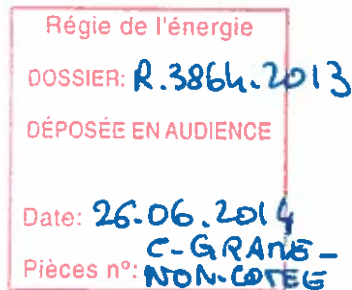


District de Montréal
No. : R-3864-2013

Hydro-Québec Distribution



Demanderesse
et

Groupe de recherche appliquée en
macroécologie (GRAME)

Intervenant

ARGUMENTATION DU GRAME

1. Plan d'approvisionnement en Réseau intégré

- 1.1 Réduction des surplus en réseau intégré
- 1.2 Sensibilisation à la notion de pointe et Appel au public
- 1.3 Attributs environnementaux

2. Plan d'approvisionnement en Réseaux autonomes

- 2.1 Prévision des besoins en énergie et puissance en RA
- 2.2 Gestion de la demande et effacement de la demande en RA
 - 2.2.1 Gestion de la demande par les compteurs de nouvelle génération
 - 2.2.2 Potentiel technico-économique du solaire photovoltaïque de type résidentiel pour l'effacement de la demande
 - 2.2.3 Option de mesurage net en RA
- 2.3 Développement de l'offre en RA
 - 2.3.1 Option d'électricité interruptible en RA
 - 2.3.2 Développement de projets sources énergétiques renouvelables

AU SOUTIEN DE SON ARGUMENTATION, LE GRAME SOUMET RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE :

1. Plan d'approvisionnement en réseau intégré

1.1 Surplus d'approvisionnements en réseau intégré

1. Monsieur Jan-G. Charuk, consultant en énergie, a participé à la rédaction de la section portant sur les options pour faire face aux surplus du Distributeur¹. Tel qu'en fait foi son *curriculum vitae*², celui-ci a de l'expérience dans le domaine des marchés de l'électricité, ayant dirigé des Projets spéciaux d'Hydro-Québec ainsi que les affaires américaines de l'entreprise à New York, étant alors impliqué dans l'exportation d'électricité.

2. En référant à certaines anciennes campagnes publicitaires propres à Hydro-Québec («Tout à l'électricité», «Propre, propre, propre»³), le GRAME suggère dans sa preuve de réintroduire des programmes proactifs de commercialisation en matière de prospection au secteur industriel et de promotion plus intense de l'électricité, appliqués entre autres à la vente des surplus.

3. Tel que confirmé par monsieur Lamarre, contrairement à la pratique en place il y a une dizaine d'années où une équipe était dédiée au développement industriel⁴, les démarches de prospection sont aujourd'hui davantage effectuées par le ministère du Développement économique et Investissement Québec.⁵

4. Le Distributeur a confirmé qu'il était en discussions avec le gouvernement et planifiait toujours le dépôt pour approbation d'un nouveau tarif de Développement économique au prochain dossier tarifaire.⁶ En lien avec l'adoption de ce nouveau tarif, il s'agirait d'un bon *momentum* pour réintroduire des programmes proactifs de commercialisation de l'électricité au secteur industriel.

5. Le GRAME indique dans sa preuve qu'il serait également opportun d'appliquer la commercialisation des surplus à des secteurs de forte consommation d'électricité et à facteurs d'utilisation élevés, tels que l'industrie du numérique.⁷

6. Par ailleurs, en lien avec les intentions du gouvernement exprimées à la section «Modification de la gestion du bloc patrimonial»⁸ du budget 2014, si les surplus devaient être gérés par le Producteur suite à l'adoption de modifications législatives, le GRAME soumet que le rôle du Distributeur visant la promotion de l'électricité serait toujours utile afin de réduire les surplus.

¹ C-GRAME-0011, section I Options pour faire face aux surplus d'approvisionnement, p. 7 à 21

² C-GRAME-0023

³ C-GRAME-0011, p. 19

⁴ C-GRAME-0019, Organigramme (Extrait rapport annuel 2004, HQD-7, doc. 1

⁵ Notes sténographiques du 16 juin 2014, p. 205, R. 99, M. Lamarre

⁶ Notes sténographiques du 16 juin 2014, p. 208, R. 105, M. Lamarre

⁷ C-GRAME-0011, p. 19 et 20

⁸ C-FCEI-0016, A62

1.2 Sensibilisation à la notion de pointe et poursuite des appels au public

7. Tel qu'indiqué par monsieur Raymond de l'AHQ-ARQ, reconnu expert en Planification et optimisation des approvisionnements en électricité, la NPCC encourage l'appel au public comme moyen de gestion de la demande à la pointe.⁹

8. Le GRAME a présenté dans son rapport les résultats du programme Écowatt offert dans plusieurs régions de la France qui permet d'obtenir une réduction de la consommation pouvant atteindre 2 à 3% aux heures de pointe et ce grâce à la participation active des consommateurs lors des appels au public.¹⁰

9. Initié dans le Maryland, le programme *Peak energy savings credit* selon lequel le distributeur Pepco offre un crédit monétaire à la clientèle de 1,25\$ le kWh économisé lors des appels au public, connaît également un fort succès et un taux élevé de participation. Selon les informations obtenues, ce programme, rendu possible grâce à l'implantation des compteurs intelligents, a connu un taux de participation de 60% à l'été 2013.¹¹

10. Tel qu'indiqué par Mme Valentina Poch lors de son témoignage¹², un programme similaire aurait également pour avantage de favoriser l'acceptabilité sociale¹³ des compteurs intelligents au Québec pour les clients qui pourraient bénéficier d'un crédit sur leur facture grâce à cette nouvelle technologie implantée par le Distributeur.

11. Le GRAME soumet à la Régie que le Distributeur devrait rechercher en priorité des moyens pour être en mesure d'offrir des options tarifaires associées à la gestion de la demande en puissance et recommande de débiter par la mise en place d'un programme offrant un crédit sur la facture lors des appels au public, qui pourrait s'inspirer de programmes instaurés dans des États américains tels le *Peak energy savings credit*, ou d'autres programmes européens.

12. Le Distributeur aurait intérêt à instaurer une réelle stratégie de communication qui soit plus dynamique afin de sensibiliser la population à la notion de la pointe hivernale, à l'instar du programme Écowatt qui connaît un fort succès en Bretagne.¹⁴

13. Tel qu'indiqué par monsieur Zayat, ce moyen qui fait présentement appel à «*la bonne volonté de la population*»¹⁵ pourra ultimement faire partie des moeurs de la population et «*être incorporé dans la prévision de la demande*».¹⁶

⁹ Notes sténographiques du 20 juin 2014, p. 105, m. Raymond et C-AHQ-ARQ-0011, p. 65-66

¹⁰ Voir C-GRAME-0011, annexes I à IV

¹¹ C-GRAME-0011, p. 24 et annexes V à VII

¹² Notes sténographiques du 19 juin 2014, p. 101

¹³ Dans le district de Columbia où le programme *Peak energy savings credit* est offert, l'acceptabilité sociale liée à la technologie des compteurs intelligents a grimpé de 27 à 40% (C-GRAME-011, p. 24 et Annexe VII).

