératrices d'urgence ainsi que les coûts d'opération incluant l'amortissement, l'exploitation, l'entretien et le combustible.

RECOMMANDATION NUMÉRO 2-12

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur de développer une stratégie de remplacement des génératrices d'urgence en réseaux autonomes par des sources de production électrique renouvelable.

8

CONCLUSION

Nous invitons donc respectueusement la Régie de l'énergie à accueillir nos recommandations énoncées aux présentes, lesquelles sont reproduites au sommaire au début du présent rapport.
