



# **Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2013-2014**

**Dossier R-3814-2012**

**Preuve du RNCREQ**

**Présenté à la Régie de l'énergie**

**5 novembre 2012**

## **Rédaction**

Paul Paquin, analyste, PP EconoTech Conseil inc.

## **Collaboration**

Me Annie Gariépy, avocate

Cédric Chaperon, chargé de projet en énergie et changements climatiques,  
Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec

Philippe Bourke, directeur général, Regroupement national des conseils régionaux  
de l'environnement du Québec

## SOMMAIRE

SOMMAIRE .....	3
PRÉSENTATION DU RNCREQ.....	4
INTRODUCTION DE LA PREUVE DU RNCREQ .....	6
1 APPROVISIONNEMENTS – CONVENTIONS AMENDÉES.....	7
1.1 STRATÉGIE D’APPLICATION DES CONVENTIONS AMENDÉES.....	7
1.2 ACTIVITÉS D’ACHAT SUR LES MARCHÉS .....	10
1.3 ACTIVITÉS DE REVENTE SUR LES MARCHÉS.....	11
1.4 RENTABILITÉ DES CONVENTIONS .....	12
2 RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE –GROUPES DE SECOURS.....	17
2.1 JUSTIFICATION DE LA PERMANENTISATION DES GROUPES DE SECOURS.....	17
2.2 UTILISATION DES GROUPES DE SECOURS .....	19
2.3 RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE – PRÉVISION D’INVESTISSEMENTS .....	21
3 IMPACT TARIFAIRE SUR 5 ANS – PROJET LAD .....	23
4 STRATÉGIE TARIFAIRE – TARIF D .....	26
5 PGEÉ – TAUX D’ACTUALISATION DES TESTS .....	29
6 CONCLUSIONS.....	31

## **PRESENTATION DU RNCREQ**

Les seize (16) conseils régionaux de l'environnement (CRE) interviennent en faveur de la protection et de l'amélioration de l'environnement à l'échelle de chacune des régions administratives du Québec. Par leurs actions, ils cherchent à favoriser l'intégration des préoccupations environnementales dans les processus de développement régional.

Pour eux, ce développement doit se faire dans le respect de la capacité de support des écosystèmes. C'est une condition essentielle au développement durable.

Les CRE sont des organismes autonomes, issus du milieu, reconnus comme interlocuteurs privilégiés du Gouvernement sur les questions environnementales. Ils regroupent un nombre croissant de membres d'horizons divers poursuivant des objectifs communs. Ce réseau unique constitue un acteur influent dans le domaine de l'environnement au Québec.

En tenant compte des réalités locales et régionales, les CRE privilégient l'action, la concertation, l'éducation, l'information, la sensibilisation et la veille environnementale, pour atteindre leurs objectifs. Ils défendent des valeurs fondamentales comme la solidarité, l'équité et le respect.

Fondé en 1991, le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) a quant à lui pour mission de contribuer au développement et à la promotion d'une vision nationale du développement durable au Québec, de représenter l'ensemble des CRE et d'émettre des opinions publiques en leur nom. Le RNCREQ œuvre dans la plupart des grands dossiers environnementaux (changements climatiques, matières résiduelles, gestion de l'eau, énergie, forêts, agriculture, etc.).

En regroupant et représentant l'ensemble des régions du Québec, le RNCREQ facilite les échanges d'expertise entre les régions, assure la diffusion de la vision particulière des CRE et encadre les relations avec les intervenants politiques, sociaux, économiques et environnementaux au niveau national.

Comme en témoigne leur mission, les CRE se sentent interpellés de multiples façons dans la mise en œuvre du développement durable par le gouvernement du Québec. Rappelons en outre que dans le cadre de l'entente de partenariat formel qu'il a conclue avec les CRE depuis bientôt 15 ans : « le gouvernement du Québec reconnaît que les Conseils régionaux de l'environnement ont le mandat de contribuer au développement d'une vision régionale de l'environnement et du

développement durable et de **favoriser la concertation de l'ensemble des intervenants régionaux en ces matières** ».

« La ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs reconnaît les CRE comme **interlocuteurs privilégiés du gouvernement du Québec en région pour la concertation en matière d'environnement et de développement durable** ».

## **INTRODUCTION DE LA PREUVE DU RNCREQ**

Dans le cadre du dossier R-3814-2012, portant sur l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2013-2014, le présent mémoire du Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (« RNCREQ ») aborde principalement les aspects suivants de la preuve du Distributeur :

1. L'approvisionnement en énergie, notamment l'application des Conventions amendées. (HQD-5, document 1) ;
2. La problématique du réseau de Schefferville. (HQD-8, document 5, Annexe, pages 23 et suivantes);
3. L'impact tarifaire sur cinq ans, notamment l'impact du projet LAD (HQD-8, document 6) ;
4. La stratégie tarifaire concernant le tarif D (HQD-12, document 2);
5. Les résultats des tests économiques du PGEÉ (HQD-8, document 8)

Le RNCREQ se réserve toutefois le droit de traiter en audience dans le cadre de son contre-interrogatoire et/ou de son argumentaire des autres sujets dont traite la preuve d'HQD et qui intéresse l'intervenant.

## **1 APPROVISIONNEMENTS – CONVENTIONS AMENDEES**

L'analyse du RNCREQ concernant les approvisionnements du Distributeur porte sur la stratégie proposée quant à l'application des Conventions amendées et sur la planification des achats et reventes sur les marchés. De plus, étant donné l'évolution du contexte énergétique, notamment des prix de marché de l'énergie, le RNCREQ entend examiner si les bénéfices escomptés des Conventions justifient le maintien de leur application. Ce dernier sujet est pertinent dans la mesure où l'application des Conventions amendées a un impact immédiat sur les actions du Distributeur concernant ses approvisionnements et sur le coût de ceux-ci dans le dossier tarifaire actuel.

### **1.1 STRATÉGIE D'APPLICATION DES CONVENTIONS AMENDÉES**

Le Distributeur mentionne que suite à une correspondance du Producteur à l'effet que celui-ci ne serait pas en mesure de lui octroyer des quantités au-delà des 400 MW garantis pour les hivers 2012-2013 et 2013-2014, il a voulu limiter le risque important lié aux 400 MW de rappels non garantis. À cet effet, il planifie dorénavant l'utilisation des rappels sur la seule base de l'engagement contractuel du Producteur, soit 400 MW, et détermine les quantités d'énergie différée en fonction des rappels obtenus, année après année. Sur cette base et sans nouvelles actions de sa part le Distributeur évalue que le solde du compte d'énergie différée atteindrait 12 TWh à la fin des Conventions, soit en 2027.<sup>1</sup>

En réponse à une demande de renseignements<sup>2</sup>, le Distributeur rappelle que depuis le dépôt du dossier R-3726-2010, le contexte énergétique a significativement changé. Non seulement les besoins à approvisionner sont en baisse de près de 110 TWh sur la période 2012-2027, mais l'offre s'est accrue de près de 30 TWh sur la même période. Selon le Distributeur, il n'est donc plus possible de compter sur d'éventuels besoins à combler qui justifieraient le rappel de l'énergie que le Distributeur différerait aujourd'hui.

