



Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2014-2023

Dossier R-3864-2013

Mémoire du RNCREQ

Présenté à la Régie de l'énergie

**16 mai 2014
Version 2.0**

Rédaction

Paul Paquin, analyste, PP EconoTech Conseil inc.

Collaboration

Me Annie Gariépy, avocate

Bernard Saulnier, expert-conseil

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

A.	RÉSEAUX AUTONOMES	6
1.	Prévision des besoins en énergie en réseaux autonomes.....	6
2.	Réseau de Schefferville	11
2.1	Consommation unitaire en énergie	11
2.2	Consommation unitaire en puissance	14
2.3	Impact d'une augmentation de la facture d'électricité.....	17
2.4	Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique.....	21
3.	Pertes électriques en réseaux autonomes	24
4.	La problématique de la substitution énergétique des approvisionnements en réseaux autonomes	30
4.1	Évolution de l'implantation du JED en réseaux autonomes	33
4.2	Coûts d'approvisionnement en carburant diesel et huile lourde.....	34
4.3	Conditions d'une planification responsable en RA – Recommandations générales en vue d'une substitution énergétique en RA.....	35
4.4	Coûts de fourniture du Distributeur dans les approvisionnements en électricité qu'il prévoit dans les RA à l'horizon 2023 – Rappels	38
4.5	Planification de la demande – le chauffage électrique comme enjeu énergétique majeur	39
4.6	Programme d'autoproduction (mesurage net) du Distributeur en RA.....	41
4.7	Pour un cadre logique de planification et réglementation vers le financement équitable de la transition énergétique dans les RA	42
B.	RÉSEAU INTÉGRÉ.....	46
1.	Utilisation des conventions d'énergie différée	46
2.	Réseau intégré – revente des surplus sur les marchés limitrophes.....	52
3.	Mesurage net	54
3.1	Contexte.....	54
3.2	Historique et tendances.....	55
4.	Rapport sur les bénéfices potentiels des « compteurs intelligents » sur les besoins en puissance	59
5.	Conclusions et recommandations	62
	Prévision des besoins en énergie en réseaux autonomes.....	62
	Réseau de Schefferville - Consommation unitaire en énergie.....	62
	Réseau de Schefferville - Consommation unitaire en puissance.....	63
	Réseau de Schefferville - Impact d'une augmentation de la facture d'électricité	63
	Réseau de Schefferville - Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique	63
	Pertes électriques en réseaux autonomes.....	63
	Réseau intégré – Utilisation des conventions d'énergie différée	64
	Réseau intégré – Revente des surplus sur les marchés limitrophes.....	64
	Programme d'autoproduction <i>Mesurage net</i>	64
	Bénéfices potentiels des compteurs « intelligents » pour répondre aux besoins en puissance..	64

Introduction de la preuve du RNCREQ

Dans le cadre du dossier R-3864-2013, portant sur la *Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2014-2023*, le présent mémoire du Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec («RNCREQ») aborde principalement les aspects suivants

A. Les réseaux autonomes

1. La prévision de la demande en réseaux autonomes;
2. La problématique des pertes électriques en réseaux autonomes;
3. L'analyse du réseau de Schefferville : besoins élevés, élimination du rabais sur la facture d'électricité, potentiel de gestion de la demande;
4. La problématique de la substitution énergétique des approvisionnements en réseaux autonomes

B. Le réseau intégré

1. L'utilisation de l'électricité patrimoniale;
2. La possibilité de revendre une partie des surplus du Distributeur;
3. Et, le programme d'autoproduction *Mesurage net*.

Il a également demandé la production d'un rapport d'analyse externe : Un rapport d'analyse de Philip Raphals du Centre Hélios, concernant l'utilisation potentielle des compteurs « de nouvelle génération » afin d'aider le Distributeur à rencontrer ses besoins en puissance.

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.