¹⁴ Voir C-GRAME-0018, R. 1.1

¹⁵ Notes sténographiques du 18 juin 2014, p. 94, R. 118, m. Zayat

¹⁶ Notes sténographiques du 18 juin 2014, p. 95, R. 118, m. Zayat

1.3 Attributs environnementaux

14. Dans la section portant sur les attributs environnementaux de son rapport¹⁷, le GRAME a abordé des solutions pour réduire les surplus à l'horizon du Plan d'approvisionnement par le biais de la vente d'énergie renouvelable¹⁸ permettant la revente de certificats d'énergie renouvelable (CER) sur les marchés limitrophes.

15. Dans sa décision rendue dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (R-3748-2010), la Régie énonçait qu'elle partageait l'opinion des intervenants à l'effet que les attributs environnementaux représentaient un actif devant être valorisé par le Distributeur :

« [275] Dans le même ordre d'idées, le Distributeur a déjà bénéficié du programme Écoénergie et les subventions découlant de ce programme ont été partagées avec les producteurs éoliens. En ce qui a trait aux CERs, la Régie partage l'avis des intervenants sur le fait que les attributs environnementaux représentent un actif que le Distributeur ne doit pas négliger. À titre d'exemple, si celui-ci s'est assuré d'en être le propriétaire lors de la conclusion des contrats issus de ses appels d'offres réservés à l'éolien, il devrait chercher à les valoriser comme il le fait pour tout actif. **La Régie s'attend donc à ce que le Distributeur reste à l'affût de tout changement sur les marchés avoisinants et à ce qu'il cherche concrètement à profiter d'opportunités qui pourraient se présenter pour réduire les coûts de ses approvisionnements d'énergie renouvelable, au profit de sa clientèle québécoise.**»¹⁹

16. Le GRAME constate que mises à part les démarches entreprises en vue de la certification des parcs éoliens selon les critères du programme Écologo, le Distributeur ne propose pas de stratégie pour valoriser les attributs environnementaux dont il a la propriété. Afin de pouvoir les valoriser, le Distributeur doit procéder à des transactions sur les marchés accessibles aux certificats d'énergie renouvelable (CER)²⁰, dont celui de la Nouvelle-Angleterre (Maine, New Hampshire, Vermont)²¹ qui dispose de cibles pour accroître la part de l'électricité en provenance de ressources renouvelables.

17. Par conséquent, la proposition du GRAME est de revendre sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre l'énergie en provenance des approvisionnements post-patrimoniaux (énergie éolienne), ses coûts étant supérieurs aux coûts des approvisionnements patrimoniaux utilisés par le Distributeur²², ou de déléguer ces démarches à Hydro-Québec dans ses activités de production via une entente prévoyant les coûts requis²³.

18. Il est nécessaire de mettre en place une stratégie de revente des énergies post-patrimoniales accessibles aux CER sur les marchés limitrophes pour ainsi récupérer leur coût d'approvisionnement et la valeur des attributs correspondants. Le prix de revente

¹⁷ C-GRAME-0011, section III Les attributs environnementaux et le SPEDE, p. 25 à 35

¹⁸ Énergie éolienne, biomasse et centrales au fil de l'eau

¹⁹ R-3748-2010, D-2011-162, p. 79-80, par. 275

²⁰ B-0030, HQD-3, doc. 5, R. 4.3

²¹ C-GRAME-0011, page 28

²² B-0021, HQD-3, doc.1, p. 47, R. 11.1

²³ C-GRAME-0011, p. 30

devrait se faire à un prix supérieur aux coûts des approvisionnements patrimoniaux (situé entre 26,15 \$/MWh et 31,25 \$/MW sur la durée du Plan²⁴) afin de réduire les coûts totaux des approvisionnements pour la clientèle.

19. Le GRAME, qui recommandait au Distributeur de déposer un rapport indépendant portant sur une stratégie de revente d'énergie renouvelable, suggère maintenant à la Régie de plutôt appuyer ses conclusions sur le rapport d'expert déposé par l'AQPER²⁵ et le témoignage de monsieur Alvaro E. Pereira de la firme La Capra Associates, Inc., reconnu expert en analyse des marchés et de valorisation d'attributs environnementaux.

Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre

20. En ce qui concerne le marché du carbone, la Régie demandait au Distributeur, au terme de sa décision portant sur l'approbation du Plan d'approvisionnement 2011-2020, de poursuivre sa vigie et d'en rendre compte au présent dossier:

[278] La Régie observe que le développement du marché du carbone progresse et que les gouvernements du Québec et de l'Ontario ainsi que l'État de la Californie sont actifs au sein de la WCI. Ce marché pourrait impliquer des obligations pour le Distributeur, qui produit de l'électricité thermique dans les réseaux autonomes, et créer des opportunités du côté des parcs éoliens, dont les attributs environnementaux sont sa propriété, et possiblement du côté des futurs systèmes de jumelage éolien-diesel (JED). **Le Distributeur doit poursuivre une vigie active et en rendre compte dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.**²⁶

21. Le Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) est dorénavant en vigueur et le Distributeur doit procéder à l'acquisition des droits nécessaires permettant de couvrir ses excédents d'émissions²⁷, notamment pour les émissions de la centrale de Cap-aux-Meules aux Îles-de-la-Madeleine.

22. Au dossier R-3854-2013, le Distributeur indiquait que le coût d'achat des droits d'émission pour l'année 2014 s'établirait à 1M\$, selon les modalités du RSPEDE et des achats planifiés sur le marché de référence.²⁸

23. Le GRAME recommande que les coûts du SPEDE soient obligatoirement pris en compte lors de l'analyse du coût d'opportunité d'un projet d'approvisionnement, notamment lors de l'analyse du coût d'opportunités de relier le réseau autonome des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré du Distributeur.