Le Distributeur mentionne qu'il dispose actuellement de la marge de manœuvre requise pour faire face à un scénario de demande plus fort. Toutefois, il ne dispose d'aucune flexibilité pour faire face à une demande plus faible ou à l'ajout de ressources. Si une telle situation survenait, il estime qu'il doit éviter de se

---

<sup>1</sup> HQD-5, document 1, page 5

<sup>2</sup> HQD-13, document 1, pages 52 à 54

retrouver dans l'incapacité de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro. Ainsi, pour éviter un tel dénouement, le Distributeur doit, en conformité avec le principe de précaution, gérer les Conventions de manière prudente et responsable, et ce, dans le respect de ses obligations contractuelles.

Ainsi, afin de lui permettre d'arriver à un solde nul à la fin des Conventions, le Distributeur propose une stratégie consistant à planifier l'utilisation des Conventions en plafonnant les rappels à 400 MW, soit le niveau garanti par le Producteur en vertu des Conventions et à ne pas différer l'énergie du contrat en base sur la période 2013-2017. Il privilégie une approche prudente, visant à évaluer année après année sa capacité à différer l'énergie, en fonction des rappels effectivement octroyés par le Producteur et de la marge de manœuvre dont il dispose.<sup>3</sup>

Le Distributeur présente le tableau E7-B montrant les résultats de l'utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée sur la période 2012-2027. Selon l'évaluation du Distributeur, il resterait un solde d'énergie différée de 2,49 TWh en 2027.<sup>4</sup>

Selon le RNCREQ la stratégie proposée par le Distributeur est prématurée pour les raisons énoncées ci-après.

Selon le RNCREQ, l'obligation de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro à la fin des Conventions n'est pas absolue. D'ailleurs, comme cela est indiqué au tableau E7-B, il prévoit que le solde ne sera pas nul en 2027. En effet, l'article 2.2.8 des Conventions indique les modalités qui s'appliqueraient si le solde n'était pas nul :

« 2.2.8 ...

Le solde du *compte d'énergie différée* devra être à zéro (0) à l'expiration du *contrat*. Dans l'éventualité où le solde du *compte d'énergie différée* est positif à l'expiration du *contrat*, le **Fournisseur** aura l'option de racheter l'énergie correspondant au solde du *compte d'énergie différée* ...

[...]

Si le **Fournisseur** n'exerce pas son option d'achat du solde du *compte d'énergie différée*, le **Distributeur** pourra alors racheter le solde au prix applicable lors de la dernière *année contractuelle*. Dans l'éventualité du rachat du solde du *compte d'énergie différée* par le **Distributeur**, la livraison de l'énergie au **Distributeur** s'effectuera à un taux de livraison équivalent à (i) la quantité d'énergie accumulée dans le *compte d'énergie différée* divisée par (ii) 8760 heures. Cette livraison s'effectuera

---

<sup>3</sup> HQD-5, document 1, page 9

<sup>4</sup> HQD1, document 2.8, page 5

uniformément pendant les 12 mois suivant la fin du *contrat*. Une telle livraison ne sera pas assortie de puissance, ni sujette à la tarification de la *puissance additionnelle* (selon les modalités du paragraphe (iv) de l'article 2.2.11). »

Ainsi, selon le RNCREQ, le Distributeur doit prendre des mesures raisonnables dans l'intérêt de ses clients pour obtenir un solde nul à la fin des Conventions. Mais si le solde n'est pas nul, le Producteur a l'option de racheter l'énergie ou de la fournir au Distributeur dans l'année qui suit la fin des Conventions.

Par ailleurs, il est utile de mentionner que le solde en énergie en 2027 est le résultat de l'utilisation des Conventions d'énergie différée et rappelée à chaque année de 2012 à 2027. Cette utilisation est elle-même tributaire de l'évolution des besoins du Distributeur sur la période et sur les actions que prendra le Distributeur quant aux autres moyens d'approvisionnement dont il dispose.

Ainsi le Distributeur dépose le tableau E7-A présentant le bilan en énergie pour la période 2013-2020<sup>5</sup>. On peut constater qu'il est prévu une production de TCE à partir de l'année 2016. Il est bon de rappeler que dans le dossier R-3748-2010, le Distributeur indiquait qu'il entendait suspendre les livraisons d'électricité de la centrale TCE jusqu'en décembre 2016<sup>6</sup>. Étant donné la situation énergétique actuelle, il apparaît pertinent d'évaluer l'impact d'un prolongement après 2016 de la suspension des livraisons sur le solde d'énergie différée et sur la rentabilité économique de ce prolongement. Cette évaluation est nécessaire dans la mesure où les résultats de cette évaluation peuvent influencer la stratégie actuellement proposée et dont coûts sont intégrés aux revenus requis du Distributeur dans le dossier actuel. Le RNCREQ a donc demandé au Distributeur d'expliquer le besoin de faire appel à cette production, mais le Distributeur a répondu que cette demande dépasse le cadre du présent dossier.<sup>7</sup> Le RNCREQ n'est pas d'accord avec cette position du Distributeur et entend revenir sur cette question lors des audiences. Le RNCREQ souligne l'importance qu'il accorde à ce sujet considérant son implication sur les engagements et les objectifs du gouvernement du Québec en matière de réduction des GES.

**Selon le RNCREQ, il est prématuré de prendre dès 2013 des actions en fonction d'une prévision de la valeur d'un surplus du solde d'énergie appréhendé en 2027, soit dans 15 ans, compte tenu de l'incertitude quant à l'évolution des besoins du Distributeur à l'horizon 2027 et des moyens dont il dispose quant à ses approvisionnements, notamment le contrat avec TCE. Comme cela a été mentionné plus haut, depuis le dépôt du dossier R-3726-**

---

<sup>5</sup> HQD-1, document 2.8, page 4

<sup>6</sup> R-3748-2010, HQD-1, document 1, page 32

<sup>7</sup> HQD-13, document 10, page 4

**2010 les besoins à approvisionner sont en baisse de près de 110 TWh sur la période 2012-2027. Il n'est pas assuré que la prévision des besoins à l'horizon 2027 soit conforme à celle actuellement présentée. Par exemple, il est possible de connaître une période de plus forte croissance ce qui aurait un impact sur le solde d'énergie différée. De plus, il est possible d'envisager de prolonger la suspension des livraisons de TCE.**

## **1.2 ACTIVITÉS D'ACHAT SUR LES MARCHÉS**

Au tableau R-23.2B, le Distributeur présente le détail des coûts des transactions d'achat pour l'année 2013.<sup>8</sup> Pour l'ensemble de l'année, l'énergie totale achetée s'élève à 694 GWh pour un coût total de 32,3 M\$, soit un coût unitaire moyen de 46,5 \$/MWh.

Au tableau E7-B montrant l'utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée, on peut constater qu'il est prévu de rappeler 790 GWh d'énergie en 2013.<sup>9</sup> Selon l'évaluation du RNCREQ, confirmée par le Distributeur, le prix de l'énergie rappelée est de 55,28 \$/MWh en 2013<sup>10</sup>, soit un écart de 8,78 \$/MWh par rapport au prix de marché.