A. RÉSEAUX AUTONOMES

1. Prévion des besoins en énergie en réseaux autonomes.

Le Distributeur mentionne que sa méthodologie concernant la prévision de la demande en électricité des réseaux autonomes se fonde sur l'analyse des données historiques, la croissance démographique prévue, l'évolution attendue des consommations unitaires et la prévision des nouveaux abonnements¹. Il précise que la prévision de la demande intègre les objectifs des interventions commerciales en cours qui tiennent compte des efforts du Distributeur pour exploiter les mesures identifiées dans le Potentiel technico-économique (PTÉ) d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes.²

En réponse à une demande de renseignements du RNCREQ³, le Distributeur précise qu'il ne produit pas de prévision du nombre total d'abonnements mais que seulement une prévision du nombre d'abonnements au secteur *Résidentiel et agricole* est effectuée. Ainsi, la prévision des ventes aux secteurs autres que *Résidentiel et agricole* ne s'appuie pas directement sur une prévision d'abonnements.

Pour illustrer cette méthodologie, le RNCREQ a préparé le tableau suivant qui montre que la croissance totale des ventes du secteur *Résidentiel et agricole* correspond à la croissance des abonnements et de la consommation unitaire.

¹ HQD-2, document 1, page 10

² HQD-4, document 6, question 30.2, page 17

³ HQD-4, document 6, question 32.1, page 23

Tableau 1 : Prédiction des ventes au secteur Résidentiel et agricole par territoire

Prédiction des ventes au secteur Résidentiel et agricole par territoire												
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance annuelle
Îles-de-la-Madeleine												
Abonnements résidentiel et agricole	6661	6725	6799	6870	6930	6982	7034	7086	7131	7170	7199	0,8%
Ventes résidentiel et agricole GWh	96,7	98,3	99,8	101,6	102,5	103,7	104,8	106,4	107,1	108,1	108,9	1,2%
consommation unitaire MWh/abonnement	14,52	14,62	14,68	14,79	14,79	14,85	14,90	15,02	15,02	15,08	15,13	0,4%
Nunavik												
Abonnements résidentiel et agricole	5252	5479	5706	5934	6161	6388	6615	6840	7065	7288	7507	3,6%
Ventes résidentiel et agricole GWh	35	36,1	37,1	38,4	39,5	40,8	42,1	43,5	44,7	46	47,3	3,1%
consommation unitaire MWh/abonnement	6,66	6,59	6,50	6,47	6,41	6,39	6,36	6,36	6,33	6,31	6,30	-0,6%
Basse-Côte-Nord												
Abonnements résidentiel et agricole	2323	2331	2339	2346	2353	2359	2364	2368	2372	2375	2377	0,2%
Ventes résidentiel et agricole GWh	49,9	50,4	50,9	51,7	51,9	52,4	52,9	53,5	53,7	54,1	54,5	0,9%
consommation unitaire MWh/abonnement	21,48	21,62	21,76	22,04	22,06	22,21	22,38	22,59	22,64	22,78	22,93	0,7%
Schefferville												
Abonnements résidentiel et agricole	611	633	655	677	697	717	735	753	770	785	800	2,7%
Ventes résidentiel et agricole GWh	20,9	21,9	22,6	23,4	24	24,6	25,2	25,9	26,3	26,8	27,2	2,7%
consommation unitaire MWh/abonnement	34,21	34,60	34,50	34,56	34,43	34,31	34,29	34,40	34,16	34,14	34,00	-0,1%
Haute-Mauricie												
Abonnements résidentiel et agricole	514	528	541	555	568	581	595	612	630	648	666	2,6%
Ventes résidentiel et agricole GWh	5,3	5,4	5,6	5,7	5,8	6	6,1	6,3	6,4	6,6	6,8	2,5%
consommation unitaire MWh/abonnement	10,31	10,23	10,35	10,27	10,21	10,33	10,25	10,29	10,16	10,19	10,21	-0,1%

En réponse à une demande de renseignements du RNCREQ⁴, le Distributeur mentionne que la diminution de la consommation unitaire des réseaux du Nunavik pourrait résulter notamment, des programmes d'efficacité énergétique du Distributeur et de la réduction du nombre de personnes par ménage qui découle des programmes de construction de maisons au Nunavik. Ainsi, le Distributeur prévoit que la consommation unitaire des réseaux du Nunavik sera en décroissance de 0,6 % par année sur la période 2013 à 2023.

