

RENEWABLE POWER GENERATION IN REMOTE OFF-GRID NETWORK COMMUNITIES

(Note: La version française est en page 8 – Annexes are after the French version).

Nimschu-Iskudow Inc. was created by the Whapmagoostui First Nation community to provide an optimized technico-economic renewable energy solution to the existing Hydro-Québec diesel power generating station.

Since 2011, the CREE community of Whapmagoostui began discussions with Hydro-Québec to find a renewable alternative to the diesel fuelled power plant. From the Whapmagoostui community perspective, in the last few years, we have not been given a fair process under the last energy policy to introduce a renewable energy solution. We had to address some of our concerns directly to the Régie de l'énergie du Québec (Québec Energy Board) in order to change the process to include a meaningful participation process for our community as well as for all other communities of the province of Quebec electrified by an off-grid network.

We are extremely concerned about some influential government processes that may favor a non-renewable energy source over others renewable sources. Also, we have to make sure that the control systems of these remote networks will be modified accordingly to enable the optimized integration of various renewable energy sources. It should also be adaptable and compatible with future new technologies. And, finally, this new energy policy must guarantee the empowerment of the communities, not of the one of the other stakeholders.

We are introducing this open letter to share our experience and views on what could be integrated in the new energy policy to ensure that remote renewable energy solutions will respect the traditional CREE way of life in conjunction with the James Bay and Northern Quebec Agreement, to maximize the social and economic benefits by empowering the communities to offer a sustainable energy solution.

Fair and equitable criteria

Various criteria should guide the choice of an energy solution for remote communities out of reach of an integrated electrical network (off-grid).

- **Cost effectiveness**

Quebecers subsidize the use of diesel in off-grid communities. An alternative solution should have economic benefits. Unfortunately, the value of discounted avoided costs that Hydro-Québec uses to calculate its rate base was underestimated previous to 2014, thus rendering all renewable energy

project alternatives as non-profitable. So it's not that the projects were not profitable, it's rather the scale used for evaluating them that was inaccurate.

Moreover, we wish to point out errors on the Table 4.4 of page 38 of the commission consultation document that should correspond to the 2013 avoided cost table of Hydro Quebec's off-grid networks 2014-2023 Supply Plan. You will find in Appendix A, a corrected table, where:

- The first column is the total unit cost per village in ¢/ kWh
- The 2nd column is the operation and maintenance unit cost in ¢/ kWh
- The reference is good but it should be noted that this is page 74 of 86

The Energy Commission should consider the use of the new avoided cost data for the year 2014, as shown in Table II below from the Québec Energy Board's decision (File R-3905-2014, Decision D-2014-018, paragraph 450, page 113) rather than the 2013 one.

TABLEAU 11
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES –
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2014

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/KW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité Total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	22,04	200	54%	4,27	26,31
Nunavik					
Akulivik	53,48	900	56%	18,23	71,71
Aupaluk	56,47	900	59%	17,56	74,03
Inukjuak	46,80	900	62%	18,81	65,61
Nujivik	59,98	900	56%	18,50	78,48
Kangiqsualujuaq	57,14	900	58%	17,60	74,74
Kangiqsujuaq	52,52	900	61%	16,81	69,33
Kangirsuk	53,06	900	58%	17,70	70,76
Kuujuuaq	49,87	900	62%	18,70	68,57
Kuujuarapik	47,62	900	65%	15,92	63,53
Puvimituk	47,03	900	64%	16,00	63,02
Quaqtaq	60,40	900	60%	17,03	77,42
Salluit	46,96	900	63%	16,27	63,24
Tasiujaq	55,86	900	59%	17,54	73,40
Umiujaq	54,57	900	57%	17,92	72,50
Basse-Cote-Nord					
La Romaine	34,09	765	45%	19,55	53,64
Port-Menier	36,70	765	46%	19,17	55,87
Haute Mauricie					
Clova	40,12	765	42%	20,74	60,85
Opitciwan	32,42	765	46%	19,02	51,43
Schefferville					
Schefferville	2,35	145	50%	3,29	5,64

Source : Pièce B-0018, p. 8.

Reference: Page 113 of Decision D-2015-018, R-3905-2014-A-0075 folder in paragraph 450.

We are also pointing out the fact that the Québec Energy Board, in the same decision on page 117, made it clear that even the avoided costs in 2014 were inadequate, i.e. underestimated.

[465] The Board asks the Distributor to submit expert evidence on the establishment of the avoided costs for energy and power for off-grid systems in the next rate case. A working group presentation, bringing together stakeholders and members of the Board's staff to rend the results, will be held after the filing of the next rate case.

Hydro-Québec must submit for the next rate case a new and fair proposal. The Québec Energy Board has even strongly suggested to engage an outside expert to perform an independent study (Section 461 and 462, page 118 of the decision).

[461] The methodology for assessing avoided costs and their purpose must be reassessed and the Board considers that the use of an expert would be appropriate to do so.