En réponse à une demande renseignements du RNCREQ de justifier le rappel d'énergie à un prix supérieur au prix de marché, le Distributeur mentionne<sup>11</sup> :

*« Le Distributeur tient à rappeler que les rappels du contrat en base fournissent, en plus de l'énergie, une puissance garantie qui s'inscrit au bilan de puissance du Distributeur tout en permettant de vider le solde du compte d'énergie différée des Conventions.*

*En plus, le Distributeur rappelle qu'il ne peut spéculer sur les conditions de marché dans l'utilisation des Conventions.*

*Voir également la réponse à la question 20.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1. »*

Selon le RNCREQ, ces arguments ne justifient pas de payer un prix plus élevé que celui du marché. En effet, concernant la puissance garantie qui est fournie en plus de l'énergie, il faut considérer que selon l'article 2.2.11 (iv) des Conventions amendées, le Distributeur doit payer une prime pour la puissance additionnelle découlant de l'augmentation du taux de livraison horaire. Cette prime correspond au plus élevé de: i) 2 \$US, et ii) le résultat du dernier encan mensuel de puissance (« UCAP ») pour le « New York Rest of State », pour le mois applicable, tel que

---

<sup>8</sup> HQD-13, document 1, page 60

<sup>9</sup> HQD-1, document 2.8, page 5

<sup>10</sup> HQD-13, document 10, page 9

<sup>11</sup> HQD-13, document 1, page 9

compilé par le NYISO – « NYISO Monthly Auction » – ou l'équivalent si des modifications sont apportées aux règles du NYISO.

Ce coût s'ajoute au prix de l'énergie de 55,28 \$/MWh mentionné plus haut, de sorte que l'écart par rapport au prix de marché est augmenté d'autant.

Quant à la raison invoquée de ne pas spéculer sur les conditions de marché, le RNCREQ estime que le prix de 46,58 \$/MWh ne constitue pas une spéculation mais est la meilleure évaluation que peut faire le Distributeur.

**Ainsi, selon les informations disponibles, une stratégie d'approvisionnement qui remplacerait le rappel d'énergie différée par des achats sur les marchés serait moins coûteuse pour le Distributeur et devrait être adoptée tant que le prix de marché est inférieur au prix de l'énergie rappelée selon les termes des Conventions amendées.**

### **1.3 ACTIVITÉS DE REVENTE SUR LES MARCHÉS**

Le Distributeur mentionne qu'à conditions climatiques normales le volume d'électricité patrimoniale inutilisée prévu en 2013 est de 4,2 TWh. Il ajoute que les conditions de marché expliquent la presque totalité du volume d'électricité patrimoniale inutilisée. Cette situation est attribuable aux surplus qui ne peuvent être revendus sur les marchés à un prix supérieur à celui de l'électricité patrimoniale.<sup>12</sup>

Au tableau R-23.2-D, le Distributeur présente un calcul du prix de revente pour l'année 2013<sup>13</sup>.

Le Distributeur fournit également un tableau (Tableau 9) présentant un indicateur de prix de marché pour l'année 2011<sup>14</sup>.

Selon le RNCREQ, ces deux tableaux veulent montrer la même réalité, soit le prix de revient du Distributeur en fonction du prix de NYMEX NY zone M. Un examen de ces deux tableaux montre que les mêmes éléments s'y retrouvent sauf pour deux cas spécifiques :

- Le tableau R-23.2-D inclut un item Ajustement alors que cet item n'apparaît pas au Tableau 9;

---

<sup>12</sup> HQD-5, document 1, page 8

<sup>13</sup> HQD-13, document 1, page 61

<sup>14</sup> HQD-5, document 1, page 18

- Le tableau R-23.2-D inclut un coût pour le service de transport de point à point sur le réseau du Transporteur, mais n'inclut pas le crédit de 90% de ce coût qui est récupéré par le Distributeur comme cela apparaît au Tableau 9

En se basant sur les coûts réels présentés au Tableau 9, on peut constater qu'il y a une différence de 4,90 \$/MWh entre le prix NYMEX et le prix de revient sur le réseau québécois.

Étant donné que le prix de l'électricité patrimoniale est de 27,7 \$/MWh<sup>15</sup>, on peut évaluer qu'il serait avantageux de revendre les surplus sur les marchés dès lors que le prix de marché est plus élevé que 32,60 \$/MWh. Or, selon la prévision des prix NYMEX présentés au tableau R-23.2-D, une telle situation se présente en période de pointe des mois de janvier, février, mars, juillet, août, octobre, novembre et décembre, et en période hors pointe de janvier seulement. En éliminant les mois où les besoins du Distributeur sont importants, il reste les mois de juillet et août.

**À partir des informations disponibles, le RNCREQ conclut que le Distributeur pourrait avantageusement revendre des surplus sur les marchés durant la période de pointe des mois de juillet et d'août 2013 et les résultats de ces ventes devraient apparaître au tableau 6<sup>16</sup> montrant les coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.**

#### **1.4 RENTABILITÉ DES CONVENTIONS**

Le Distributeur mentionne que les « *Conventions permettent aussi de bénéficier, à l'horizon 2020-2027, de rappels d'énergie d'environ 1,4 TWh par année, à un prix bien inférieur à celui des nouveaux approvisionnements de long terme. De fait, le coût des nouveaux approvisionnements de long terme à l'horizon 2020 s'élève à 13,6 ¢/kWh, alors que le coût des rappels s'élève à environ 6,3 ¢. À titre illustratif, cet avantage se traduit par des bénéfices récurrents de 102 M\$ par année, ce qui correspond à un gain actualisé d'environ 470 M\$ en dollars de 2012* »<sup>17</sup>.

Le RNCREQ a tenté de reproduire les résultats du Distributeur, sans y arriver exactement, mais les résultats sont très semblables : les gains actualisés à l'année 2012 sont de 458,5 M\$ au lieu de 470 M\$.

**Tableau 1** : Gains anticipés de 2020 à 2027 selon le Distributeur

---

<sup>15</sup> HQD-5, document 2, page 5

<sup>16</sup> HQD-5, document 1, page 13

<sup>17</sup> HQD-13, document 1, page 52

	TWh	\$/MWh		\$/MWh		Gain annuel \$courants	Gain annuel \$2012
2020	1,4	63,50		135,83		101,3	64,80
2021	1,4	64,77		138,55		103,3	62,50
2022	1,4	66,06		141,32		105,4	60,29
2023	1,4	67,38		144,14		107,5	58,16
2024	1,4	68,73		147,03		109,6	56,10
2025	1,4	70,10		149,97		111,8	54,12
2026	1,4	71,51		152,97		114,0	52,21
2027	1,4	72,94		156,02		116,3	50,36
							458,54

Cependant, selon le RNCREQ, les résultats du Distributeur sont obtenus à partir de coûts différents des coûts évités pour les années 2020 à 2022. En effet, pour ces trois années les coûts évités prennent en considération une référence basée sur le coût des achats en hiver et sur le revenu net de revente en été, ce qui donne des valeurs beaucoup plus faibles que celles utilisées par le Distributeur.<sup>18</sup> Ainsi, le RNCREQ a refait le calcul en considérant les coûts évités proposés dans le dossier actuel (ceux-ci sont très semblables à ceux du dossier tarifaire R-3776-2011). Les coûts évités se retrouvent aux tableaux A-1, A-2, A-3 et A-4 et comprennent la Fourniture et le Transport<sup>19</sup>. Pour les fins du calcul, l'intervenant a utilisé les coûts évités du tarif L pour les années 2020 à 2022. Les résultats sont présentés au tableau ci-dessous.