Par ailleurs, selon le Distributeur, l'augmentation annuelle de 0,4% et de 0,7% de la consommation unitaire prévue aux réseaux Îles-de-la-Madeleine et Basse-Côte-Nord (dont le réseau de Lac-Robertson) pourrait résulter d'ajout d'équipements électriques, notamment en raison de nouveaux appareils électriques disponibles sur le marché.⁵

En ce qui concerne les ventes des secteurs autres que *Résidentiel et agricole*, le RNCREQ présente le tableau suivant où on peut constater que le ratio des ventes de ce secteur par rapport aux ventes totales demeure approximativement inchangé entre la période

⁴ HQD-4, document 6, question 31.1, page 19

⁵ HQD-4, document 6, question 31.2, page 19

historique et la période de prévision, ce qui signifie que les ventes des autres secteurs auraient la même croissance que celles du secteur *Résidentiel et agricole*.⁶

Tableau 2 : Ratio de ventes résidentielles par rapport aux ventes totales

	Ventes résidentielles/Ventes totales	
	Historique	Prévisions
Réseaux autonomes	0,54	0,55
IdeM	0,54	0,56
BCN	0,64	0,63
Schefferville	0,55	0,57
Haute-Mauricie	0,42	0,45
Nunavik	0,45	0,45
Lac Robertson	0,64	0,63

De plus, la prévision des besoins totaux en énergie comprend les ventes, l'usage interne, les pertes de distribution et de transport ainsi que les services auxiliaires des centrales.

Le tableau suivant, tiré de la preuve du Distributeur⁷, présente les besoins en énergie des réseaux autonomes.

⁶ Le réseau Lac-Robertson fait partie du réseau BCN, mais est présenté séparément parce qu'il présente des caractéristiques propres.

⁷ HQD-2, document 1, page 10

Tableau 3 : Prédiction des besoins en énergie par territoire (extrait de la preuve du Distributeur)

**TABLEAU 1
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE PAR TERRITOIRE**

En GWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croissance 2013-2023	
												GWh	Taux annuel moyen
Iles-de-la-Madeleine													
Ventes	172,4	175,2	177,5	180,4	181,7	183,6	185,5	188,0	189,0	190,6	192,1	19,7	1,1%
Usage interne, pertes et services auxiliaires	22,1	22,4	22,7	23,1	23,3	23,5	23,7	24,1	24,2	24,4	24,6	2,5	1,1%
Besoins en énergie	194,4	197,6	200,2	203,5	205,0	207,1	209,2	212,0	213,2	215,0	216,7	22,2	1,1%
Nunavik													
Ventes	78,3	81,2	83,4	86,1	88,3	90,9	93,5	96,5	98,8	101,5	104,2	25,9	2,9%
Usage interne, pertes et services auxiliaires	7,3	7,6	7,9	8,1	8,3	8,6	8,8	9,1	9,3	9,6	9,8	2,5	2,9%
Besoins en énergie	85,6	88,8	91,3	94,2	96,6	99,4	102,3	105,6	108,1	111,1	114,0	28,4	2,9%
Basse Côte-Nord													
Ventes	78,6	79,8	80,8	81,9	82,2	83,0	83,7	84,7	84,9	85,4	85,9	7,3	0,9%
Usage interne, pertes et services auxiliaires	10,3	10,4	10,6	10,7	10,7	10,8	10,9	11,0	11,1	11,1	11,2	0,9	0,8%
Besoins en énergie	88,9	90,2	91,4	92,6	93,0	93,8	94,6	95,7	96,0	96,5	97,1	8,1	0,9%
Schefferville													
Ventes	37,3	39,1	40,3	41,5	42,3	43,2	44,1	45,1	45,7	46,4	47,1	9,8	2,3%
Usage interne, pertes et services auxiliaires	9,4	9,8	10,2	10,5	10,7	10,9	11,2	11,4	11,6	11,8	11,9	2,5	2,4%
Besoins en énergie	46,7	48,9	50,5	52,0	53,0	54,2	55,3	56,6	57,3	58,2	59,0	12,3	2,4%
Haute-Mauricie													
Ventes	11,9	12,2	12,4	12,7	12,9	13,1	13,4	13,8	14,0	14,4	14,7	2,8	2,2%
Usage interne, pertes et services auxiliaires	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,2	2,1%
Besoins en énergie	12,6	12,9	13,2	13,5	13,7	14,0	14,2	14,6	14,9	15,3	15,6	3,0	2,2%

