

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-3776-2011

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC Distribution
(« Distributeur »)
Demanderesse
-Et-

REGROUPEMENT NATIONAL DES
CONSEILS RÉGIONAUX DE
L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC
(« RNCREQ »)
Intervenant

**Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année
tarifaire 2012-2013 d'Hydro-Québec Distribution**

ARGUMENTATION ÉCRITE

1. Introduction

1. Dans le présent dossier tarifaire, le RNCREQ a présenté une preuve, constituée d'un mémoire d'organisme et du témoignage en audience de M. Paul Paquin, analyste externe pour le compte de l'intervenant, laquelle a analysé la transaction financière avec le Producteur, le Tarif DT, les coûts évités du réseau intégré et ceux des réseaux autonomes, les revenus requis des réseaux autonomes, et différents aspects de l'alimentation du réseau de Schefferville.
2. La preuve du RNCREQ s'inscrit, encore cette année, dans une perspective d'atteinte et de respect des principes du développement durable, tels qu'énoncés dans la *Loi sur le développement durable*. Celle-ci vise également à promouvoir et optimiser l'efficacité énergétique et se fonde sur les recommandations du gouvernement du Québec, telles que libellées dans sa Stratégie énergétique.

3. La pertinence de cette approche du RNCREQ, à analyser tous les aspects d'un dossier dans une perspective du développement durable, lui a d'ailleurs été reconnu par la Régie qui a apprécié la pertinence et l'utilité de ses interventions successives.
4. Le RNCREQ réitère les recommandations qu'il faisait dans sa preuve écrite, lesquelles seront précisées au cours de la présente

2 Transaction financière avec le Producteur

5. Le RNCREQ convient que analyse du Distributeur démontre qu'il est plus avantageux de conclure des transactions financières avec le Producteur au lieu de revendre l'énergie sur les marchés de court terme.
6. Cependant celle-ci ne démontre pas que l'application de cette option dès 2012 est la plus avantageuse, à plus forte raison que le Distributeur a affirmé que sa décision n'est pas le résultat d'analyses économiques.
7. D'ailleurs, les prix de marché ne sont pas favorables à une telle transaction actuellement.
8. Les résultats obtenus par l'analyse du RNCREQ, envisageant que le surplus d'énergie de l'année 2012 soit différé et que les transactions financières soient appliquées ultérieurement, montrent que le paiement au Producteur diminue à chaque année en terme réel dès l'année 2013 et que le report dans le temps de l'application des transactions financières permet également de réduire le prix payé en dollars actualisés de 2012. Ainsi l'analyse du RNCREQ démontre que, sur le plan économique, il serait préférable de retarder la conclusion des transactions financières ultérieurement.
9. Par ailleurs, il est pertinent de rappeler que le solde de 2 TWh prévu à l'année 2027, soit dans 15 ans, est une quantité très faible par rapport à la consommation totale prévue sur la période 2012-2027. L'évaluation de ce solde est basée sur la meilleure prévision disponible, mais une très faible variation de cette prévision entraînerait une variation importante du solde. Une façon de réduire le risque d'une erreur de prévision est de réduire la période de la prévision. Ceci peut se faire en retardant la décision quand cela est possible.

10. Selon le RNCREQ, c'est le cas dans le dossier actuel. La preuve ne démontre pas qu'il y a une urgence à conclure des transactions financières dès l'année 2012. L'énergie en surplus de l'année 2012 pourrait être différée et, selon l'évolution des besoins, il serait possible de reconsidérer plus tard la mise en application de l'option des transactions financières avec le Producteur.

11. Le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas accepter la demande du Distributeur de conclure des transactions financières avec le Producteur pour l'année 2012 et de ne pas inclure le montant de 17,3 M\$ relié à ces transactions dans les coûts d'approvisionnement de l'année 2012. S'il y a lieu, de telles transactions pourraient être envisagées plus tard.

3 Tarif DT

12. Pour le RNCREQ, le changement au tarif DT pour s'adapter aux nouvelles conditions climatiques est souhaitable, dans la mesure où il reflète une réalité environnementale reconnue.

13. Cependant, considérant les réserves du RNCREQ sur l'utilisation du mazout, celui-ci ne se prononce pas sur ces modifications puisqu'elles ont des implications diverses, lesquelles n'ont pas toutes été analysées par lui, notamment sur la pression sur l'utilisation de carburants fossiles qu'il ne peut endosser.