[462] In addition to the considerations set above, this expert report must also verify whether the concept of the marginal avoided unit cost commonly used for the integrated network, is appropriate for remote networks (Réseaux Autonomes). In effect, the addition of power capacity is decided not because of a lack of the actual production capacity, but because of a lack of spare capacity, which no longer meets the Hydro-Québec network rule defined by the guaranteed power supply criterion. The power capacity additions are therefore made in increments over time. The methodology for determining avoided costs and their purpose must be reassessed and the Board considers that the use of an expert would be appropriate to do so.

- **Assess accurately the energy needs of the communities**

A load forecast integrating the benefits of energy efficiency programs, as discussed at the consultation meeting of February 13th, 2015, of the Energy Commission and the important demographic growth in the Northern communities must be taken into account. In Whapmagoostui, we have a housing need of around 300 homes. We found that the Distributor does not fully account for the increase of the community's housing needs in its evaluation of load forecast, which was part of the 2014-2023 Supply Plan ¹ that was submitted to the Québec Energy Board. The Distributor has in fact rather reevaluated energy needs to a lower level. Quality of services issues is

¹ R-3864-2014, part B-010, page 50, TABLEAU 2C-3.9 PRÉVISION DE LA DEMANDE - KUUJJUARAPIK

also important (eg, outages are very common in our communities) and must be taken into account in meeting energy and power requirements of the communities.

- **Contribution to the economic development of our community**

Neither the wind nor the gas industries, that are proposing alternative energy solutions for our communities, are considering the economic impact on our communities. During our presentation at the wind industry conference in June 2012 in Gaspé, Québec, we challenged the renewable energy industry to offer us a solution to address the problem of extreme unemployment and non-employability in our communities - of which more than 50% is composed of our young people. What are the proposals to create local jobs in our communities from the non-renewable solution providers? What proposals exist to train our young people to learn about new technologies? What alternative economic activities are proposed to replace the sole transportation activity of the current diesel fuelled power plants? Instead, reaching for and transporting biomass from the same region is a much better solution to create jobs and economic growth. These changes should be beneficial to all stakeholders. The Kuujjuarapik Inuit community with whom we share our territory is also very concerned about these issues.

- **Environmentally acceptable and enhancing**

Our community life is directly impacted by climate change. The results of the impact studies that we conducted for our project differs from those made 20 years earlier by Hydro-Québec for the Great Whale's project. The biodiversity of our territory is changing. For example, we discovered that there now exist bats in Whapmagoostui and the moose population is growing due to the effects of global warming. This should be taken into account in the wind turbine power supply proposal. A reduction of only 20% of CO2 emissions through conversion to natural gas is clearly insufficient to address the effects of climate change affecting Whapmagoostui. The recent diesel spill at Hydro-Québec's Îles-de-la-Madeleine power plant is also of great concern to our community. The Northern Development is increasing fossil fuel volumes to be transported, without concrete measures to limit the risks. Both the risk of contamination by spills or explosions should be addressed. An incident like the Lac Mégantic in the far north would be catastrophic and would have even greater detrimental effects on the environment and this doesn't even take into account that it would also cost more to the Québec taxpayers. This also stands for any future liquefied natural gas (LNG) option. We are therefore very worried about the fact that under the new budget for the Plan Nord endeavor a committee will be set up to exempt LNG from the environmental impact process (reference in Appendix B). Does this contravene the James Bay and Northern Quebec Agreement? Is this energy policy announced in the new Québec budget approved before this Energy Commission's report is

even undertaken? Moreover, such exemption would provide an unfair economical advantage to LNG projects rendering renewable energy solution uncompetitive since they would most likely have to include impact assessment in project's costs

Since Hydro-Québec took over the responsibility of supplying power to Northern remote communities, only diesel and hydropower projects have been indicated to us as economically viable. This is not an acceptable solution considering the renewable technology available in the present day market.

Liquefied natural gas option

The LNG option is discussed in the consultation blog (reference in Appendix C) seems to be favored by some stakeholders. When we hear the President of the World Energy Council report last week in a presentation of CORIM saying that only one thing is sure: the Council's forecast on future gas prices will not be accurate; therefore, it seems to us unwise to consider only a single source of non-intermittent energy such as liquefied natural gas. Long-term prices of LNG are not addressed in the mandate of the committee given in the Plan Nord section of the latest Québec Government budget (reference in Appendix B).

We suggest the government to diversify the energy supply sources in the North, and not to be limited to one or two unique sources. What will happen when the price of LNG increases and an important infrastructure for the distribution of LNG have been put in place (and financed through public money of the "Capital Mines Hydrocarbures" fund)? Will we be at a mercy of a new cartel? Will a new LNG upward price crisis just serve to justify the northern exploitation of new gas resources or shale gas?

Remote network control systems

Another important issue concerns the control systems for the reliable operation of autonomous remote power networks in integrating renewable energy sources. Systems currently in place should be modified to facilitate the integration at the lowest cost of the renewable energy sources available. A new policy should also order Hydro-Québec to carry out pilot projects to evaluate these. It is one thing to sell power to the large integrated electrical network but a completely different and difficult one to supply power to a remote community with equivalent guarantees and reliability.