<sup>18</sup> R-3776-2011 HQD-2 document 4, page 5

<sup>19</sup> HQD-2, document 4, pages 15 et 16

**Tableau 2 : Gains anticipées de 2020 à 2027, selon les coûts évités au tarif L pour les années 2020 à 2022**

	TWh	\$/MWh		\$/MWh		Gain annuel \$courants	Gain annuel \$2012
2020	1,4	63,50		48,40		-21,1	-13,52
2021	1,4	64,77		<b>49,30</b>		-21,7	-13,10
2022	1,4	66,06		<b>50,30</b>		-22,1	-12,63
2023	1,4	67,38		144,14		107,5	58,16
2024	1,4	68,73		147,03		109,6	56,10
2025	1,4	70,10		149,97		111,8	54,12
2026	1,4	71,51		152,97		114,0	52,21
2027	1,4	72,94		156,02		116,3	50,36
							231,69

On peut constater que, pour les années 2020 à 2022, le prix de l'énergie rappelée selon les Conventions amendées est supérieur aux coûts évités, ce qui occasionne des pertes pour le Distributeur. Cependant, à partir de l'année 2023, les coûts évités sont supérieurs au prix de l'énergie rappelée de sorte qu'on obtient un gain total actualisé positif de 231,7 M\$, soit tout de même plus de 220 M\$ de moins que dans le cas précédent.

Par ailleurs, le RNCREQ considère que l'évolution des coûts évités entre l'année 2022 et 2023 n'est pas réaliste : ils passent de 50,30 \$/MWh en 2022 à 144,14 \$/MWh en 2023. L'intervenant a donc refait le calcul du tableau faisant l'hypothèse raisonnable que les coûts évités progressent graduellement à partir de 2022 au même rythme qu'avant 2022.

Les résultats sont présentés au tableau ci-dessous. On peut constater que le prix de l'énergie rappelée est toujours supérieur aux coûts évités, ce qui occasionne des pertes de 96 M\$ actualisés en 2012.

**Tableau 3 : Gains anticipés de 2020 à 2027 selon les coûts évités au tarif L augmentant de 2% à partir de 2022**

Calcul selon les coûts évités au tarif L de HQD-2, document 4, page 16, Fourniture et transport							
	TWh	\$/MWh		\$/MWh		Gain annuel	Gain annuel
						\$/courants	\$/2012
2020	1,4	63,50		48,40		-21,1	-13,52
2021	1,4	64,77		49,30		-21,7	-13,10
2022	1,4	66,06		50,30		-22,1	-12,63
2023	1,4	67,38		51,31		-22,5	-12,18
2024	1,4	68,73		52,33		-23,0	-11,75
2025	1,4	70,10		53,38		-23,4	-11,33
2026	1,4	71,51		54,45		-23,9	-10,93
2027	1,4	72,94		55,54		-24,4	-10,55
							-96,00

Étant donné ces résultats le RNCREQ s'interroge sur la rentabilité de continuer à appliquer les termes des Conventions amendées. Lorsque les Conventions ont été présentées lors du dossier R-3648-2007 elles permettaient d'apporter plus de souplesse dans la fourniture de l'énergie des contrats conclus avec le Producteur en reportant de l'énergie qui serait par la suite rappelée à un coût inférieur au prix de marché. Il en est de même lors du dossier R-3726-2010 qui proposait des amendements aux Conventions en vue d'apporter encore plus de souplesse.

À cet effet, le RNCREQ présente un tableau montrant les coûts évités qui ont servi de référence pour évaluer la rentabilité des Conventions. On retrouve également le prix de l'énergie rappelée selon les termes des Conventions.

**Tableau 4 : Historique des coûts évités**

	R-3648-2007 <sup>1</sup>	R-3726-2010 <sup>2</sup>		R-3814-2012 <sup>3</sup>	Convention <sup>4</sup>
		prix terme	long prix terme	court	
	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
2012	91,64	115,93	58,44		54,19
2013	93,47	118,25	59,43	38,30	55,28
2014	95,34	120,62	60,47	40,40	56,38
2015	97,25	123,03	61,59	42,50	57,51
2016	99,19	125,49	62,68	44,70	58,66
2017	101,18	128,00	63,81	45,60	59,83
2018	103,20	130,56	64,96	46,50	61,03
2019	105,26	133,17	66,11	47,40	62,25
2020	107,37	135,83	67,27	48,40	63,50
2021	109,52	138,55	68,71	49,30	64,77
2022	111,71	141,32	70,76	50,30	66,06
2023	113,94	144,15	72,22	51,31	67,38
2024	116,22	147,03	73,71	52,33	68,73
2025	118,54	149,97	75,24	53,38	70,10
2026	120,92	152,97	76,80	54,45	71,51
2027	123,33	156,03	78,39	55,54	72,94

1: R-3648-2007, HQD-1, document 5, page 13

2: R3726-2010, HQD1, document 1, page 24

3: R3814-2012, HQD-2, document 4, page 16 augmentant de 2% à partir de 2022

4: R-3726-2010, Convention 350 MW, article 2.2.11 (iii)

On peut constater que dans le cas du dossier initial (R-3648-2007) et du dossier proposant des amendements (R-3726-2010), les coûts évités sont plus élevés que le prix de l'énergie rappelée sur toute la durée des Conventions.

Cependant, cela n'est plus le cas actuellement. On peut en effet constater que le prix de marché (coûts évités) est bien inférieur au prix de l'énergie rappelée. Cette situation fait en sorte qu'il n'est plus rentable de continuer à appliquer les termes des Conventions amendées. **Le RNCREQ recommande que l'application des termes des Conventions soit suspendus jusqu'à ce qu'une évaluation plus approfondie soit réalisée.**

## 2 RESEAU DE SCHEFFERVILLE –GROUPES DE SECOURS

Le RNCREQ analyse la problématique du réseau de Schefferville en traitant de la justification de la permanentisation des groupes de secours (centrale thermique de réserve), de l'utilisation de ces groupes et de la prévision des investissements pour l'ensemble de ce réseau.

### 2.1 JUSTIFICATION DE LA PERMANENTISATION DES GROUPES DE SECOURS

Le Distributeur mentionne que les besoins en équipements de production des réseaux autonomes sont estimés à 8,6 M\$ pour l'année 2013. Il ajoute que ce montant inclut une somme de 2,0 M\$ pour le début des travaux relatifs à la construction de la centrale de réserve de Schefferville (dans les dossiers antérieurs, il était question de la permanentisation des groupes<sup>20</sup> ou de mettre les groupes à l'abri)<sup>21</sup>.

Or, ce sujet a été abordé lors du dossier tarifaire R-3776-2011 et la Régie a émis la décision suivante<sup>22</sup> :

*« La Régie est sensible aux arguments présentés par le Distributeur quant à la « permanentisation » des groupes existants dans une centrale thermique de réserve. Toutefois, elle est également préoccupée par l'état de la ligne de transport entre Mehinek et Schefferville, qui doit faire l'objet d'importants travaux de réhabilitation, ainsi que par l'état du réseau de distribution de Schefferville et des contrôles de ce réseau. Une mise à jour de la stratégie d'investissement pour l'ensemble des infrastructures électriques de Schefferville semble donc s'imposer, en lien avec l'évolution des besoins de ce réseau et avec les stratégies d'efficacité énergétique qui y seront déployées.*

*Avant d'autoriser un investissement pour un bâtiment abritant des groupes de secours et l'installation d'un nouveau groupe de secours, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une mise à jour de sa stratégie globale d'investissement en lien avec l'évolution de l'ensemble des besoins futurs du réseau de*

---

<sup>20</sup> R-3740-2010, HQD-12, document 5, page 8

<sup>21</sup> R-3776-2011, HQD-13, document 1, page 29

<sup>22</sup> D-2012-024, pages 167 et 168

*Schefferville. Un montant de 3,5 M\$ est donc soustrait du budget demandé pour 2012 pour les investissements de moins de 10 M\$. »*

Afin de justifier le montant à autoriser pour la centrale de réserve, le Distributeur mentionne que « *Toute interruption prolongée de l'alimentation électrique met en péril la satisfaction de besoins essentiels de la communauté isolée. Pour ne donner qu'un exemple des risques potentiels, une panne générale en plein hiver pourrait provoquer le gel du système d'eau potable de la ville et des résidences, en moins de 48 heures, puisque les câbles chauffants du réseau d'eau ne fonctionneraient plus* »<sup>23</sup>.