En ce qui concerne la prévision en puissance, le RNCREQ comprend que celle-ci est basée sur la prévision en énergie à laquelle on applique un facteur de charge.

Le tableau suivant présente le facteur de charge historique et le facteur de charge de la prévision. Ces valeurs ont été calculées à partir des informations fournies par le Distributeur.⁸ On peut constater que le Distributeur maintient le même facteur de charge, ce qui signifie qu'il ne prévoit pas de changement quant à la nature des besoins des clients.

⁸ HQD-2 document 2, annexe 2C, pages 33 à 53

Tableau 4 : Facteur de charge par réseau calculé par rapport aux ventes.

	Facteur de charge sur les ventes	
	Historique	Prévision
Réseaux	0,460	0,461
IdeM	0,477	0,477
BCN	0,409	0,407
Schefferville	0,383	0,383
HautMauricie	0,413	0,413
Nunavik	0,541	0,551
Lac Robertson	0,408	0,403

Quant à lui, le tableau suivant présente la prévision des besoins en puissance par territoire. Il est à signaler que le réseau Lac-Robertson représente la presque totalité du territoire Basse-Côte-Nord.

Tableau 5 : Prévision des besoins en puissance par territoire (extrait de la preuve du Distributeur)

**TABLEAU 2
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR TERRITOIRE**

En MW	2013 -	2014 -	2015-	2016-	2017-	2018-	2019-	2020-	2021-	2022-	Croissance 2013-2022	
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	MW	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	41,7	42,2	42,6	43,0	43,4	43,9	44,3	44,8	45,1	45,5	3,8	1,0%
Nunavik	16,3	16,8	17,3	17,8	18,3	18,8	19,4	19,9	20,4	21,0	4,7	2,9%
Basse Côte-Nord	22,2	22,5	22,7	22,9	23,1	23,3	23,5	23,7	23,8	24,0	1,8	0,9%
Schefferville	11,3	11,7	12,0	12,3	12,6	12,9	13,1	13,3	13,6	13,8	2,4	2,2%
Haute-Mauricie	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	0,7	2,1%

De façon générale le RNCREQ accepte la méthodologie du Distributeur concernant la prévision des besoins des réseaux autonomes.

Cependant, étant donné que cette méthodologie repose sur des données historiques, il faut s'assurer de la validité de celles-ci.

À cet effet. Le RNCREQ considère que quelques valeurs méritent des explications, notamment en ce qui a trait à la consommation unitaire historique élevée du réseau de Schefferville (Section 2) et le niveau élevé des pertes électriques sur plusieurs réseaux autonomes (Section 3).