Empowerment of the community

In all the discussions we had with Hydro-Québec about our project, the distributor has continually and exclusively addressed the question of profitability and retaining their control over the proposed solution. They refuse to deal with the other criteria that are important to the community's social and economic future. This approach contradicts completely with for instance, the call for tenders for undertaking 450 MW of new wind power supply and in contradiction with the decisions of the Québec Energy Board on evaluation criteria for all long-term calls for tenders for the integrated network, which retains as a major criterion, "sustainable development". This is illustrated in Appendix D. Economic benefits to remote communities of the North must be added. Community control over the process must be included in the policy, it is not an Energy project that will feed an interconnected grid with North American Electric Reliability Corporation (NERC) issues: these are Energy Projects with grids with Northern community issues.

Unfortunately, the assistance programs for renewable energy projects arising from the last energy policy have not benefited our remote communities projects. Only mining projects, such as the project of the Raglan mine were able to access funding and grants from the Quebec programs. However, the future structure of remote power grids power purchase agreements will play a very important role in successful financial undertakings. As stated above, the requirements for guaranteed firm power and the inherent risks are very different from those of an integrated network. Discussions on a new pricing structure as part of your consultation process should also integrate these important issues.

We reiterate the proposals we submitted via the GRAME as part of the 2014-2023 Hydro-Québec Distribution supply plan submitted to Québec's Energy Board file R-3864-2013-A-0065 (see Appendix E). One of them, the Alaskan communities' process, which was very successful to introduce renewable technology to the north, was retained by the Québec Energy Board in paragraph 160 of its decision D-2014-013, file R-3864-2013-A-0065. In this approach, the communities are selecting their project and submitting them for approval to the electricity distributor and not the reverse as it is in the case of the integrated network where Hydro-Québec controls the requests for proposals for renewable energy projects. The selected process shall empower the communities, not Hydro-Québec or the mining companies.

In conclusion, we propose that the new energy policy will recommend:

- The relinquishing of the diesel fuelled option;
- A process to evaluate renewable energy solutions where communities will take part, as key stakeholder, in the decision making process with the use of fair and equitable criteria;
- The undertaking of projects involving innovative control systems to integrate and optimize power generation from various available energy sources as liquefied natural gas, small hydro, biomass, wind, photovoltaic and solar thermal energy, hydrogen, wind power, including storage technologies;
- Means to offer an innovative rate base framework to facilitate the financing of these off-grid projects in remote communities.
- Ensure that the James Bay and Northern Quebec Agreement treaty is respected and all environmental process are reviewed before any policy is announced.

We also invite you to make your comments on our Facebook site, <https://www.facebook.com/Nimschu.Iskudow>, especially companies that have technological solutions that would meet our challenge as stated above.

We end by quoting Naomi Klein's latest book², we hope that we will be able to say about that New Energy Policy: "**this changes everything**" and that we will have a renewable energy solution in the short and long-term for our community and that of all the other remote communities of Québec.

Matthew Mukash
President
Nimschu Iskudow Inc.

² *This changes everything*, Naomi Klein, 2014 – A book where we learn: We have been told it's impossible to get off fossil fuels when in fact we know exactly how to do it

PRODUCTION D'ÉNERGIE RENEUVELABLE DANS LES COMMUNAUTÉS SITUÉES EN RÉSEAUX AUTONOMES

Nimschu-Isukudow Inc. est une société qui a été créée par la communauté crie de Whapmagoostui afin de proposer une solution technico-économique optimisée d'énergie renouvelable à la centrale diesel existante d'Hydro-Québec.

Depuis 2011, la communauté crie de Whapmagoostui entretient des discussions avec Hydro-Québec afin de trouver une alternative d'énergie renouvelable à la centrale alimentée au diesel. Du point de vue de la communauté de Whapmagoostui, au cours des dernières années, la politique énergétique précédente ne nous a pas donné un processus équitable nous permettant d'introduire dans notre communauté une solution d'énergie renouvelable. Nous avons été dans l'obligation de nous adresser à la Régie de l'énergie afin qu'un processus de participation significatif soit instauré pour notre communauté ainsi que pour toutes les autres communautés éloignées du Québec alimentées en électricité par un réseau autonome.

Nous sommes extrêmement concerné par différentes influences gouvernementales qui favoriseraient des sources d'énergie non-renouvelable au détriment des autres sources renouvelables. De plus, il est primordial de s'assurer que les systèmes de contrôle de ces réseaux autonomes soient modifiés afin de permettre l'intégration optimisée de différentes sources d'énergie renouvelable.

Nous présentons la présente lettre ouverte afin de partager notre expérience ainsi que nos vues sur ce que devrait contenir la nouvelle politique énergétique afin de s'assurer que les solutions d'énergie renouvelable pour les réseaux autonomes respectera le mode de vie traditionnel cri en conjonction avec les dispositions de la Convention de la Baie James et du nord québécois, afin de maximiser les bénéfices économiques en habilitant les communautés à offrir une solution énergétique durable.