²⁴ B-0008, Tableau 4B-1, p. 37

²⁵ C-AQPER-0010

²⁶ R-3848-2010, D-2011-162, p. 80, par. 278

²⁷ B-0009, p. 7

²⁸ C-GRAME-0011, p. 31, en référence à R-3854-2013, B-0094, HQD-15, doc. 7, p. 17, R. 10.1

2. Plan d'approvisionnement en réseaux autonomes

2.1 Prévission des besoins en énergie et puissance en RA

24. À l'horizon 2022-2023 du Plan d'approvisionnement en réseaux autonomes, 15 des 22 réseaux autonomes auront une marge de manœuvre négative et à plus court terme, soit dès l'hiver 2016-2017, 6 des 22 réseaux seront en déficit en puissance:

«D'ici l'hiver 2016-2017, six réseaux présentent des déficits en puissance. Toutefois, à l'exception des réseaux d'Opitciwan et de Schefferville, le niveau des déficits n'excède pas 0,2 MW. À l'horizon 2022-2023, quinze des vingt-deux réseaux auront une marge de manœuvre négative.»²⁹

25. Cette situation est préoccupante compte tenu du fait que le Distributeur n'a pas intégré dans son plan les besoins en approvisionnements additionnels qui pourraient résulter du Plan Nord ou de certains projets de développement qui pourraient émaner des communautés des réseaux autonomes.

26. Un exemple éloquent des lacunes dans l'évaluation des besoins des communautés des réseaux autonomes est l'aréna de Whampagoostui qui devrait, selon le texte des *Tarifs et conditions* être alimenté par le réseau du Distributeur et non par la génératrice de la communauté. Le texte des Tarifs et conditions prévoit à l'article 7.4 al. 3 que :

«L'électricité livrée à partir d'un réseau autonome au nord du 53e parallèle, à l'exclusion du réseau de Schefferville, au titre d'un abonnement au tarif G, G-9, M ou M A, peut être utilisée pour l'alimentation de câbles chauffants dans les conduites d'amenée d'eau aux usines de traitement de même que pour la fabrication et la conservation de la glace dans les arénas. Toutefois, aux fins de la gestion de la pointe, ces charges doivent être interrompues sur demande du Distributeur.» (C-GRAME-0020)

27. En réponse à une demande de renseignements du GRAME, le Distributeur a confirmé que le système de fabrication et de conservation de la glace de cet aréna était alimenté par la génératrice du client:

«Le projet d'aréna, alimenté par la centrale de Kuujjuarapik, a vu le jour à Whampagoostui. Toutefois, le système de fabrication et de conservation de la glace est alimenté par la génératrice du client.»³⁰

28. En complément, il a ajouté que le bâtiment lui-même était alimenté par le réseau du Distributeur et que la communauté disposait d'une génératrice pour les fins d'urgence:

«Le Distributeur souhaite reformuler sa réponse. Le projet d'aréna, alimenté par la centrale de Kuujjuarapik, a vu le jour à Whampagoostui. Le bâtiment est

²⁹ B-0009, p. 15

³⁰ B-0041, HQD-4, doc. 5, p. 14, RDDR 1.5

alimenté par le réseau de distribution. Le client dispose d'une génératrice, notamment pour les fins d'urgence.»³¹

29. Selon le témoignage de monsieur Matthew Mukash qui demeure tout juste en face de la génératrice en question, celle-ci servirait davantage que pour les fins d'urgence, étant en marche toute la journée durant l'automne et l'hiver:

«A. Yes. Of course, this is not exact. You know, I live just across from the arena, and it does make a lot of noise, I see the smoke coming out from the exhaust. In the fall, they use it and also during the winter.»³² et « I know that it works because it always runs as it's in front of my house as I said.»³³.

30. Aussi, son témoignage laisse planer un grand doute sur le fait que ce soit le Distributeur qui alimente l'aréna pour la fabrication de la glace, et ce malgré les affirmations des témoins du Distributeur en audience.

31. Cet exemple sert notamment à démontrer qu'une évaluation plus rigoureuse des besoins en réseaux autonomes devrait être exigée du Distributeur et fonde notre recommandation à la Régie d'exiger que celui-ci fournisse une confirmation des communautés de chacun des réseaux autonomes que les besoins énergétiques sont rencontrés et que les prévisions déposées sur l'horizon du Plan correspondent aux besoins planifiés.

32. Monsieur Mukash a confirmé cette position lors de son témoignage:

«A letter from each community saying that they are in agreement with the load forecast would solve of course all these discussions. As you can imagine, we are not in agreement with the proposed load forecast, neither do the representations made to us by the Government of Québec on the frame of the Plan Nord.»³⁴

33. Le Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité prévoit par ailleurs, à la section 3.2 Plan d'approvisionnement des réseaux autonomes /Stratégie d'approvisionnement, certaines exigences précises relativement à chacun des réseaux autonomes:

«SECTION 3.2 : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

48. Présenter pour chaque réseau autonome :

- un bref portrait de la situation actuelle;

³¹B-0054, HQD-4, doc. 5.1, p. 3 Complément de réponse à la DDR2 du GRAME, R. 1.5

³² Notes sténographiques du 19 juin 2014, p. 129, m. Mukash

³³ Notes sténographiques du 19 juin 2014, p. 142

³⁴Notes sténographiques du 19 juin 2014, p. 130, m. Mukash

- le suivi de la stratégie d'approvisionnement présentée dans le dernier plan d'approvisionnement;
- la stratégie d'approvisionnement retenue, incluant la stratégie d'approvisionnement du carburant le cas échéant, pour répondre aux besoins sur des horizons de trois et dix ans;
- les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et la démonstration que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques;
- l'état d'avancement des études et de la réalisation des projets planifiés de production d'électricité et de raccordement au réseau intégré.³⁵» (Nos soulignés)

34. Entre autres, le Distributeur doit faire la démonstration à la Régie que ses stratégies d'approvisionnement assurent des approvisionnements suffisants pour les besoins des communautés au plus bas coût compte tenu des risques.

35. Selon le 3^{ème} alinéa de l'article 48 du Guide de dépôt, le Distributeur doit présenter à la Régie la stratégie d'approvisionnement retenue pour répondre aux besoins sur des horizons de trois et dix ans, d'où la recommandation de demander une lettre de confirmation des besoins des communautés visées.

36. Le GRAME réitère que pour arriver à la conclusion que les stratégies d'approvisionnements du Distributeur sont suffisantes pour répondre aux besoins des communautés, il est nécessaire d'inclure les communautés visées dans le processus.

2.2 Gestion de la demande et effacement de la demande en RA

2.2.1 Gestion de la demande par les compteurs de nouvelle génération

37. Dans sa décision procédurale D-2014-017 rendue au présent dossier, la Régie énonçait qu'elle souhaitait connaître les intentions du Distributeur quant à l'utilisation des compteurs intelligents en lien avec la gestion de la pointe et évaluer les opportunités offertes par les compteurs lors du présent Plan, précisant que celui-ci s'étend jusqu'en 2023³⁶.