2. Réseau de Schefferville

Concernant le réseau de Schefferville, il y a lieu d'examiner également l'impact d'une hausse importante de la facture des clients et la possibilité d'implanter certaines des mesures de gestion de la consommation mentionnées dans le document Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes.⁹

2.1 Consommation unitaire en énergie

Le tableau suivant montre la consommation unitaire moyenne du secteur *Résidentiel et agricole* sur la période 2001-2012 et sur la période de prévision (2013-2023). Ces valeurs ont été obtenues à partir des données fournies par le Distributeur.¹⁰

⁹ R-3854-2013, HQD-9, document 2

¹⁰ HQD-2, document 2, annexe 2B, pages 33 à 41

Tableau 6 : Consommation unitaire du secteur Résidentiel et agricole

	Consommation unitaire résidentiel	
	MWh/abonnement	
	Historique	Prévision
Réseaux autonomes	13,20	13,36
IdeM	13,93	14,86
BCN	20,84	22,23
Schefferville	34,27	34,32
Haute-Mauricie	10,05	10,25
Nunavik	7,17	6,41
Lac Robertson	20,38	22,45

Les réseaux où les consommations unitaires sont les plus faibles (Nunavik, Haute-Mauricie, Îles-de-la-Madeleine) se caractérisent par une absence ou une très faible proportion de chauffage électrique.

Par contre, la situation est différente pour les réseaux de Lac-Robertson et Schefferville où le chauffage électrique est prédominant¹¹ et où il est donc normal de constater une consommation unitaire plus élevée que dans les autres réseaux autonomes. La consommation unitaire est de 20,38 MWh/abonnement résidentiel sur le réseau Lac-Robertson et de 34,27 MWh/abonnement sur le réseau de Schefferville. De plus, dans le cas du réseau de Schefferville, il est prévu que la situation restera la même sur toute la période de prévision. En faisant l'hypothèse que la consommation unitaire est d'environ 10 MWh pour les besoins autres que le chauffage¹² (10 MWh pour la Haute-Mauricie et 9,3 MWh pour les Iles-de-la-Madeleine), on peut évaluer que la consommation moyenne pour le chauffage est de 10 MWh pour le réseau Lac-Robertson et de 24 MWh pour le réseau de Schefferville, soit un écart de 140%.

En acceptant l'explication du Distributeur que la température plus froide à Schefferville qu'au Lac-Robertson pourrait expliquer une consommation en chauffage d'environ 40 %

¹¹ HDQ-4, document 6, Question 31.3, page 20

¹² HQD-4, document 6, question 31.4, page, 20 et Question 34.1, page 26

plus élevée¹³ à Schefferville, il reste 100% à expliquer. Les autres explications du Distributeur sont :

- la qualité des habitations : les audits énergétiques effectués dans la région de Schefferville ont permis de constater des lacunes à propos de l'isolation et de l'étanchéité des habitations ;
- une proportion différente d'habitations unifamiliales : ces dernières ayant une consommation unitaire plus importante que les autres types d'habitations.¹⁴

Lorsque questionné, en demande de renseignements¹⁵, relativement à un projet pilote d'isolement de l'entre-toit et à des audits énergétiques visant l'enveloppe des bâtiments, le Distributeur nous a renvoyé à une réponse faite au GRAME, par laquelle il :

« [Pour ces raisons, le Distributeur] soutient que la demande de l'intervenant n'est pas utile aux fins de l'examen du Plan d'approvisionnement et excède largement les exigences précisées au chapitre 3 du Guide de dépôt. »¹⁶

Dans sa décision D-2014-067, la Régie a rejeté la contestation du GRAME au refus du Distributeur de répondre à cette question au motif qu'elle faisait partie des questions qui « ne sont pas pertinentes ou excèdent ce qui est requis aux fins de l'examen d'un plan d'approvisionnement ».

Ainsi les réponses fournies par le Distributeur sur le sujet, de même que l'ensemble de la preuve au dossier sur cette question, donnent des explications qualitatives et non quantitatives, ce qui ne permet pas aux yeux du RNCREQ de JUSTIFIER le niveau élevé de la consommation unitaire des abonnements *Résidentiel et agricole* du réseau de Schefferville. En conséquence, le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas accepter la prévision de la demande du Distributeur concernant le réseau de Schefferville.