Critères justes et équitables

Divers critères devraient guider le choix d'une solution énergétique pour les communautés situés hors du réseau intégré ou en réseaux autonomes;

- **Rentable économiquement**

Les Québécois subventionnent l'utilisation du diesel dans les communautés en réseaux autonomes. Une solution alternative devrait présenter des avantages économiques. Malheureusement, la valeur des coûts évités actualisée qu'Hydro-Québec utilise pour calculer ses tarifs de références ou 'coûts évités' était sous-estimée dans les demandes tarifaires antérieures à 2014, faisant en sorte que tous les projets d'énergie renouvelables étudiés

dans le cadre de la dernière politique énergétique étaient automatiquement qualifiés de non-rentable. Donc, ce n'est pas que les projets n'étaient pas rentables, mais plutôt que le barème utilisé pour l'évaluation de ces derniers était erroné.

D'ailleurs, nous désirons attirer votre attention sur les erreurs au tableau 4.4 de la page 38 du document de consultation de la commission qui devrait correspondre au tableau 2013 des coûts évités du Plan d'approvisionnement 2014-2023 des réseaux autonomes d'Hydro-Québec. Vous trouvez en annexe A un tableau corrigé ou:

- La 1^{ère} première colonne est le prix total par village en c/kWh
- La 2^{ième} colonne est le prix opération et entretien en c/kWh
- La référence est bonne mais il faut préciser que c'est la page 74 de 86

Nous recommandons que la commission utilise les nouvelles données des coûts évités par réseaux autonomes pour l'année 2014, telles qu'illustrées au tableau 11 de la décision de la Régie de l'énergie (Dossier R-3905-2014, Décision D-2014- 018, paragraphe 450, page 113), plutôt que celui de 2013 (Tableau 4.4) qui a été utilisé.

TABLEAU 11
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES –
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2014

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité Total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	22,04	200	54%	4,27	26,31
Nunavik					
Akulivik	53,48	900	56%	18,23	71,71
Aupaluk	56,47	900	50%	17,56	74,03
Inukjuak	46,60	900	62%	16,61	63,21
Iujivik	59,98	900	56%	18,50	78,49
Kangirsualujuaq	57,14	900	58%	17,60	74,74
Kangirsujuaq	52,52	900	61%	16,81	69,33
Kangirsuk	53,06	900	58%	17,70	70,76
Kuujuuaq	49,87	900	62%	16,70	66,57
Kuujuuarapik	47,62	900	65%	15,92	63,53
Puvimutuk	47,03	900	64%	16,00	63,02
Quaqtaq	60,40	900	60%	17,03	77,42
Salluit	46,96	900	63%	16,27	63,24
Tasiujaq	55,86	900	59%	17,54	73,40
Umiujaq	54,57	900	57%	17,92	72,50
Basse-Côte-Nord					
La Romaine	34,09	765	45%	19,55	53,64
Port-Menier	36,70	765	48%	19,17	55,87
Haute Mauricie					
Clova	40,12	765	42%	20,74	60,85
Opitciwan	32,42	765	46%	19,02	51,43
Schefferville					
Schefferville	2,35	145	50%	3,29	5,64

Source : Pièce B-0018, p. 8.

Reference : Page 113, de la décision D-2015-018, dossier R-3905-2014-A-0075 au paragraphe 450.

De plus, il faut prendre en note que même ces chiffres de 2014 sont aussi sous estimés, en effet, la Régie de l'Énergie dans cette même décision en page 117 a clairement indiquée que même les coûts évités de 2014 étaient inadéquats.

[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.

Hydro-Québec doit donc présenter pour la prochaine cause tarifaire une nouvelle proposition plus juste. La Régie a même fortement suggéré de confier une étude indépendante à un expert extérieur (Paragraphe 461 et 462, page 118 de la même décision).

[461] La méthodologie d'établissement des coûts évités et leur finalité doivent être réévaluées et la Régie considère que le recours à un expert serait approprié pour ce faire.

[462] En plus des considérations exposées précédemment, ce rapport d'expert devra aussi vérifier si la notion de coût évité unitaire à la marge, communément acceptée en réseau intégré, est appropriée dans les RA. En effet, les ajouts de puissance y sont décidés non pas à cause d'une insuffisance de la capacité réelle de production, mais à cause d'un manque de capacité de réserve qui ne respecte plus le critère de puissance garantie. Les ajouts de puissance se font donc par incréments de capacités importantes, à l'échelle de ces réseaux, et espacés dans le temps. La méthodologie d'établissement des coûts évités et leur finalité doivent être réévaluées et la Régie considère que le recours à un expert serait approprié pour ce faire.