14. Le RNCREQ retient de la preuve du Distributeur que le système bi-énergie est un outil existant efficace pour diminuer la demande de pointe.

15. Il n'est cependant pas convaincu de l'intérêt de maintenir les systèmes de bi-énergie qui utilisent des carburants fossiles non-renouvelables (mazout), dont l'impact sur l'environnement est très négatif. D'ailleurs, l'analyse du RNCREQ a démontré qu'il n'est pas rentable pour les clients du Distributeur de renouveler un système bi-énergie (gain d'exploitation de 2363\$ vs investissement différentiel de 5007\$).

16. Selon les témoins du Distributeur tant qu'il s'agit d'entretenir le système, les gains anticipés sont suffisants pour compenser les coûts d'entretien, mais ceux-ci n'ont pas convaincu le RNCREQ que les clients, face à l'éventualité du changement d'une pièce importante du système comme la fournaise ou le mécanisme de bi-énergie, pour lesquels il faut prévoir des coûts importants, n'entraînera pas un délaissement du système bi-énergie. D'ailleurs, selon ce qui a été mentionné en audience (NS du 13 décembre 2012), le gros du parc bi-énergie a été implanté dans les années 1980 et 1990. On doit donc s'attendre au remplacement de pièces majeures du système bi-énergie
17. La preuve au dossier ne démontre pas non plus qu'il est rentable d'installer un système bi-énergie au lieu d'un système TAE dans une nouvelle habitation (gain d'exploitation de 2363\$ vs investissement différentiel de 7704\$).
18. Dans la mesure où le Distributeur présente un intérêt à maintenir le tarif DT comme outil de gestion de la pointe, ce qui a été confirmé en audience orale, le RNCREQ recommande à la Régie d'inciter le Distributeur à mettre en place des incitatifs économiques facilitant l'application élargie du tarif DT à différentes utilisations mixtes de l'énergie (biomasse pour la chauffe, etc.) qui permettraient une diminution de consommation électrique en pointe, à l'instar du système bi-énergie conventionnel, sans pour autant favoriser l'utilisation de carburant fossile.

4 Coûts évités

4.1 Réseau intégré

18. Le RNCREQ est d'avis que, étant donné l'importance du TNT dans le choix de programmes d'efficacité énergétique, il incombe au Distributeur de faire l'effort requis pour faire une estimation valable de ses coûts évités de moyen terme.
19. À la lumière des réponses obtenues des témoins du Distributeur, le RNCREQ estime que la relation que le Distributeur a établie entre l'évolution des coûts évités en énergie et l'évolution du prix du gaz naturel peut être valable.

4.2 Réseaux autonomes

20. Selon le RNCREQ, il est nécessaire de bien comprendre chacune des composantes des coûts évités afin de s'assurer de mettre en place les meilleures mesures de gestion de la consommation ou d'économies d'énergie.
21. En ce qui concerne les coûts évités en énergie, l'analyse du RNCREQ montre que le combustible compte pour près de 90% de ce coût évité pour les réseaux du Nunavik. Bien qu'on puisse s'attendre à ce que le combustible soit une part importante des coûts évités, l'ampleur de la proportion démontre l'importance à accorder à cette composante
22. Ces résultats montrent que les mesures les plus efficaces pour réduire les coûts des réseaux autonomes sont celles reliées au combustible.
23. En ce qui concerne les coûts évités en puissance, le RNCREQ signale qu'il y a de grandes variations d'un réseau à l'autre et d'une année à l'autre. Selon le RNCREQ, les informations fournies par le Distributeur ne permettent pas de comprendre la diversité des coûts unitaires en puissance pour les réseaux autonomes ainsi que leur variation entre les années 2011 et 2012.
24. Les témoins du Distributeur ont fait ressortir l'absence d'homogénéité entre les réseaux et ont fait valoir que les particularités inhérentes à chaque réseau peuvent expliquer les importantes variations intra et interannuelles. Par ailleurs, le Distributeur a présenté un exemple de calcul, que le RNCREQ ne considère pas suffisant pour bien comprendre et expliquer que des coûts unitaires puissent varier du simple au triple d'un réseau à l'autre, et doubler ou être réduit de moitié d'une année à l'autre.
25. Le RNCREQ s'interroge sur l'utilité d'une méthodologie qui donne de tels résultats.
26. **Le RNCREQ recommande que la méthodologie soit présentée et expliquée en détail aux intervenants lors du prochain dossier tarifaire**