À une demande de renseignements du RNCREQ, à l'effet de préciser la capacité qui serait requise pour satisfaire les services essentiels, le Distributeur répond :

*« En cas de panne majeure, le Distributeur a clairement indiqué que le retour d'une alimentation électrique de la communauté pourrait prendre plusieurs jours.*

*L'alimentation en eau potable constitue évidemment un besoin essentiel de toute communauté, tant pour les besoins alimentaires et hygiéniques que pour la protection contre les incendies. En outre, le gel des conduites pourrait entraîner leur bris avec des conséquences importantes, vu les délais nécessaires à leur réparation.*

*En outre, comme le Distributeur l'a déjà expliqué, le chauffage de l'eau et des espaces est très majoritairement électrique à Schefferville. Voir également la réponse à la question 64.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1. »*<sup>24</sup>

Le RNCREQ constate que le Distributeur reprend l'énumération des dommages potentiels, mais ne précise pas la capacité qu'il serait nécessaire pour fournir les services essentiels et éviter la matérialisation de ces dommages. Il n'est donc pas possible de déterminer si ces services pourraient être fournis à la pointe suite à la perte du groupe de 8 MW et à l'indisponibilité des groupes d'urgence.

D'ailleurs, ce sujet avait été sommairement abordé lors du dernier dossier tarifaire comme cela est mentionné dans la décision de la Régie :

*« Le RNCREQ souligne que le besoin de fonctionnement des groupes de réserve n'est requis qu'à la suite de la perte du plus gros groupe de la centrale Menihek lors de la demande de pointe du réseau, comme le précise*

---

<sup>23</sup> HQD-8, document 5, page 23

<sup>24</sup> HQD-13, document 10, page 21

*le critère de fiabilité en puissance pour les réseaux autonomes. L'intervenant rappelle que, même sans les groupes diesel de réserve, la centrale hydroélectrique ayant perdu son plus gros groupe hydraulique permettrait tout de même d'alimenter près de 80 % de la demande de pointe, ce qui devrait être suffisant pour satisfaire l'alimentation des services essentiels »<sup>25</sup>.*

Par ailleurs, le Distributeur mentionne :

*« En plus de satisfaire au critère de fiabilité, la centrale de réserve proposée à Schefferville permettrait au Distributeur de minimiser les risques associés à l'état des installations principalement situées au Labrador. En considérant des délestages cycliques, la centrale de réserve permettrait de maintenir des services minimaux lors d'une panne générale de longue durée, le temps de livrer et installer des groupes électrogènes de secours pour rétablir le service complet (minimum de 5 à 7 jours)<sup>26</sup> ».*

**On peut donc envisager qu'en cas de perte du groupe de 8 MW lors de la demande de pointe ET en cas de problème avec les groupes de secours ET des besoins pour les services essentiels supérieurs à 80% de la demande de pointe, il serait toujours possible de fournir une alimentation d'urgence en considérant des délestages cycliques.**

**Selon le RNCREQ, les éléments complémentaires apportés par le Distributeur ne permettent pas de justifier le montant de 2 M\$ qui est demandé pour le début des travaux. Le critère de fiabilité (perte du plus gros groupe) est respecté et il apparaît que la sécurité publique n'est pas compromise puisque des mesures d'urgence, comme le délestage cyclique, peuvent être mises en place pour l'assurer.**

## **2.2 UTILISATION DES GROUPES DE SECOURS**

Afin de mieux cerner la problématique d'une centrale thermique de réserve à Schefferville, le RNCREQ a demandé au Distributeur de fournir un historique de l'utilisation des groupes depuis leur installation en précisant la date, la durée de fonctionnement, la puissance requise, et la température extérieure. En réponse à cette demande, le Distributeur rappelle que cette information a déjà été fournie lors du dossier tarifaire R-3776-2011.<sup>27</sup>

Or l'information fournie au dossier R-3776-2011 ne précise pas la température extérieure et ne donne pas la puissance qui a été requise des groupes de secours.

---

<sup>25</sup> D-2012-024, page 166

<sup>26</sup> HQD-8, document 5, page 27

<sup>27</sup> HQD-13, document 10, page 22

De plus, le RNCREQ constate que le fonctionnement des groupes de secours n'a pas été requis depuis janvier 2010.

Cependant, le Distributeur mentionne que, le recours aux groupes électrogènes en place au cours des derniers hivers a démontré l'importance de rendre les installations permanentes et de les protéger des conditions hivernales difficiles.<sup>28</sup>

Cette affirmation apparaît contradictoire puisque l'expérience vécue semble démontrer que, dans leur état actuel les groupes de secours ont rempli leur rôle.

De plus, il est pertinent de souligner que, selon les informations fournies par le Distributeur, la centrale a été utilisée en période hivernale uniquement en décembre 2009 et janvier 2010, lors de verglas. Un tel événement (verglas) ne se produit généralement pas lors de froid extrême.

Rappelons que, lors du dossier tarifaire R-3776-2011, le Distributeur a déjà mentionné :

*« Lors de froids extrêmes, l'énorme courant d'air expose tous les équipements au froid, ce qui peut entraîner l'arrêt des composantes de contrôle ou du groupe électrogène. La graisse fige, les mécanismes gèlent, les contrôles ne fonctionnent plus et il faut alors envoyer en urgence par avion nolisé des experts afin de réparer et redémarrer les groupes électrogènes. Cela peut entraîner des délais d'intervention de plusieurs jours pendant lesquels l'alimentation électrique de la communauté n'est pas assurée<sup>29</sup> ».*

En réponse à une demande de renseignement, le Distributeur mentionne qu'il a déjà connu de tels problèmes par temps froid.<sup>30</sup> Cette réponse est surprenante puisqu'il mentionne que ces événements se seraient produits par temps froid alors que lors du dernier dossier tarifaire, il mentionnait que cela pouvait se produire lors de froid extrême. **Selon le RNCREQ, il y a lieu de préciser ce point lors des audiences.**

Lorsque le RNCREQ lui demande si une prise d'air extérieure avait été considérée pour éviter le fort appel d'air froid, le Distributeur renvoie à la réponse aux demandes de renseignement de la Régie<sup>31</sup> où il mentionne que plusieurs options ont fait l'objet d'analyses, tels des abris temporaires pour les saisons hivernales ou le recouvrement des groupes avec des unités modulaires. Il ajoute cependant qu'aucune ne permet de respecter les critères techniques et de sécurité.<sup>32</sup>

---

<sup>28</sup> HQD-13, document 1, page 153

<sup>29</sup> R-3776-2011, HDQ-14, document 1.2, page 116

<sup>30</sup> HQD-13, document 10, page 22

<sup>31</sup> HQD-13, document 10, page 22

<sup>32</sup> HQD-13, document 1, page 153

Le RNCREQ constate que le Distributeur ne répond pas spécifiquement à sa demande et que la réponse qu'il fournit concernant d'autres options ne précise pas les critères techniques et de sécurité qui ne seraient pas respectés. **Le RNCREQ entend revenir sur ce sujet lors des audiences.**