- **Évaluer correctement les besoins en énergie des communautés**

Une prévision de la demande intégrant tant les effets bénéfiques des programmes d'efficacité énergétique discutés lors de la session de consultation du 13 février 2015 que la croissance démographique importante des communautés Nordiques doivent être considérés; nous avons un besoin d'environ 300 logements à Whapmagoostui. Par ailleurs, nous avons constaté que le Distributeur ne tient pas compte de l'augmentation du parc de logement de notre communauté lors de l'évaluation des scénarios de prévision de la demande dans son Plan

d'approvisionnement 2014-2023 déposé à la Régie de l'énergie¹. Le Distributeur en a plutôt réévalué à la baisse les besoins en énergie. Les enjeux de la qualité du service sont importants (par exemple, les pannes sont très fréquentes dans nos communautés) et doivent être pris en compte dans l'étude des moyens à mettre en place pour rencontrer la demande en énergie et puissance de ces communautés.

- **Contribuer au développement économique de notre communauté**

Tant l'industrie éolienne que gazière, qui se proposent comme solution alternatives pour nos communautés, ne présentent pas de solution pour notre développement économique. Tel que nous l'avions présenté au congrès de l'industrie éolienne en juin 2012 en Gaspésie, nous avons demandé à l'industrie de l'énergie renouvelable québécoise de nous proposer une solution pour adresser la problématique du taux extrême de chômage et non employabilité de nos communautés - plus de 50% chez nos jeunes. Quelles sont les propositions pour créer des emplois locaux dans nos communautés? Quelles sont les propositions pour former nos jeunes à ces nouvelles technologies? Quelles sont les activités économiques alternatives proposées pour remplacer l'activité actuelle du transport du diesel? Le transport de la biomasse, avec un volume équivalent à deux fois plus que le diesel, semble une avenue intéressante dans la mesure où la biomasse proviendrait de la même région et qu'il s'agirait là d'une bien meilleure solution pour créer de l'emploi et favoriser la croissance économique de nos communautés. Ces changements doivent présenter des avantages pour toutes les parties prenantes. La communauté Inuit de Kuujjuarapik avec qui nous partageons notre territoire, est aussi très préoccupée par ces enjeux.

- **Environnementalement acceptable**

Notre communauté vit directement les effets des changements climatiques. Les résultats des études d'impact que nous avons réalisé dernièrement à Whapmagoostui diffèrent grandement de celles réalisées 20 ans plus tôt par Hydro-Québec pour le projet de la Grande Baleine. La biodiversité de notre territoire change. Par exemple, nous avons découvert qu'il y a maintenant des chauves souris à Whapmagoostui et que la population d'originaux augmente à cause des effets du réchauffement climatique et, il faut tenir compte des solutions éoliennes proposées. Une réduction de seulement 20% des émissions de CO² par une conversion au gaz naturel sera nettement insuffisante pour contrôler les effets des changements climatiques qui affectent Whapmagoostui. Le récent déversement relié à la centrale diesel d'Hydro-Québec aux Îles-de-la-Madeleine préoccupe aussi beaucoup notre communauté. Le développement nordique ne fait qu'augmenter les

¹ R-3864-2014, Pièce B-010, page 50, TABLEAU 2C-3.9 PRÉVISION DE LA DEMANDE - KUUJJUARAPIK

volumes de combustible fossile à transporter, sans mesures concrètes pour en limiter les risques. Tant les risques de contamination par déversement que d'explosion doivent être adressés. Un incident comme celui du Lac Mégantic dans le grand nord serait catastrophique et causerait un dommage environnemental encore plus important sans tenir compte qu'il en coûterait encore plus cher au contribuable Québécois. Il en irait de même si l'option de Gaz Naturel Liquide (GNL) était retenue dans le futur. Nous sommes également très inquiets que dans la section Plan Nord de son nouveau budget, le gouvernement du Québec met en place un comité chargé d'exempter le Gaz Naturel Liquide (GNL) du processus d'étude d'impact environnemental (en Annexe B). Est-ce que la politique sur l'énergie annoncée pour le Nord est déjà décidée avant même la publication du rapport de la commission? De plus, une telle exemption donnerait un avantage économique injuste aux projets GNL rendant ainsi les solutions d'énergie renouvelable non-compétitives à cause du coût additionnel relié à une étude d'impact environnementale

Depuis qu'Hydro-Québec a pris en charge la responsabilité de fournir l'énergie aux communautés nordiques éloignées, seul le diésel et les grands barrages nous ont été présentés comme des solutions viables économiquement. Il ne s'agit pas là d'une solution acceptable considérant les technologies d'énergie renouvelable disponibles aujourd'hui sur le marché.

L'option du gaz naturel liquide

L'option GNL, discutée dans le blogue de consultation (en Annexe C), semble être privilégié par certains intervenants. Quand on entend la Présidente du Conseil mondiale de l'énergie déclarer, la semaine dernière à une présentation du CORIM, qu'une seule chose est sûre: les prévisions du Conseil sur le futur du prix du gaz ne seront pas exactes; ainsi, ils nous semblent imprudent de considérer une source unique d'énergie non-intermittente comme le gaz liquéfié. Les prix à long terme de GNL ne sont pas abordés dans le mandat du comité figurant dans la section du Plan Nord du dernier budget du gouvernement du Québec (référence à l'Annexe B).