5 REVENU REQUIS DES RESEAUX AUTONOMES

5.1 Problématique des réseaux autonomes

27. Le RNCREQ s'est penché sur la problématique des revenus requis des réseaux autonomes et aux conséquences qu'ils engendrent sur le déficit du Distributeur. Déjà, dans le dossier R-3708-2009, il relevait « *le déficit du Distributeur s'explique principalement par le déficit des réseaux autonomes. Il constate qu'il y a un déficit important récurrent pour ces réseaux. Étant donné le mode de production pour la plupart de ces réseaux et la tarification qui y est appliquée, le déficit est structurel.* »
28. Le RNCREQ, dans la poursuite de ses objectifs d'inclure la notion de développement durable et des principes que celle-ci sous-tend et qui sont enchâssés dans la LDD, maintient qu'il est essentiel que soit faite une analyse rigoureuse afin de vérifier l'efficacité des ressources utilisées, tant du point de vue technique qu'au niveau des coûts.
29. La preuve du RNCREQ dans le présent dossier qui poursuit celle des deux précédents, constate que le déficit des réseaux autonomes s'est accru continuellement depuis l'année 2005.
30. Le RNCREQ encourage le Distributeur à continuer à rechercher des moyens qui permettront de réduire le coût de fonctionnement des réseaux autonomes, notamment par la récupération et la valorisation de la chaleur des centrales diesels.
- 31. Le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le dossier tarifaire du Distributeur consacre une section spécifique pour les réseaux autonomes, comme il l'a fait dans le présent dossier.**
32. Pour le RNCREQ, cette section devrait inclure en preuve l'information concernant le détail des coûts de chacun des réseaux, produite au présent dossier sous pli confidentiel. Ce faisant, la diffusion de ces informations favoriserait la saine gestion réglementaire et le bon déroulement des audiences, en permettant de demander des précisions lors de la demande de renseignement et non lors des audiences, évitant ainsi de reproduire la situation malencontreuse vécue dans le présent

dossier pendant le contre-interrogatoire du RNCREQ, comme Me Fraser le soulignait (NS, vol.4, 14 décembre 2011, p.202-203)¹ :

*« Me ÉRIC FRASER :
Il y a comme un élément de... Je dois vous avouer
là que je suis un petit peu... On a des données
deux mille dix (2010), on a des questions
excessivement précises, on est en audience. Il y
aurait peut-être eu lieu de faire ce type
d'exercice-là en DDR écrite. Je dois avouer que je
suis un peu... je ne veux pas comme m'objecter
juste parce que... »*
(nos soulignés)

5.2 Fiabilité

32. En réponse à une demande du RNCREQ, le Distributeur a fourni l'indice IC pour chacun des réseaux autonomes.
33. On peut constater qu'en 2010 l'indice de continuité a varié grandement d'un réseau autonome à un autre, mais qu'il est particulièrement élevé Akulivik, Kangiqsujuaq, Lac-Robertson et Schefferville.
34. Une comparaison entre l'indice IC des réseaux autonomes de l'année 2010 et l'historique de l'indice IC du réseau intégré pourrait montrer que la fiabilité des réseaux autonomes est moins bonne que celle du réseau intégré. Cependant, selon le RNCREQ, une telle conclusion est prématurée. Pour faire une comparaison valable, il faudrait avoir un historique de l'IC des réseaux autonomes sur une période d'au moins 5 ans.
35. De plus, en vue de savoir s'il y a lieu d'apporter des correctifs et de définir ceux-ci, il faudrait connaître la part de la perte d'alimentation qui est due aux équipements de production et celle qui est due au réseau. Il faudrait également décomposer l'indice IC selon les interruptions dues à une panne et celles dues à un entretien programmé.