¹³ HQD-4, document 6, question 31.5, page 20

¹⁴ HQD-4, document 6, question 31.5, page 21

¹⁵ HQD-4, document 6, question 43.1, page 38

¹⁶ HQD-4, document 5, question 2.1, page 26

Le RNCREQ rappelle que dans sa décision D-2011-162, la Régie avait fait la demande spécifique suivante concernant le réseau de Schefferville.

« [367] Malgré ces explications, la Régie demeure préoccupée par la consommation unitaire élevée à Schefferville et demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, un plan d'action spécifique à ce réseau, incluant les actions entreprises et prévues, en termes d'économie d'énergie et de gestion de la consommation, en tenant notamment compte des stratégies tarifaires et de recouvrement examinées dans le cadre d'autres dossiers.¹⁷ »

Selon le RNCREQ, la preuve du Distributeur ne permet pas d'expliquer la consommation unitaire élevée des abonnés **Résidentiel et agricoles** du réseau de Schefferville. La prévision du Distributeur maintient ce niveau élevé de consommation sur toute la période 2013-2023, ce qui implique qu'aucune mesure ne permettrait de réduire cette consommation.

L'intervenant recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur justifie la consommation unitaire actuelle du réseau de Schefferville et le maintien de ce niveau de consommation sur toute la période de la prévision.

Le RNCREQ demande à la Régie d'exiger que le Distributeur se conforme rapidement à la décision D-2011-162 et qu'il dépose, dans les plus brefs délais, un plan d'action qui permettra de réduire significativement la demande unitaire du réseau de Schefferville.

2.2 Consommation unitaire en puissance

Dans sa demande de renseignements¹⁸, le RNCREQ avait présenté un tableau concernant la demande unitaire moyenne en puissance sur la période historique de 2001-2012 dans

¹⁷ D-2011-162, page 101, paragraphe 367

¹⁸ HQD-4, document 6, en préambule de la question 33.1, page 24

lequel le calcul de la puissance unitaire est effectué en utilisant le nombre total d'abonnements. Ce tableau est reproduit ci-dessous.

Tableau 7 : Demande en puissance unitaire par abonnement

	demande unitaire kW/abonnement
Réseaux	5,12
IdeM	5,32
BCN	7,30
Schefferville	14,29
HautMauricie	5,57
Nunavik	2,79
Lac Robertson	7,12

Le RNCREQ a également effectué le calcul de la puissance unitaire en utilisant le nombre d'abonnements *Résidentiel et agricole* et présente ses résultats dans le Tableau 8. Ce nouveau calcul est nécessaire car, les tableaux montrant la prévision des besoins des réseaux autonomes n'indiquent pas le nombre total d'abonnements et, en réponse à une demande de renseignements du RNCREQ, le Distributeur mentionne que cette information n'est pas disponible.¹⁹ Il n'est donc pas possible de comparer la période historique à la période prévisionnelle en considérant l'ensemble des abonnements.

¹⁹ HQD-4, document 6, question 32.1, page 23

Tableau 8 : Demande unitaire en puissance par abonnement du secteur Résidentiel et agricole

Demande unitaire en puissance par abonnement résidentiel		
	Historique (kW)	Prévision (kW)
Réseaux autonomes	6,16	6,04
IdeM	6,13	6,29
BCN	9,31	9,84
Schefferville	17,44	18,04
Haute-Mauricie	6,56	6,26
Nunavik	3,23	2,97
Lac Robertson	9,40	10,00

Les réseaux où les demandes unitaires en puissance sont les plus faibles (Nunavik, Haute-Mauricie, Îles-de-la-Madeleine) se caractérisent par une absence ou une très faible proportion de chauffage électrique.

Par contre, la situation est différente pour les réseaux Lac-Robertson et Schefferville où le chauffage électrique est prédominant²⁰. La demande unitaire en puissance est de 9,4 kW sur la période 2001-2012 et de 10 kW sur la période de prévision (2013-2023) pour le réseau Lac-Robertson alors que pour le réseau de Schefferville, la demande unitaire en puissance historique est de 17,44 kW et celle prévue de 18,04 kW.