Nous encourageons donc le gouvernement à diversifier les sources d'approvisionnement en énergie dans le Grand Nord et, surtout, à ne pas se limiter à une ou deux sources uniques. Qu'arrivera-t-il quand les prix du gaz remonteront et qu'une infrastructure importante pour la distribution du gaz aura été mise en place (et financée par les fonds publics du fonds Capital Mines Hydrocarbures)? Serons nous à la merci de ce nouveau cartel? Une nouvelle crise émanant de la hausse du prix du gaz servira-t-elle à justifier l'exploration nordique de nouvelles ressources gazières ou encore de gaz de schiste?

Les systèmes de contrôle des réseaux autonomes

Un autre enjeu important concerne les réseaux autonomes: des systèmes de contrôle pour la conduite des réseaux autonomes qui permettent d'intégrer le plus d'énergie renouvelable possible. Les systèmes actuellement en place devront être modifiés pour permettent l'intégration facile de plusieurs sources d'énergie renouvelables disponibles à moindre coût. Une nouvelle politique devrait aussi commander Hydro-Québec à réaliser des projets pilotes pour évaluer ces derniers. Vendre de l'énergie à un vaste réseau de distribution intégré, c'est une chose, mais il est beaucoup plus difficile de fournir de l'énergie à un réseau autonome éloigné en offrant une garantie de fiabilité équivalente.

Habilitation de la Communauté

Dans toutes les discussions que nous avons eu avec Hydro-Québec concernant notre projet, Hydro-Québec a continuellement et exclusivement abordé la question de rentabilité et se refuse à aborder les autres critères qui sont importants pour la communauté quant à son avenir social et économique. Cette approche est en contradiction avec par exemple le décret sur l'appel d'offre de 450 MW éolien et en contradiction avec les décisions de la Régie concernant les critères de sélection pour tous les appels d'offres de long terme sur le réseau intégré, qui retient un critère de développement durable, comme on peut le voir à l'annexe D. La politique énergétique doit adresser à la fois la partie de la rentabilité économique, la partie des enjeux des énergies renouvelables et surtout les enjeux des retombées économiques pour les communautés locales nordiques. Il est essentiel de comprendre la particularité des réseaux autonomes éloignés et de ne pas traiter les projets comme des projets du réseau intégré qui fournissent de l'énergie via une interconnexion selon les standards établis par le NERC (North American Electricity Reliability Corporation).

Malheureusement, les programmes d'aide aux projets d'énergies renouvelables découlant de la dernière politique énergétique n'ont pas bénéficiés aux projets de production d'énergies renouvelables dans nos communautés. Seuls des projets miniers, tels que le projet de la mine Raglan, ont pu y avoir accès. Toutefois, la structure d'éventuelle contrat d'achat d'énergie et de puissance en réseaux autonomes jouera un rôle plus important pour le succès du financement de ceux-ci. Les conditions requises pour l'exploitation (par exemple la puissance garantie) et les risques sont très différents de ceux d'un réseau intégré. Les discussions sur une nouvelle structure tarifaire dans le cadre de cette consultation sur la politique tarifaire devraient aussi intégrer ces enjeux.

Nous réitérons donc notre proposition que nous avons soumise dans le cadre du processus de consultation sur le plan d'approvisionnement 2014-2023 d'Hydro-Québec Distribution (voir Annexe E): le processus alaskien cité par la Régie au paragraphe 160 de sa décision D-2014-013, au dossier R-3864-2013-A-0065 qui est basée justement sur une approche où les communautés font la sélection de leur projet et le soumet au distributeur d'électricité, et pas l'inverse comme c'est le cas en réseau intégré, où Hydro-Québec contrôle le processus d'appel d'offre d'énergies renouvelables. Le processus sélectionné devrait habiliter les communautés et non pas Hydro-Québec ou les compagnies minières.

Donc, en conclusion, nous proposons que la nouvelle politique énergétique :

- recommandera l'abandon du diesel
- instaurera une formule pour évaluer les solutions d'énergie renouvelable basée sur des critères justes et équitables et qui assurera aux communautés, à titre de joueur clé, une participation active au processus décisionnel.
- favorisera la mise en place de projets impliquant tant les systèmes de contrôle innovateurs que diverses sources d'approvisionnement tel que le gaz naturel liquéfié, la biomasse, l'énergie solaire photovoltaïque et thermique, l'hydrogène, l'éolien, les technologies de stockage, par batterie ou autres.
- proposera aussi un cadre tarifaire innovateur permettant le financement adéquat des projets des réseaux autonomes des communautés éloignés
- s'assurera du respect de la Convention de la Baie James et du nord québécois et que tous les processus d'évaluations environnementales seront révisés avant que toute politique ne soit annoncée.

Nous vous invitons aussi à faire de vos commentaires sur notre site Facebook, <https://www.facebook.com/Nimschu.Iskudow>, particulièrement les compagnies qui ont des solutions technologiques qui correspondraient aux critères élaborés ci-dessus.