¹ Voir également la réponse du RNCREQ, NS, vol.4, 14 décembre 2011, p.204 : « *Le RNCREQ est conscient que les questions sont précises et très très pointues. Cependant, l'information émanant du Distributeur, soit les coûts, parce que le tableau, c'est un tableau de quotient, mais les coûts avaient été fournis, n'étaient pas dans la preuve initiale, ils ont été fournis postérieurement aux DDR. Donc, c'est la raison pour laquelle je pose les questions de cette façon-là en ce moment, j'en suis consciente.* »

6 Réseau de Schefferville

6.1 Centrale de réserve

36. Selon le RNCREQ, bien que le témoignage du Distributeur ait apporté certaines lumières sur le contexte du réseau de Schefferville, les raisons invoquées par le Distributeur ne justifient pas, selon le RNCREQ, la dépense de 3,5 M\$ pour « *mettre à l'abri* » les groupes en réserve. Il est à souligner que cette dépense est le début de la réalisation du projet de la permanentisation des groupes réévalué à 8,13 M\$.

37. Le RNCREQ souligne que le besoin de fonctionnement des groupes de réserve n'est requis que suite à la perte du plus gros groupe de la centrale Menihek, et il faut que cela se produise lors de la demande de pointe du réseau, comme le spécifie le critère de fiabilité en puissance pour les réseaux autonomes. Dans le cas du réseau de Schefferville, ce critère est respecté puisque les groupes de réserve permettent de combler le déficit en puissance. En plus du critère de fiabilité usuel, il faut donc supposer que les groupes ne pourront pas fonctionner.

38. Il est bon de rappeler que, même sans les groupes de réserve, la centrale hydroélectrique permettrait d'alimenter près de 80% de la demande de pointe, ce qui devrait être suffisant pour satisfaire l'alimentation des services essentiels.

39. Dans le dossier tarifaire précédent, la Régie a refusé d'inclure les coûts relatifs à ce projet dans le budget de l'année 2011. Le RNCREQ recommande à la Régie refuser d'inclure le montant de 3,5 M\$ dans le budget de l'année 2012 pour les besoins en équipements de production des réseaux non reliés.

40. De plus, étant donné la décision D-2011-162 de la Régie dans le dossier R-3748-2010, le RNCREQ considère qu'il est prématuré de statuer immédiatement sur les besoins en équipement de production du réseau de Schefferville.

41. Il apparaît plus prudent au RNCREQ d'attendre les résultats du plan d'action demandé par la Régie concernant autant les actions relatives

aux économies d'énergie et à la gestion de la consommation que celles relatives aux stratégies tarifaires et de recouvrement.

6.2 Pertes électriques

40. Selon le RNCREQ, il est nécessaire de se préoccuper des pertes non techniques sur le réseau de Schefferville en vue de les éliminer.
41. Il est bon de rappeler que les pertes totales en énergie ont été de 21% en 2009 (B-0061, acétate 40). Selon la formule d'évaluation des pertes en énergie présentée, les pertes en puissance seraient plus élevées que les pertes en énergie.
42. En audience, le Distributeur a mentionné que le niveau des pertes pourrait être de l'ordre de 8%. Il y aurait donc une diminution des pertes de 13%, soit de 1,3 MW.
43. L'élimination de ces pertes et les conclusions du plan d'action demandé par la Régie, permettront d'avoir une meilleure connaissance de la situation particulière du réseau de Schefferville en vue de recommander les actions pertinentes.
44. En réponse à une demande de la Régie, le RNCREQ a présenté les priorités qu'il recommande pour ce plan d'action.
45. Ces priorités concernent la demande en puissance, plus spécifiquement:
 - l'identification et l'élimination des pertes non techniques
 - l'identification et la réduction des pertes techniques
 - une analyse de la demande en puissance afin d'identifier pourquoi la demande unitaire est beaucoup plus élevée dans le réseau de Schefferville que dans d'autres réseaux, comme celui du Lac Robertson.
46. Ces actions permettront mieux connaître les particularités du réseau de Schefferville et de déterminer et mettre en place les mesures les plus appropriées pour une alimentation fiable à un coût minimum.

47. Le RNCREQ rappelle qu'il est souhaitable que toutes les activités reliées au plan d'action se fassent en concertation et en association avec les communautés locales afin que celles-ci soient considérées comme des partenaires qui elles-aussi pourraient tirer des bénéfiques mesures retenues.

Le tout respectueusement soumis, ce 20 décembre 2011

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Annie Gariépy'. The signature is fluid and cursive, with a large initial 'A'.

Annie Gariépy
Procureure du RNCREQ