38. Lors de sa présentation du 17 juin 2014, le Distributeur a annoncé le lancement d'un projet-pilote pour le contrôle à distance des chauffe-eau à l'hiver 2014-2015, à titre de moyen de gestion de la demande en puissance³⁷, bien que monsieur Zayat ait confirmé

³⁵ Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, section 3.2, art. 48

³⁶ D-2014-017, par 34: [34] Ainsi, même si le Distributeur ne prévoit pas de nouvelles options tarifaires avant la fin du déploiement des compteurs en 2018, il est opportun d'examiner les possibilités offertes par les compteurs de nouvelle génération dans le présent Plan, dont l'horizon s'étend jusqu'en 2023. Il y a d'abord lieu de s'interroger sur le bien-fondé du fait qu'aucune mesure ne soit mise en place avant la fin du déploiement des compteurs. Par la suite, même si la Régie en venait à la conclusion qu'il serait préférable d'attendre que tous les compteurs soient installés avant de mettre en place des mesures, il y a lieu, dès à présent, de connaître les intentions du Distributeur quant à leur utilisation en lien avec la gestion de la pointe et l'efficacité énergétique. (Notre souligné)

³⁷ B-0083, HQD-6, doc. 3, p. 4

que ce projet-pilote était possible même sans l'utilisation de compteurs intelligents.³⁸ En réponse à une question de Me Rozon, présidente du banc, portant sur les compteurs de nouvelle génération, le Distributeur est resté très évasif quant à leur utilisation et n'a pu identifier de nouvelles fonctionnalités liées à la gestion de la demande ou de projets pour le contrôle à distance du chauffage.³⁹

39. Dans sa décision D-2014-101, autorisant le déploiement des phases 2 et 3 du projet LAD, dont un extrait a été déposé sous la cote C-GRAME-0021, la Régie énonce :

«[143] La Régie demande donc au Distributeur de poursuivre la mise en place de fonctionnalités qui génèrent des bénéfices autant pour le Distributeur que pour la clientèle dans son ensemble, notamment la détection de pannes et de subtilisation d'électricité, sans attendre que le Projet LAD soit complètement déployé, afin d'encourager une gestion efficace de la consommation à la pointe et une meilleure gestion de la consommation.⁴⁰ (notre souligné)

40. Le Distributeur devrait rechercher en priorité des moyens pour être en mesure d'offrir des options tarifaires associées à la gestion de la demande en puissance grâce à l'utilisation des compteurs de nouvelle génération.

41. Dans le cadre de sa décision D-2014-037 rendue au dossier R-3854-2013 phase 1, la Régie demandait au Distributeur de développer des outils permettant d'aider les organismes qui gèrent les factures du marché résidentiel en réseaux autonomes à optimiser la gestion de la consommation grâce aux compteurs intelligents.⁴¹

42. Plus récemment, dans le cadre de la décision D-2014-101 rendue au dossier R-3863-2013 portant sur l'approbation des phases 2 et 3 du Projet LAD, la Régie réitérait cette demande précise:

[151] La Régie réitère sa demande exprimée dans sa décision D-2014-037 en ce qui a trait au développement d'outils d'aide à la gestion de la consommation pour les organismes qui ont la responsabilité de gérer la grande majorité des factures du marché résidentiel de ces réseaux :

« [762] Conséquemment, la Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dossier tarifaire 2015-2016, une ébauche de sa stratégie d'exploitation des données du projet LAD prévu être déployé dans les réseaux autonomes vers 2018, afin d'aider les organismes gérant les factures de 95 % de la clientèle résidentielle à orienter leurs interventions

³⁸ Notes sténographiques du 18 juin 2014, p. 111-112, R. 135

³⁹ Notes sténographiques du 18 juin 2014, Q. 420 à 423, p. 302 à 306

⁴⁰ R-3863-2013, D-2014-101, p. 39, par. 143

⁴¹ R-3854-2013, phase 1, D-2014-037, par. 762

et, entre autres, à décourager l'usage du chauffage électrique d'appoint»⁴².

43. Le GRAME n'a pas réussi à obtenir d'informations relatives à la réflexion amorcée par le Distributeur quant à cette demande de la Régie et suivra avec intérêt l'ébauche de la stratégie qui sera déposée lors du dossier tarifaire 2015-2016.

2.2.2 Potentiel technico-économique du solaire photovoltaïque de type résidentiel pour l'effacement de la demande

44. La section 1.3 du rapport C-GRAME-0012 porte sur la démonstration du potentiel d'effacement de la demande au Nunavut par l'entremise du solaire résidentiel et conclut qu'avec des options tarifaires ciblées, il serait possible pour le Distributeur d'exploiter le potentiel de réduction des déficits en favorisant l'émergence de l'énergie solaire photovoltaïque grâce à une collaboration avec les communautés.

45. On retrouve en annexe du rapport du GRAME⁴³ les tableaux démontrant le Calcul des économies pour un projet d'effacement de la demande réalisé par l'installation de panneaux solaires selon un scénario de 10% d'effacement de la demande (Tableau I, p. 48) et l'illustration des superficies et du nombre d'installations nécessaires ainsi que l'illustration du nombre de litres de diesel économisés annuellement et de la réduction des émissions de CO2 économisées annuellement (Tableau II, p. 49).

46. Monsieur Moreau-Bastien a produit cette analyse et témoigné à la Régie en expliquant les éléments pris en compte dans ses calculs. En réponse à une demande de madame la présidente Me Rozon, il a expliqué qu'il avait préféré ne pas utiliser l'outil d'évaluation RETscreen, qui s'avère utile pour évaluer un projet précis lorsque la technologie utilisée et l'ampleur du projet sont connues, puisque pour évaluer la valeur potentielle d'un projet à volets multiples et y inclure une analyse de sensibilité, un programme auto-créé sur le logiciel excel s'avérait plus flexible.⁴⁴

47. Tel qu'indiqué dans le mandat du rapport C-GRAME-0012, monsieur Moreau Bastien a suivi un programme d'études de maîtrise en administration (M.B.A.) qui comprend la spécialisation en *Sustainable Business*. En ce sens, nous vous soumettons que Monsieur Moreau Bastien a acquis les compétences pour produire l'analyse de sensibilité soumise à la Régie.