### 2.3 RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE – PRÉVISION D'INVESTISSEMENTS

Le Distributeur présente une revue des risques pour l'alimentation électrique de Schefferville. Ces risques concernent la centrale Menihek, les ouvrages civils de la centrale ainsi que les lignes et poste de Menihek.<sup>33</sup>

Par ailleurs, le Distributeur mentionne que les projets de réfection des digues de Menihek et la réfection de l'évacuateur de crues feront l'objet d'autorisation spécifique à la Régie et que le projet de réfection du groupe turbine-alternateur # 1 pourrait également faire l'objet d'une demande d'autorisation.<sup>34</sup>

Par contre, le RNCREQ constate que le projet de remplacement des lignes de transport de Schefferville n'apparaît pas dans la liste des projets à autoriser alors que ce projet y apparaissait dans le dossier tarifaire R-3776-2011.<sup>35</sup>

En réponse à une demande de renseignements du RNCREQ concernant l'absence de ce projet dans le dossier actuel<sup>36</sup>, le Distributeur renvoie à la réponse aux demandes de renseignements de la Régie où il est mentionné<sup>37</sup> :

[...].

*« Dans le même esprit, le Distributeur a abandonné le projet de réfection majeure des lignes de transport qui acheminent l'énergie de la centrale à la communauté de Schefferville. Une saine gestion des activités a permis au Distributeur de trouver des solutions de maintenance (changement de traverses, remplacement de poteaux et d'isolateurs, tel que défini lors de l'inspection des lignes en 2010) permettant d'assurer la fiabilité des infrastructures en place au moindre coût. Le Distributeur entend poursuivre cette stratégie en 2013, et augmenter la cadence, au besoin, en 2014 et 2015. Le coût de réfection majeure, qui prévoyait la reconstruction complète des lignes, était beaucoup trop élevé. »*

Par ailleurs, en réponse à une demande de renseignements du RNCREQ, le Distributeur a fourni l'indice de continuité des réseaux autonomes<sup>38</sup>. On peut

---

<sup>33</sup> HQD-8, document 5 page 26

<sup>34</sup> HDQ-8, document 5, page 24

<sup>35</sup> R-3776-2011 HQD-8, document 5, page 13

<sup>36</sup> HQD-13, document 10, page 24

<sup>37</sup> HQD-13, document 1, page 153

constater notamment pour le réseau de Schefferville des interruptions de 1667 et 1743 minutes par clients respectivement pour les années 2010 et 2011. Étant donné que les groupes de secours n'ont été utilisés que 2 heures en 2010 et n'ont pas été utilisés en 2011<sup>39</sup>, on peut présumer que les interruptions de service des années 2010 et 2011 ont été causées par des événements sur le réseau de transport ou sur le réseau de distribution.

Les constatations du RNCREQ lui permettent de conclure que les réfections aux équipements de la centrale et des ouvrages civils sont nécessaires pour assurer leur fiabilité physique et améliorer la fiabilité de la production de la centrale Menihék. Cependant, il apparaît que ce sont les améliorations aux réseaux de transport et de distribution qui auraient le plus d'impact sur l'indice de continuité du réseau de Schefferville.

**Ainsi, dans un contexte où des choix doivent se faire concernant la priorité de réalisation des projets, il apparaît que les investissements sur les réseaux de transport et de distribution sont plus efficaces pour améliorer la qualité du service que des investissements pour la permanentisation des groupes de secours. Selon le RNCREQ, les investissements sur les réseaux de transport et de distribution devraient être priorisés.**

Par ailleurs, dans son mémoire déposé lors du dossier tarifaire R-3776-2011, le RNCREQ a souligné le niveau élevé des pertes techniques et non techniques. L'intervenant concluait notamment que l'élimination des pertes électriques non techniques 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.<sup>40</sup>

Le RNCREQ entend revenir sur ce sujet lors des audiences, notamment concernant les pertes techniques sur les lignes suite aux travaux de maintenance.

---

<sup>38</sup> HQD-13, document 10, page 14

<sup>39</sup> R-3776-2011, HQD 14, document 8, page 27

<sup>40</sup> R-3776- C-RNCREQ-0012 – Section Schefferville

### 3 IMPACT TARIFAIRE SUR 5 ANS – PROJET LAD

La Distributeur présente le tableau 5 montrant l'analyse des impacts nets des investissements mis en service sur les revenus requis pour la période 2013-2017.<sup>41</sup> On peut remarquer qu'il est prévu une augmentation importante des revenus requis sur cette période, soit une augmentation de 605,5 M\$ ou en moyenne 121 M\$ par année. Étant donné les revenus requis totaux de 11 051,5 M\$ pour l'année 2013<sup>42</sup>, les investissements mis en service provoquent à eux seuls une augmentation annuelle des tarifs de 0,9%.

Au même tableau, on peut également constater que le projet LAD constitue la plus grande partie de l'augmentation prévue des revenus requis. Ils totalisent 347,1 M\$, soit 57% de l'augmentation des revenus requis dus aux investissements du Distributeur prévue sur la période 2013-2017. Le RNCREQ est préoccupé relativement à l'augmentation du coût de l'électricité qui en résultera considérant qu'il n'y a pas de bénéfice apparent pour les consommateurs. Dans cette perspective, le RNCREQ examine dans quelle mesure l'impact pourrait être diminué.

Selon la compréhension du RNCREQ suite aux réponses du Distributeur, l'impact net montré à la section R4 du tableau 5 comprend la radiation et l'amortissement accéléré des appareils en service et tient compte de la réduction anticipée des charges d'exploitation, ce qui correspond à la ligne Revenus requis différentiels du tableau E-13 de la référence<sup>43</sup> compte tenu du report du début du déploiement massif du projet.<sup>44</sup>

Lors du dossier R-3770-2011 concernant le projet LAD, UC a présenté une analyse de l'impact du différentiel des revenus requis occasionné par le projet LAD du point de vue des clients du Distributeur et a présenté une analyse de cet impact en dollars courants et en dollars actualisés au taux de 10%.

Les résultats montrent que les clients du Distributeur doivent assumer des coûts supplémentaires de 51 M\$ ou 97 M\$ en dollars actualisés de 2012 sur la période 2012-2031, selon le scénario de remplacement des compteurs à la fin de leur vie utile.

---

<sup>41</sup> HQD-8 document 6, page 8

<sup>42</sup> HQD-1, document 4, page 3

<sup>43</sup> R-3770-2011, HQD-3, document 2, page 28

<sup>44</sup> HQD-13, document 10, page 29

Selon UC, cette perte pour les clients du Distributeur s'explique par le fait que ceux-ci doivent absorber la totalité des coûts reliés à la radiation et à l'amortissement accéléré des compteurs qui sont remplacés à la fin de leur vie utile. L'intervenant ajoute que si les clients n'avaient pas à absorber ces coûts, ils retireraient un bénéfice d'environ 90 M\$ actualisé 2012 selon le scénario IMA présenté par le Distributeur et un bénéfice d'environ 45 M\$ actualisé 2012 selon un scénario IMA avec remplacement complet des compteurs à partir de l'année 2027.<sup>45</sup>

Dans ce même dossier, le RNCREQ s'est dit d'accord avec l'analyse de UC à l'effet de considérer la valeur cumulative des revenus requis différentiels. Il a de plus présenté à titre indicatif seulement une évaluation de l'impact cumulatif en utilisant un taux d'actualisation de 6,099% et a montré qu'avec ce taux le projet ne devient économiquement intéressant pour les clients qu'à partir de l'année 2029.<sup>46</sup> Étant donné que le projet LAD était présenté à la Régie pour autorisation selon l'article 73 de la Loi, ce n'était pas le forum adéquat pour formuler des recommandations concernant le traitement tarifaire des investissements reliés à ce projet. Selon le RNCREQ, de telles recommandations peuvent être faites dans le dossier actuel.