Espérant donc, comme le mentionne le dernier ouvrage de Naomi Klein², que nous pourrions affirmer qu'avec la nouvelle politique énergétique du Québec, « ***tout peut changer*** », et que nous pourrions compter sur une solution d'énergie renouvelable à court et long terme dans notre communauté, ainsi que dans tous les autres communautés éloignées du Québec.

Matthew Mukash,
President
Nimschu Iskudow Inc.

² *Tout peut changer. Capitalisme et changement climatique*, Naomi Klein, 2014 – Un livre dans lequel nous apprenons : On nous a dit que c'est impossible d'éliminer les combustibles fossiles alors que nous savons exactement comment le faire.

Annexe A - Tableau Corrigé

Tableau 4.4 Année 2013

Territoire desservi	Coût annuel total ¢/kWh)	Coût Opération et entretien (¢/kWh)	Energie produite GWH	Coût total M\$
Îles-de-la-madeleine	33.7	6.6	194.4	65.5
Nunavik				
Akulivik	109.7	35.1	3.4	3.7
Aupaluk	119.4	45	1.6	1.9
Inukjuak	77.7	10.8	9.5	7.4
Ivujivik	132.4	51.3	2.2	2.9
Kangiqlualujuaq	78.8	14	4.5	3.5
Kangiqlujuaq	85.2	19.3	4.2	3.6
Kangirsuk	78.9	21.3	3.6	2.8
Kuujuuaq	86	5.3	19.1	16.4
Kuujuarapik	70.4	7.7	11.3	8.0
Puvirnituq	66.2	9.3	10.6	7.0
Quaqtaq	95.4	32.4	2.5	2.4
Salluit	65	12.3	7.8	5.1
Tasiujaq	90.6	25.3	2.4	2.2
Umiujaq	95.9	33.7	2.8	2.7
basse-Côte-Nord				
La Romaine	41.9	8.6	13.4	5.6
Lac-Robertson	40.5	7.2	71.4	28.9
Port-Menier	74.3	15.3	4.1	3.0
schefferville	35.1	18.7	46.7	16.4
haute-mauricie				
Opitciwan	49.2	4.9	0.78	0.4
Clova	61.7	18.3	11.8	7.3
Totaux			428.1	196.8

Source : Hydro-Québec distribution (2013), *Plan d'approvisionnement 2014-2023 des réseaux autonomes – Annexes R-3864 – 2013, HQd – 2, document 2, 86 p.74*

Annexe B – Question 8 du Blogue sur les choix énergétique des réseaux non-reliés

QUESTIONS

- Comment devrait-on encadrer le recours à de nouveaux approvisionnements d'Hydro-Québec Distribution, sous quelles conditions et en se basant sur quels critères?
- Comment l'industrie éolienne au Québec peut-elle réduire ses coûts de production? Quels moyens devraient être déployés pour favoriser une industrie éolienne forte au Québec?
- Est-ce que la mise en place d'une tarification verte optionnelle, réservée à certaines formes d'énergies (p. ex., éolien, solaire), serait viable au Québec alors que 99 % des approvisionnements sont déjà jugés renouvelables?
- Quel devrait être le rôle d'Hydro-Québec Production comme promoteur des filières émergentes?
- Quels seraient les secteurs industriels qui pourraient bénéficier de la plus-value offerte par une certification d'énergie verte dans la vente de leurs produits? Comment établir les règles de certification?
- Est-il avantageux pour le Québec de favoriser le développement industriel de certaines filières de production d'énergie?
- Dans quelles conditions les besoins des marchés limitrophes peuvent-ils justifier l'ajout de nouvelles capacités de production d'électricité au Québec?
- Dans quelles conditions le couplage éolien-diesel-gaz naturel est-il une piste de solution pour les réseaux autonomes? Qu'en est-il des hydroliennes? Des éoliennes en mer? Des modes de stockage?
- Lors d'un développement énergétique, quels sont les mécanismes à mettre en place pour maximiser les retombées pour les régions?
- Comment favoriser la reconnaissance des attributs environnementaux de notre électricité (hydroélectrique de grande envergure, petite centrale hydroélectrique et éolienne) aux États-Unis?

Annexe C – Accélérer la distribution de gaz naturel liquéfié

Budget 2014-2015

B.84 Plan budgétaire

Accélérer la distribution de gaz naturel liquéfié

Le gouvernement souhaite accélérer l’approvisionnement de la Côte-Nord et du Nord du Québec en gaz naturel et assurer une distribution rapide dès 2016. Pour ce faire, plusieurs avenues pourraient être envisagées. Différentes entreprises ont démontré un intérêt pour distribuer du gaz naturel liquéfié (GNL) par voie maritime et voie terrestre.

Afin de s’assurer de l’implantation d’infrastructures optimales pour les consommateurs, un comité interministériel sera formé. Ce comité, sous la responsabilité du Secrétariat au Plan Nord, regroupera le ministre des Finances, le ministre de l’Énergie et des Ressources naturelles et le ministre de l’Économie, de l’Innovation et des Exportations.