48. Le témoin du GRAME a également fait référence à l'Ontario Power Authority qui a approuvé le programme Microfit qui offre une garantie d'achat de 29,1 à 39,6 cents le kW produit par des installations solaires de type résidentiel aux clients qui décident d'installer une capacité de production d'énergie solaire résidentielle.⁴⁵

⁴² R-3863-2013, D-2014-101, par. 151

⁴³ C-GRAME-0012

⁴⁴ Notes sténographiques du 19 juin 2014, p. 154-155, m. Moreau-Bastien

⁴⁵ C-GRAME-24 : Feuillet d'information microFIT Program

49. Le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de mettre en place un projet pilote dès 2015 en réseaux autonomes afin de pouvoir déterminer un tarif cible en fonction des coûts. Ce tarif pourrait avoir une stratégie similaire à celle de l'Ontario Power Authority, soit en offrant une garantie d'achat de l'énergie solaire à un prix déterminé.

2.2.3 Option de mesurage net en RA

50. Le GRAME soumet qu'il serait possible d'associer l'option de mesurage net à des mesures et des projets d'effacement de la demande, tel le solaire photovoltaïque résidentiel, en adaptant l'option tarifaire pour prendre en compte les coûts évités des réseaux autonomes.

51. Les coûts évités devraient tenir compte des coûts du diesel, incluant la portion taxes sur les carburants. En effet, le Distributeur a précisé en réponse à une demande de renseignements que les taxes sur le carburant n'étaient prises en compte dans le coût de revient, et ne seraient donc probablement pas incluses dans les coûts évités en énergie : «Non, le coût de revient total n'inclut pas les taxes sur les carburants.»⁴⁶.

52. À cet égard, le GRAME recommande que soient ajustés les coûts de revient et les coûts évités en énergie pour tenir compte de la taxe sur les carburants et recommande l'examen de cet enjeu au prochain dossier tarifaire.

53. En réponse à une demande de la Régie⁴⁷, le GRAME a proposé de calibrer l'option de mesurage net en fonction des coûts évités spécifiques à chaque réseau autonome et en fonction également de la tarification dissuasive qui module le type de consommation électrique.⁴⁸

54. Le GRAME soumet qu'une révision de l'option de mesurage net en réseaux autonomes devrait être envisagée par le Distributeur en vue du déploiement des compteurs intelligents prévu en 2018 en réseaux autonomes, en lien avec la stratégie d'exploitation des données du projet LAD qui doit être présentée à la Régie au prochain dossier tarifaire en vertu de la décision D-2014-037.

55. Le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de déposer une offre révisée de l'option de mesurage net s'adressant spécifiquement aux réseaux autonomes lors du prochain dossier tarifaire, s'agissant du forum approprié pour ce faire.

Suivi du plan d'approvisionnement

⁴⁶ HQD-4, doc. 5.2, p. 4, R. 2.3, Complément de réponse

⁴⁷ C-GRAME-0018, p. 6-7, R. 2.1

⁴⁸ Le GRAME a également tenu compte des pertes réelles du Distributeur en comparant les coûts de deux options, celle où le client choisit de s'effacer et celle où le client ne participe pas à un projet d'auto production et défraie, via ses tarifs, une partie du coût évité en énergie, démontrant la complexité d'un tel calibrage pour le cas des réseaux autonomes et la nécessité de procéder à une analyse complète de cette solution.

56. Dans sa décision D-2011-162, rendue au dossier R-3748-2010, la Régie énonçait ce qui suit concernant l'option de mesurage net :

[265] La Régie est d'avis que le dossier du plan d'approvisionnement n'est pas le forum approprié pour discuter en détail de cette option. **Toutefois, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre de l'état d'avancement 2012 du Plan, un bilan de l'application de l'option de mesurage net, en identifiant notamment les facteurs qui expliquent le niveau de participation.**⁴⁹

57. En suivi du présent Plan, le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur de faire rapport annuellement sur l'évolution des demandes d'adhésion à l'option de mesurage net et sur l'impact sur la demande en puissance en distinguant le réseau intégré des réseaux autonomes.

2.3 Développement de l'offre en réseaux autonomes

2.3.1 Option d'électricité interruptible en RA

58. Le Distributeur indique ne pas connaître le nombre de génératrices en opération dans les différents réseaux autonomes⁵⁰. Dans sa demande de renseignements no. 3, la Régie demandait au Distributeur d'élaborer sur les moyens à développer pour inclure ces génératrices au plan d'équipement du Distributeur :

«19.2 Veuillez élaborer sur les moyens de contrôle à développer pour avoir la possibilité d'inclure ces génératrices au plan d'équipement du Distributeur afin de respecter le critère de fiabilité en puissance.

Réponse :

Les options d'électricité interruptible avec ou sans préavis existent déjà aux Tarifs et conditions du Distributeur pour la clientèle des réseaux autonomes.»⁵¹

59. En réponse, le Distributeur référait aux options d'électricité interruptible, indiquant que ces options existent pour la clientèle des réseaux autonomes.

60. En réponse à certaines questions posées en audience quant aux quantités minimale et maximale dont le Distributeur entendait se prévaloir et la procédure prévue à l'article 7.12 (et 7.23) des Tarifs et conditions, le Distributeur indiquait qu'il ne procède pas de cette manière: *«On n'a pas fixé les modalités. C'est ce que le client nous a proposé. Évidemment, on a tout pris, parce que ça nous permettait de répondre à notre critère de planification au niveau de la puissance.»*⁵²

⁴⁹ R-3748-2010, D-2011-162, p. 77-78

⁵⁰ HQD-4, doc. 1.2, R. 19.1

⁵¹ HQD-4, doc. 1.2, p. 3, R. 19.2

⁵² Notes sténographiques du 18 juin 2014, p. 90, m. Dufresne

61. L'article 7.12 du texte des Tarifs et conditions (option d'électricité interruptible avec préavis en réseau autonome) prévoit toutefois une procédure permettant aux propriétaires de génératrices de connaître les quantités de puissance requises, le Distributeur étant réputé ne pas avoir besoin de puissance interruptible pour un réseau s'il ne fixe pas de telles quantités au plus tard le 1er juin de chaque année:

«Limitation 7.12

Pour chaque réseau autonome, le Distributeur fixe, au plus tard le 1er juin de chaque année, les quantités minimale et maximale de puissance interruptible dont il entend se prévaloir en vertu de cette option, en fonction de ses besoins de gestion. Le Distributeur fixe également une quantité minimale de puissance interruptible par client.