À cet effet, le RNCREQ reprend l'analyse de l'impact sur les revenus requis différentiels réalisée par UC en déterminant la portion de la valeur des radiations et amortissement accéléré des appareils en service qui permettrait de rendre le projet neutre pour les clients sur le plan économique. Les calculs du RNCREQ montrent que, selon le scénario de remplacement de 28% des appareils en fin de période, la neutralité est atteinte lorsque 65% des coûts des radiations et amortissement est assumé par les clients. Par contre, ce pourcentage devient 30% lorsqu'on considère le scénario où il y a 100% des appareils qui sont remplacés en fin de période.

Par ailleurs, comme le mentionne UC dans son mémoire, « *il est opportun de souligner que le projet est avantageux pour le Distributeur parce qu'il remplace des frais d'exploitation par des investissements sur lesquels il retire un rendement. Dans un tel cas, en supposant que le total des revenus requis ne change pas, il y a une diminution des frais et une augmentation équivalente du rendement sur la base de tarification, ce qui est bénéfique pour le Distributeur même si cela est neutre pour les clients.* »<sup>47</sup>

**L'analyse du RNCREQ lui permet de conclure que les bénéfices du projet LAD sont réels pour le Distributeur, mais sont hypothétiques pour ses clients**

<sup>45</sup> R-3770-2011, C- UC-0019, pages 12 à 14

<sup>46</sup> R-3770-2011, C-RNCREQ-0029, page 22

<sup>47</sup> R-3770-2011, C- UC-0019, page 15

**notamment si ceux-ci doivent assumer la totalité des coûts liés aux radiations et amortissement accéléré des appareils en service. Ce constat justifie le RNCREQ à recommander qu'une partie des coûts liés aux radiations et amortissement accéléré soit assumée par le Distributeur afin de rendre le projet neutre pour les clients sur le plan économique. Étant donné les résultats de son analyse, le RNCREQ suggère que cette partie soit de 50%.**

## 4 STRATEGIE TARIFAIRE – TARIF D

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver une augmentation globale des tarifs de 2,9 % à compter du 1<sup>er</sup> avril 2013. Comme par les années précédentes, le Distributeur propose que cette hausse soit uniforme par catégorie de consommateurs.<sup>48</sup>

Pour les tarifs domestiques, il demande de poursuivre la stratégie d'amélioration du signal de prix amorcée en 2005 et reconduite par les décisions D-2005.34, D-2006-34, D2007-12, D2008-024 et D-2009-16.

Cette stratégie consiste à geler la redevance et à appliquer une hausse tarifaire deux fois plus élevée sur le prix de la deuxième tranche d'énergie consommée que sur la première qui concerne une consommation de 30 kWh par jour.

Le tableau suivant présente l'évolution des deux tranches du tarif D depuis l'année 2006 :

**Tableau 5** : Historique du prix unitaire des deux tranches du tarif D

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
30 premiers kWh	cents/kWh	5,22	5,29	5,4	5,45	5,45	5,39	5,32	5,44
kW suivants	cents/kWh	6,83	7,03	7,33	7,46	7,51	7,51	7,51	7,83
écart	cents/kWh	1,61	1,74	1,93	2,01	2,06	2,12	2,19	2,39
écart %		30,8%	32,9%	35,7%	36,9%	37,8%	39,3%	41,2%	43,9%

On peut constater que l'écart augmente entre le prix de la deuxième tranche et celui de la première tranche. L'écart qui était de 1,61 cents/kWh en 2006 est de 2,39 cents/kWh en 2012. En termes de pourcentage, l'écart passe de 30,8% à 43,9%. Ce résultat s'explique certainement par la politique appliquée depuis la

<sup>48</sup> HQD-12, document 2, page 5

décision D-2005-34 qui consiste à appliquer à la deuxième tranche une hausse deux fois plus élevée à celle appliquée à la première tranche.

Dans une perspective d'augmenter l'incitatif à une meilleure consommation d'énergie et à éviter tout gaspillage, le RNCREQ a évalué quel serait l'impact sur la facture d'électricité d'appliquer toute la hausse sur la deuxième tranche seulement. En effet, comme la consommation d'énergie de la première tranche apparaît peu compressible, il serait peu probable qu'une augmentation du prix de cette tranche ait un effet sur la consommation des clients. Cependant, il semble raisonnable de prévoir que l'impact d'une hausse appliquée à la seconde tranche serait beaucoup plus efficace.

Le Distributeur présente au tableau A-1 l'impact de l'application de sa proposition de hausse des tarifs sur le montant de la facture mensuelle pour différents niveaux de consommation, pour le tarif D<sup>49</sup>. L'augmentation du montant de la facture est de 1,7% pour une consommation mensuelle de 625 kWh et de 3,9% pour une consommation mensuelle de 5000 kWh.

Le RNCREQ reprend le même exercice mais en appliquant la hausse sur la deuxième tranche seulement. Selon l'information fournie par le Distributeur en réponse à une demande de renseignements du RNCREQ la hausse à appliquer est de 6,1%<sup>50</sup>.

Le tableau suivant présente les résultats :

---

<sup>49</sup> HDQ-12, document 2, page 31

<sup>50</sup> HQD-13, document 10, page 13

**Tableau 6 : Impact de l'application de la hausse sur la deuxième tranche du tarif D**

			Impact mensuel pour différents niveaux de consommation - Tarif D							
Tarif actuel (2012)			kWh	625	750	1000	2000	3000	4000	5000
Redevance		\$	0,4064	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
Énergie										
	1ière tranche	\$	0,0532	33,25	39,90	47,88	47,88	47,88	47,88	47,88
	2ième tranche	\$	0,0751	0,00	0,00	7,51	82,61	157,71	232,81	307,91
Total		\$		45,44	52,09	67,58	142,68	217,78	292,88	367,98
coût unitaire		cent/kWh		7,27	6,95	6,76	7,13	7,26	7,32	7,36

Tarif alternatif										
Redevance		\$	0,4064	12,192	12,192	12,192	12,192	12,192	12,192	12,192
Énergie										
	0,0% 1ière tranche	\$	0,0532	33,25	39,90	47,88	47,88	47,88	47,88	47,88
	6,1% 2ième tranche	\$	0,0796811	0,00	0,00	7,97	87,65	167,33	247,01	326,69
Total		\$		45,44	52,09	68,04	147,72	227,40	307,08	386,76
coût unitaire		cent/kWh		7,27	6,95	6,80	7,39	7,58	7,68	7,74
		Écart	\$	0,00	0,00	0,46	5,04	9,62	14,20	18,78
			%	0,0%	0,0%	0,7%	3,5%	4,4%	4,8%	5,1%

On peut constater que le montant de la facture mensuelle est le même pour des consommations inférieures à 1000 kWh, augmente très peu pour une consommation de 1000 kWh mais augmente de 5,1% pour une consommation de 5000 kWh, ce qui pourrait inciter ces clients à modifier leur habitudes de consommation et à éviter tout gaspillage.