— Le comité sera chargé d’évaluer les projets de desserte de gaz naturel liquéfié envisagés pour la Côte-Nord et le Nord du Québec.

— À la suite de la démonstration de la rentabilité de chacun des projets, tant sur le plan financier qu’environnemental, le comité sélectionnera les plus avantageux pour l’ensemble du Québec.

Par ailleurs, la construction d’une installation de gazéification sera nécessaire à tout nouveau client industriel de GNL. Selon la Loi sur la qualité de l’environnement, ces installations devront être soumises à un processus d’évaluation et d’examen des impacts sur l’environnement.

— Un tel processus peut prendre jusqu’à quinze mois et pourrait retarder la distribution du GNL.

Afin d’accélérer l’approvisionnement de la Côte-Nord et du Nord du Québec, de façon temporaire et pour le GNL uniquement, le ministère du Développement durable, de l’Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques s’assurera que le Bureau d’audiences publiques sur l’environnement (BAPE) dispose des moyens nécessaires à la réalisation d’un processus d’examen accéléré qui permettra aux consommateurs de s’approvisionner en GNL dès sa disponibilité.

Annexe D - Exemple de critères non monétaires pour des appels de proposition

D-1 Décret 1150-2013, 6 novembre 2013

3. Afin d'assurer la maximisation des retombées économiques pour le bloc de 450 mégawatts visé, tous les promoteurs des projets retenus devront verser, à la municipalité locale, à la municipalité régionale de comté (MRC) ou à la communauté autochtone, la somme annuelle de 5 000 \$ par mégawatt installé sur le territoire de la municipalité, de la MRC ou de la communauté autochtone.

4. La maximisation des retombées économiques au Québec en matière d'emplois et de dépenses doit se traduire, pour chaque projet, par la réalisation de dépenses au Québec correspondant à un minimum de 60 % des coûts globaux du parc éolien, incluant l'installation des éoliennes. Les dépenses réalisées au-delà de ce seuil permettront à ces projets d'obtenir plus de points lors du processus de sélection.

5. La maximisation des retombées économiques en matière d'emplois ou d'investissements manufacturiers dans la MRC de la Matanie et dans la région administrative de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine doit se traduire par la réalisation de dépenses ou d'investissements manufacturiers correspondant à un minimum de 35 % des coûts des éoliennes, excluant l'installation des éoliennes.

Dans sa décision sur l'appel de proposition de 450 MW éolien la Régie a établi l'importance des critères non monétaire comme on peut voir en page 7 de la décision.

D-2014-180	R-3866-2013	20 octobre 2014

Critères de sélection des offres	Pondération
1. Contenu régional additionnel au minimum de 35 % exigé	15 points
2. Contenu québécois additionnel au minimum de 60 % exigé	5 points

<p>3. Fabrication de composantes stratégiques au Québec *maximum de 20 points attribuables</p> <ul style="list-style-type: none"> - Convertisseur électrique - Génératrice* - Système de contrôle - Système de freinage* - Multiplicateur de vitesse* - Moyeu du rotor - Système d'orientation des nacelles 	<p>20 points</p> <p>4 3 2 1 9 1 1 2</p>
<p>4. Capacité financière</p> <ul style="list-style-type: none"> • Solidité financière du fournisseur • Plan de financement 	<p>7 points</p> <p>3 4</p>
<p>5. Faisabilité du projet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Raccordement au réseau • Plan directeur de réalisation du projet • Données de vents obtenues et réalisme de l'énergie contractuelle • Le plan d'obtention des autorisations environnementales 	<p>9 points</p> <p>3 2 2 2</p>
<p>6. Expérience pertinente</p> <ul style="list-style-type: none"> • Expérience antérieure du soumissionnaire, des sociétés affiliées, des partenaires, des consultants et fournisseurs à développer des projets similaires. • Expérience et part du marché mondial de fabrication d'éoliennes détenues par le manufacturier d'éoliennes désigné. 	<p>4 points</p> <p>2 2</p>
<p>Coût de l'électricité (fourniture, transport et équilibrage)</p>	<p>40 points</p>
<p>Total</p>	<p>100 points</p>

Annexe E – Extrait de la décision de la régie de l'énergie R-3864-2013-A-0065

[160] Le GRAME souligne que l'absence de financement accessible aux communautés constitue une barrière à l'émergence de projets communautaires et d'énergie renouvelable. L'intervenant cite, comme piste de solution à ce problème, l'appel d'offres annuel pour l'approvisionnement en énergie des communautés Alaskaines¹⁰⁹ qui leur permet à ces communautés de bénéficier de fonds afin d'exploiter leurs projets¹¹⁰.

105 Dossier R-3748-2011, p. 103.

106 Dossier R-3814-2012, p. 170.

107 Pièce B-0009, p. 20 à 22.

108 Pièce C-AHQ-ARQ-0023, p. 2.

109 Pièce C-GRAME-0013.

110 Pièce C-GRAME-0029, p. 16.