Si le Distributeur ne fixe pas de quantité pour un réseau, il est réputé ne pas avoir besoin de puissance interruptible pour ce réseau.»⁵³

62. En réponse à l'engagement no.1, le Distributeur indique qu'un seul client a adhéré à l'option d'électricité interruptible sans préavis, le réseau Obedijwan, pour un potentiel de 860 kW.⁵⁴

63. Dans la décision D-2013-037 rendue au dossier tarifaire R-3814-2012, la Régie approuvait les options d'électricité interruptible proposées et encourageait le Distributeur à élargir cette approche aux autres réseaux non seulement pour les génératrices fonctionnant au diesel mais aussi pour les autres formes d'énergie pouvant offrir une garantie de puissance à la pointe:

[695] La Régie approuve les options d'électricité interruptible proposées par le Distributeur pour les RA de Cap-aux-Meules et d'Opitciwan. Elle encourage le Distributeur à élargir cette approche aux autres réseaux, et non seulement pour des génératrices de secours diesel, mais également pour toute offre d'approvisionnements en énergie pouvant offrir une garantie de puissance à la pointe à un coût moindre que ceux du Distributeur.⁵⁵

64. Le GRAME soumet que cette recommandation ne semble pas avoir été suivie par le Distributeur dans le cadre du présent Plan d'approvisionnement en réseaux autonomes.

2.3.2 Développement de projets de sources énergétiques renouvelables

65. Monsieur Matthew Mukash est un ancien Grand chef des Cris de la communauté de Kujuarapik (ou «Whapmagoostui» en Cri) située à l'embouchure de la Rivière Grande-Baleine, dans le réseau autonome du Nunavik.

⁵³ Tarifs et conditions du Distributeur, En vigueur le 1er avril 2014, art. 7.12

⁵⁴ Notes sténographiques du 17 juin 2014, p. 139-140, m. Dufresne

⁵⁵ R-3814-2012, D-2013-037, p. 170, par. 695

66. Tel qu'indiqué dans son curriculum vitae déposé sous la cote C-GRAME-0022, monsieur Mukash est aujourd'hui président d'une entreprise spécialisée dans le développement d'énergies renouvelables, la Nimschu-Iskudow Inc. Cette entreprise a été créée par la communauté des premières nations de Whapmagoostui.⁵⁶

67. À ce titre, monsieur Mukash a témoigné à l'effet que l'une des barrières au développement de ressources énergétiques renouvelables est la détermination du coût évité pour évaluer les projets d'énergie renouvelable.⁵⁷ Il réfère aussi, à la réponse 10.3 de son témoignage écrit, au fait que le Distributeur utilise un taux d'inflation annuel de seulement 2% pour le diesel afin de comparer les projets d'énergie renouvelable à l'approvisionnement par une centrale au diesel:

«10.3 Answer : Hydro-Quebec should consider a fair base of comparison between the actual diesel solution and the renewables solutions. In our case, Hydro-Quebec has been castigating the Whapmagoostui renewable project solution by using only 2% as the annual projected increase rate in diesel as the comparison criterion when the actual historical annual increase rate is over 7% (since the 2004 “plan d’approvisionnement”). Whapmagoostui asked in 2011 the Premier Charest to adopt renewable energy solution for the development of the North. Since that time, we have been discussing with Hydro-Quebec to find out they must respect some criterion established by the Energy board. We would like the Energy board to instruct to Hydro-Quebec to use at least the historical diesel inflation rate in the evaluation and not the 2% inflation rate.»⁵⁸

68. Le Distributeur a indiqué en audience qu'il utilisait une indexation à long terme du prix du mazout de 2% bien qu'il ait constaté que pour «*les cinq dernières années, on est plus de l'ordre de quatre pour cent (4%)*»⁵⁹. Le Distributeur a par ailleurs confirmé en audience qu'il allait réviser la méthode de calcul et les approches standard pour les coûts évités lors du prochain dossier tarifaire.⁶⁰

69. Dans le rapport de SÉ-AQLPA rédigé par monsieur Deslauriers et portant sur les réseaux autonomes, celui-ci conclut à un taux d'indexation du mazout d'au moins 8% pour les 10 dernières années⁶¹.

70. Le GRAME soumet que ni les coûts évités en énergie et en puissance, ni les coûts de revient ne correspondent au coût d'une augmentation de production ou à celui d'une nouvelle installation au diesel, puisqu'ils n'incluent pas les paramètres nécessaires pour

⁵⁶ Notes sténographiques du 19 juin 2014, p. 145, M. Mukash: «*A. As president of a company that is owned by the Whapmagoostui First Nation, I appear here as president of Nimschu Iskudow, the company that is created by the Whapmagoostui First Nation.*»

⁵⁷ C-GRAME-0014, p. 1, Réponse 1

⁵⁸ C-GRAME-0014, p. 8, Réponse 10.3

⁵⁹ Notes sténographiques du 18 juin 2014, p. 109

⁶⁰ Notes sténographiques du 18 juin 2014, p. 108-109, R. 133

⁶¹ C-SÉ-AQLPA-0010, Rapport de Jean-Claude Deslauriers sur les réseaux autonomes, p. 8: «*Il faut donc conclure que le taux d'indexation réel du mazout a été d'au moins 8 % dans les 10 dernières années.*»

évaluer l'impact de l'augmentation du coût du carburant et des taxes sur les carburants sur l'horizon du plan d'approvisionnement.

71. Il est donc primordial d'instaurer une base de calcul commune qui inclurait un taux d'augmentation prévisionnel des coûts en carburant et le GRAME recommande que soit élaboré un coût de remplacement du diesel qui tiendrait compte du risque lié à l'inflation du coût du carburant pour l'évaluation des projets de source renouvelable.

72. Aussi, à l'égard des risques environnementaux, monsieur Mukash a informé la Régie que le processus de ravitaillement d'une centrale au diesel⁶² n'est pas sans risque et que des déversements peuvent se produire, le manque d'équipements rendant la récupération des huiles irréalisable: « (...) *no contention equipment is available, neither in Kuujuarapik nor Whapmagoostui, and we would suffer like a village in Alaska did some years ago. We need to substitute this fuel with a more environmentally friendly source of fuel like a densified wood.*»⁶³.

73. Les coûts liés aux déversements suite au processus de ravitaillement devraient être inclus dans l'évaluation des stratégies d'approvisionnement du Distributeur, celui-ci ne tenant pas compte des coûts liés aux déversements dans le cadre de sa planification, tel que confirmé par un témoin du Distributeur en réponse à une demande de Me Gertler, procureur de ROÉÉ.⁶⁴

74. Monsieur Mukash a indiqué dans son témoignage qu'une autre difficulté rencontrée par les communautés pour développer des projets d'énergie de source renouvelable est l'absence de garantie de la part du Distributeur qu'il s'approvisionnera auprès de leur ressource :

«The main obstacle is the difficulty in obtaining funds to develop a project, and this without any guarantee that at the end of the process there will be an electricity buying agreement (or PPA) from Hydro Quebec. In our case we have succeeded, thanks to collaboration with Hydro Quebec and private partners, to secure a grant for the realization of preliminary studies. Unfortunately, for the time being, the absence of a PPA has prohibited us from securing more grants. However, we would like to emphasize the support and collaboration of the working group of Hydro Quebec / Réseaux Autonomes in this process and we hope that in the short-term a PPA could be submitted to the Energy Board for approval.»⁶⁵

75. Monsieur Mukash a également faire référence au fait que les fonds nécessaires à la réalisation de projets de source renouvelable ne sont pas accessibles aux communautés, ce qui constitue une autre barrière à la réalisation de ces projets.