**Selon le RNCREQ, il y a lieu de reconsidérer la stratégie qui a été retenue jusqu'à maintenant concernant la hausse du prix de l'énergie pour chacune des tranches de consommation au tarif D, afin d'augmenter l'incitation à une consommation plus efficace de l'énergie. Dans cette optique il pourrait être envisagé, par exemple, que la hausse soit appliquée à la deuxième tranche du tarif D seulement.**

## 5 PGEÉ – TAUX D'ACTUALISATION DES TESTS

Le Distributeur fournit le tableau 6.1<sup>51</sup> qui présente les résultats des tests économiques en M\$ actualisés. On peut constater que, pour l'ensemble des programmes, les bénéfices pour les participants exprimés par le test du participant (TP) sont beaucoup plus élevés que les bénéfices pour l'ensemble de la société exprimés par le test du coût total en ressources (TCTR). Le tableau montre également que l'application des mesures a un impact à la hausse sur le tarif, ce qui est montré par le test de neutralité tarifaire (TNT) qui présente une valeur négative.

On pourrait conclure que les subventions accordées par le Distributeur à titre d'incitation pour appliquer les mesures proposées sont trop généreuses et pourraient être diminuées sans que cela ne compromettent la participation aux mesures, tout en diminuant la pression à la hausse sur les tarifs.

Cependant, avant d'arriver à cette conclusion, il faut s'assurer que les calculs utilisent les paramètres adéquats. Ainsi, selon le RNCREQ, les bénéfices du participant devraient être évalués en utilisant un taux d'actualisation différent de celui utilisé pour le test TCTR. En effet, le taux d'actualisation a pour objectif de prendre en compte la préférence des individus ou des entreprises pour des dépenses et des revenus qui sont répartis dans le temps (on peut également dire que ce taux mesure le niveau d'aversion aux risques). Selon le RNCREQ cette préférence est différente lorsqu'on considère l'ensemble de la société ou selon qu'on considère ceux à qui les mesures du programme PGEÉ sont destinées.

En réponse à une demande de renseignements du RNCREQ, le Distributeur mentionne que le taux utilisé pour le TP est le même que celui utilisé pour le TCTR. Il donne deux références pour justifier l'utilisation du même taux.<sup>52</sup> Or les deux références mentionnées par le Distributeur ne permettent pas de conclure qu'il faut utiliser le même taux.

La première référence, R-3671-2008, AAE-8, document 1, Annexe B, page 266, indique un taux de 4,30% pour l'Agence (maintenant *Bureau de l'efficacité et innovations énergétiques*) et un taux de 8,00% pour les participants. Donc, selon l'Agence de l'efficacité énergétique, il faut utiliser un taux différent.

---

<sup>51</sup> HQD-8 document 8, page 30

<sup>52</sup> HQD-13, document 10, page 37

Quant à la deuxième référence, elle réfère au taux à utiliser pour le TCTR et non à celui à utiliser pour le TP, comme on peut le constater à la lecture du paragraphe mentionné par le Distributeur :

[286] *Les paramètres retenus pour le calcul du TCTR sont les suivants :*

- *des coûts évités reflétant la réalité des participants prévus pour les programmes visant l'électricité et le gaz naturel (distinguer Gaz Métro de Gazifère ainsi que le réseau intégré du réseau autonome pour HQD);*
- *un taux d'actualisation conforme aux recommandations du CIRANO (8 % nominal ou 6 % réel);*
- *des économies unitaires, des durées de vie des mesures et des effets de distorsion justifiés par des résultats d'évaluations ou, si ces évaluations ne sont pas disponibles, par des références reconnues.*

**Il semble donc y avoir une confusion à ce sujet et le RNCREQ entend y revenir lors des audiences. En effet, il apparaît important d'évaluer les bénéfices du point de vue du participant selon les paramètres qui le concernent et non selon les paramètres qui concernent l'ensemble de la société. Cette évaluation permet de mieux définir le niveau des subventions qui offre un bon incitatif à participer aux mesures tout en minimisant les impacts sur les tarifs.**

**S'il y a lieu, le RNCREQ demande que la Régie exige du Distributeur qu'il fournisse une nouvelle évaluation du test du participant (TP).**

## **6 CONCLUSIONS**

Le RNCREQ reprend ici les conclusions qu'il a énoncées sur chacun des sujets qu'il a abordés.

### **Approvisionnement – conventions amendées**

1. Selon le RNCREQ, il est prématuré de prendre dès 2013 des actions en fonction d'une prévision de la valeur d'un surplus du solde d'énergie appréhendé en 2027, soit dans 15 ans, compte tenu de l'incertitude quant à l'évolution des besoins du Distributeur à l'horizon 2027 et des moyens dont il dispose quant à ses approvisionnements, notamment le contrat avec TCE.
2. Selon les informations disponibles, une stratégie d'approvisionnement qui remplacerait le rappel d'énergie différée par des achats sur les marchés serait moins coûteuse pour le Distributeur et devrait être adoptée tant que le prix de marché est inférieur au prix de l'énergie rappelée selon les termes des Conventions amendées.
3. Le RNCREQ recommande que l'application des termes des Conventions soit suspendus jusqu'à ce qu'une évaluation plus approfondie soit réalisée.

### **Réseau de Schefferville**

1. Selon le RNCREQ, les éléments complémentaires apportés par le Distributeur ne permettent pas de justifier le montant de 2 M\$ qui est demandé pour le début des travaux. Le critère de fiabilité (perte du plus gros groupe) est respecté et il apparaît que la sécurité publique n'est pas compromise puisque des mesures d'urgence, comme le délestage cyclique, peuvent être mises en place pour l'assurer.
2. Ainsi, dans un contexte où des choix doivent se faire concernant la priorité de réalisation des projets, il apparaît que les investissements sur les réseaux de transport et de distribution sont plus efficaces pour améliorer la qualité du service que des investissements pour la permanentisation des groupes de secours. Selon le RNCREQ, les investissements sur les réseaux de transport et de distribution devraient être priorisés.

## **Impact tarifaire sur 5 ans – projet LAD**

L'analyse du RNCREQ lui permet de conclure que les bénéfices du projet LAD sont réels pour le Distributeur, mais sont hypothétiques pour ses clients notamment si ceux-ci doivent assumer la totalité des coûts reliés aux radiations et amortissement accéléré des appareils en service. Ce constat justifie le RNCREQ à recommander qu'une partie des coûts reliés aux radiations et amortissement accéléré soit assumée par le Distributeur afin de rendre le projet neutre pour les clients sur le plan économique. Étant donné les résultats de son analyse, le RNCREQ suggère que cette partie soit de 50%.

## **Stratégie tarifaire - tarif D**

Selon le RNCREQ, il y a lieu de reconsidérer la stratégie qui a été retenue jusqu'à maintenant concernant l'augmentation du prix de l'énergie pour chacune des tranches de consommation au tarif D, afin d'augmenter l'incitation à une consommation plus efficace de l'énergie. Dans cette optique il pourrait être envisagé, par exemple, que la hausse soit appliquée à la deuxième tranche du tarif D seulement.

## **PGEÉ**

S'il y a lieu, le RNCREQ demande que la Régie exige du Distributeur qu'il fournisse une nouvelle évaluation du test du participant (TP).