⁶² Voir C-GRAME-0025, «Le Nord carbure au diesel»

⁶³ Notes sténographiques du 19 juin 2014, p. 132-133, R. 94, M. Mukash et C-GRAME-0014, p. 8, réponse 11

⁶⁴ Notes sténographiques du 18 juin 2014, p. 191, R. 252: «R. On ne planifie pas en fonction d'un déversement. On planifie en fonction qu'il n'y a pas de déversement, en fonction d'une centrale qui fonctionne et qui respecte les critères et les normes en vigueur.»

⁶⁵ C-GRAME-0014, p. 5, Réponse 5

76. À cet égard, il donne l'exemple de l'Alaska qui prévoit un appel d'offres annuel pour l'approvisionnement en énergie par les communautés qui participent à cet appel d'offres et qui peuvent ensuite bénéficier de fonds leur permettant d'exploiter leur projet:

«4. Answer : Yes, overall, it is very difficult, maybe even impossible, for the communities to prepare a technical file without having access to funding for the project development. Presently, the Board authorizes the funding of Hydro Quebec diesel projects through its tariffs and approbation of the “plan d’approvisionnement”. We think that a part of this funding should go directly to communities that want to take over green energy production. If we look at other experiences, for example in Alaska, an annual request for proposal asks all of the communities to present proposals to receive a part of the development budget. Alaska is in its 7th request for proposal and as a result many wind power, biomass and solar projects are now successfully working, resulting in more than 51 million dollars worth of diesel savings⁶⁶. [...]»⁶⁷

77. Les résultats des approvisionnements sont présentés au tableau «Performance of Renewable Energy Fund Projects In Operation» déposé sous C-GRAME-0013.

78. Dans son témoignage devant la Régie de l'énergie, monsieur Mukash indiquait les résultats de cette stratégie de décentralisation des ressources en Alaska:

«[...]The solution that was implemented in Alaska decentralized the development budget of the utility to the communities. The results are speaking for themselves. If we look at the table performance of renewable energy fund projects in operation, we see wind and biomass plants in operation in various communities. These communities had access to the utility development budget to develop their projects. I'm sure the Board will agree with me that one million dollars (\$1 M), one million dollar (\$1 M) fuel displacement (à remplacer par 51 M\$, voir correction notes sténographiques du 19 juin 2014, p. 139, R. 99) would ease the burden of the Québec taxpayers. My wish of course is that the Board accepts Hydro-Québec's supply plan for the off-grid communities but further require that half of the budget be decentralized to the communities.»⁶⁸

79. Le GRAME soumet qu'une procédure encadrée pour le développement de projets en ressources renouvelables dans les réseaux autonomes, équitable entre les fournisseurs et stable dans le temps est requise pour assurer l'implication des communautés dans les projets de production d'énergie locaux.

80. Le Guide de dépôt prévoit d'ailleurs, à la section 3.2 portant sur le plan d'approvisionnement en réseaux autonomes, que le Distributeur doit présenter pour chaque réseau autonome : «des diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et la démonstration que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et

⁶⁶ http://www.akenergyauthority.org/re-fund-7/4_Program_update/REPerformance_2014_0426_Final.pdf

⁶⁷ C-GRAME-0014, p. 4, Réponse 4

⁶⁸ Notes sténographiques du 19 juin 2014, p. 126, M. Mukash

fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques»⁶⁹.

81. Le GRAME recommande la mise en place d'une procédure d'appel d'offres annuel tenant compte des critères de développement durable et permettant de combler les besoins en énergie et en puissance dans les réseaux autonomes au plus bas coût possible compte tenu des risques.

82. La détermination d'un prix plancher, ou coût de remplacement diesel, associé à un appel d'offres annuel visant à mettre en place les ressources énergétiques nécessaires pour chacun des réseaux, est nécessaire afin de favoriser l'émergence de nouvelles ressources énergétiques renouvelables.

83. Dans sa décision D-2011-162 rendue dans le cadre du précédent plan d'approvisionnement, la Régie énonçait ainsi sa vision de l'implication des communautés dans des projets locaux:

[357] La Régie est avis que le Distributeur doit poursuivre ses efforts en vue de favoriser l'implication des communautés dans des projets locaux, y compris ceux de production d'électricité et de récupération de chaleur. Par ailleurs, elle accueille favorablement le fait que, à l'étape de la conception du projet de centrale thermique à Kuujjuaq, le Distributeur s'est enquis auprès de la communauté de son intérêt pour de la chaleur excédentaire.⁷⁰

84. Au présent dossier, la Régie a demandé au Distributeur, à titre d'engagement no. 5, de: «Faire le suivi des discussions entamées avec la communauté autochtone d'Opitciwan concernant un projet de centrale à la biomasse forestière et préciser l'intérêt du Distributeur de s'impliquer dans un tel projet si ça pouvait s'avérer rentable.»⁷¹.

85. En réponse le Distributeur énonce que les discussions se poursuivent toujours entre le Distributeur et des représentants de la communauté autochtone d'Opitciwan, et qu'il demeure intéressé par le projet «en raison, notamment, de la proximité de la ressource (biomasse forestière) et parce qu'il pourrait permettre de combler une portion des besoins en puissance d'Opitciwan.»⁷².

86. En ce qui concerne l'augmentation de la capacité du parc à carburants de la centrale de Kuujjuarapik, monsieur Mukash énonçait dans son témoignage écrit que le Distributeur a scindé ce projet en plusieurs appels d'offres distincts, rendant difficile l'évaluation des coûts totaux du Projet:

⁶⁹ *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité*, section 3.2, art. 48, al.

4

⁷⁰ R-3748-2010, D-2011-162, p. 98

⁷¹ Demande d'engagement no. 5 demandé par la Régie

⁷² HQD-7, doc. 3, p. 3

«2. Answer : No, I have never participated in the request for proposal process for those energy sources. There has never been a request for proposal processes for those energies in the Whapmagoostui/Kujjuarapik areas, even though the energy plant is in the process of being upgraded.

[...]

It does not seem clear to me, either, if the retrofitting of the diesel stockyard comes from only one project, which is the addition of a production group using diesel. If that is the case, the total of these costs should be taken into account during an opportunity cost analysis between a renewable resource project and the previously mentioned project of increasing the diesel power plant production, in order to make a clear choice with regards to investment and total cost.

In fact, it is difficult, maybe even impossible, to evaluate the Hydro Quebec objectives because the request for proposals seem to have been split into pieces, for example, some for supplying new reservoirs, other for their installation and work on the power plant, and others for the treatment of contaminated soils and the control systems (Réf. 02_14520468_Ad2_Devis_2128-40091-001-01-A-HQ-L,p.9, 07_Devis technique_PDB_Foreurs_2014).»⁷³

87. Monsieur Mukash propose à la Régie de tenir compte de l'ensemble des coûts dans une analyse des coûts d'opportunités entre un approvisionnement via un projet d'énergie de source renouvelable et le projet d'augmenter la capacité du parc à carburant de la centrale. De plus, dans son témoignage devant la Régie de l'énergie en date du 19 juin 2014, monsieur Mukash a proposé de suspendre le processus en cours afin de procéder à une étude d'opportunités des coûts relativement à la mise à niveau du parc à carburants:

«I would suggest the Board to closely look at the following proposal and request Hydro-Québec to suspend their actual process. We don't know the total cost of hundred and twenty (120) litres storage project, because it was fractioned in many parts. But we know that the installation contract award was published, over three million dollars (\$3 M) in the website of Hydro-Québec. We know that a fuel and storage truck of twenty thousand (20,000) litres costs around a hundred and seventy-five thousand dollars (\$175,000). We think that parking six of these trucks, as fuel temporary storage solution, for the time required for developing our project in Whapmagoostui would have been a cheaper solution.»⁷⁴

88. Considérant que l'ampleur des coûts pour ce projet n'ont pas été divulgués par le Distributeur au présent dossier⁷⁵, le Distributeur devrait soumettre un projet global incluant les coûts pour l'augmentation de l'aire de stockage et les coûts d'augmentation de la production de la centrale de Kujjuarapik, afin de comparer ces coûts aux projets pouvant être offerts par la communauté de Whapmagoostui. En ce sens, le GRAME appuie la demande de suspension de la procédure d'appel d'offres proposée par monsieur Mukash.

⁷³ C-GRAME-0014, p. 1 à 3, Réponse 1

⁷⁴ Notes sténographiques du 19 juin 2014, p. 122, R. 88, m. Mukash

⁷⁵ Notes sténographiques du 18 juin 2014, p. 101 à 103, R. 128-129

89. Aussi, dans la mesure où les coûts liés au projet de mise au norme du parc à carburant de la centrale de Kuujuarapik dépassaient 10M\$ au total, le Distributeur serait tenu de déposer à la Régie une demande d'approbation de ce Projet, en vertu de 73, al. 1, par. 1 de la Loi sur la Régie de l'énergie et de l'article 1, al. 1, par. 1, b) du Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie.

90. Enfin, le Distributeur doit tenir compte du fait que l'acceptabilité sociale du choix d'un projet d'approvisionnement est primordiale, tel qu'indiqué par monsieur Mukash dans son témoignage écrit, puisque l'appropriation de ces projets par la communauté favorise le développement économique⁷⁶.

91. En conclusion, nous souhaitons inviter la Régie à prendre connaissance du témoignage de monsieur Mukash de manière attentive et détaillée dans le cadre de sa décision à rendre du présent dossier concernant le plan d'approvisionnement en réseaux autonomes. En audience, monsieur Mukash a précisé les motivations l'ayant conduit à venir témoigner devant la Régie de l'énergie pour la demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur:

«A. Yes. We know that in two thousand two (2002), an agreement was signed, referred to as La Paix des Braves. It was signed between the Grand Council of the Crees of Québec and also the Government of Québec. And in this agreement, there were a number of principles that were agreed to. And one of them was one of mutual respect, and more importantly one of mutual cooperation in the economic development of Québec.

My testimony at this hearing is to support the investment in Hydro-Québec for the next ten (10) years, make sure that it inscribes itself in the frame of this cooperation agreement, where we must learn from each other's, let's say, rules of law, to make a better world for our respective nations. A better world for us, for the Crees and Quebeckers, is a sustainable world that we can give to our children and generations to come. For the Cree people, the protection of lands is an important part of our culture, because our culture is dependent on the life on the land. (...)

We understand that the Energy Board has a limited role in all this process, but a very important one. We think that ensuring that the proper metric method used to evaluate renewable projects is one of them. And I wish to convey our message that we don't want any more petroleum, because it won't bring sustainable development to us, neither the south of Quebec. We think the investments that Hydro-Québec is planning for Whapmagoostui-Kuujuarapik in the supply plan are largely underestimated.

⁷⁶ C-GRAME-0014, p. 7, Réponse 10.2

We would like the Energy Board to organize at least one of its hearings or working sessions in Northern Quebec, at least on an annual basis, in order to give the communities a chance to express their views on the future of energy development in their respective territories, and also on the rates issue.»⁷⁷

92. Le processus d'audiences publiques instauré à la Régie de l'énergie n'est probablement pas adapté aux réalités des communautés qui résident dans les réseaux autonomes et c'est pourquoi le GRAME appuie la recommandation de monsieur Mukash d'encourager le Distributeur à tenir des rencontres avec le personnel de la Régie dans le Nord du Québec afin de permettre aux personnes intéressées et touchées par les décisions tarifaires ou autres de s'exprimer, à l'instar des autres clients, devant la Régie de l'énergie.

93. On retient du témoignage de monsieur Matthew Mukash que l'utilisation du diesel ne devrait plus être perçue comme la seule alternative du Distributeur pour approvisionner les réseaux autonomes. À la fin de son témoignage, monsieur Mukash a fourni copie de trois correspondances adressées respectivement au premier ministre Jean Charest et Philippe Couillard⁷⁸, dont deux émanant du chef des premières nations de Whapmagoostui qui appuient cette affirmation, afin de permettre à la Régie d'en prendre connaissance dans le cadre de leurs délibérations au présent dossier.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Le 26 juin 2014.



Geneviève Paquet, avocate
400, boul. Curé-Labelle, Suite 204
Laval, Québec, H7V 2S7
Tél.: 450-687-5055, poste 226
Fax: 450-687-5055
Courriel : genevieve_paquet@videotron.ca

⁷⁷ Notes sténographiques du 19 juin 2014, p. 133 à 135, m. Mukash

⁷⁸ C-GRAME-0026: Lettre du 14 juillet 2011 de Whapmagoostui First nation, C-GRAME-0027: Lettre du 16 juin 2014 de Whapmagoostui First nation et C-GRAME-0028: Lettre du Conseil des Atikamekw d'Opitciwan