Le RNCREQ constate que la valeur de la demande unitaire en puissance du réseau de Schefferville est près du double de celle du réseau Lac-Robertson. De plus, cette valeur demeure élevée sur toute la période de prévision, comme le montre le tableau ci-dessous.

Tableau 9 : Réseau de Schefferville : Capacité par abonné Résidentiel et agricole

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
18,5597	18,531	18,382	18,213	18,092	17,95	17,85	17,729	17,61	17,529	

²⁰ HDQ-4, document 6, question 31.3, page 20

Le Distributeur explique cette valeur élevée par des conditions climatiques froides combinées à un taux de diffusion élevé du chauffage de l'eau et des locaux à l'électricité. Il ajoute que le réseau du Lac-Robertson présente des conditions climatiques nettement plus chaudes que celles de Schefferville et que l'impact des conditions climatiques froides est plus important en puissance à la pointe qu'en énergie en raison d'une coïncidence entre le moment de la pointe et les conditions climatiques les plus froides de l'hiver.²¹

Selon le RNCREQ, ces explications sont qualitatives et ne permettent pas de justifier une demande unitaire en puissance deux fois plus élevée au réseau de Schefferville qu'au réseau du Lac-Robertson. De plus il est nécessaire de bien s'assurer que la demande unitaire en puissance correspond à des besoins réels puisque, selon les données actuelles du Distributeur, le réseau de Schefferville est en déficit de puissance dès l'hiver 2014-2015. En supposant que la demande unitaire du réseau de Schefferville est 50% plus élevée que celle du réseau du Lac-Robertson pour des raisons climatiques, au lieu de 100%, le réseau de Schefferville ne serait pas en déficit de puissance. Il est donc primordial de s'assurer que la demande unitaire du réseau de Schefferville soit justifiée.

En conséquence, tout comme pour l'énergie, le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas accepter la prévision de la demande du Distributeur concernant le réseau de Schefferville. L'intervenant recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur justifie la demande unitaire moyenne en puissance prévue de 18 kW pour le réseau de Schefferville, et qu'il propose un plan d'action tel que la Régie l'exige par sa décision D-2011-162.

2.3 Impact d'une augmentation de la facture d'électricité

Lors du dernier dossier tarifaire, le Distributeur mentionne que pour le réseau de Schefferville, il propose « *de continuer la transition vers les tarifs domestiques en réseau*

²¹ HQD-4, document 6, question 33.1, page 25 et question 31.5, page 20

intégré amorcée en avril 2008 de façon à donner le même signal de prix qu'en réseau intégré »²². À la note 34 de la même référence, il mentionne :

« Au 1er avril 2013, les clients domestiques du réseau de Schefferville obtiennent un rabais de 30 % sur les tarifs applicables en réseau intégré. Au 1er avril 2015, leurs tarifs auront rejoint ceux du réseau intégré. »

Cette élimination du rabais fera en sorte que la facture des abonnés augmentera de 30%. Selon le RNCREQ, une telle hausse devrait inciter les abonnés à prendre des moyens pour réduire leur facture en diminuant leur consommation.

Cependant, en réponse à une demande de renseignements à cet effet, le Distributeur mentionne²³:

« Le Distributeur prévoit que la hausse de tarif aura peu ou pas d'impact sur la consommation du réseau de Schefferville. La hausse appliquée d'avril 2013 à avril 2015 constitue une mise à niveau des tarifs du réseau de Schefferville par rapport aux tarifs appliqués dans le reste de la province.

La consommation d'électricité du réseau de Schefferville provient, dans sa majeure partie, des usages de chauffage des locaux et de l'eau. Avec la hausse du prix de l'électricité, le Distributeur ne prévoit pas que les clients se convertiront significativement à une autre source d'énergie.

L'électricité demeure concurrentielle et l'offre d'énergies concurrentes est limitée. De plus, la consommation des autres équipements électriques n'offre pas vraiment de possibilité à la substitution par une autre source d'énergie, ce sont des usages captifs. »

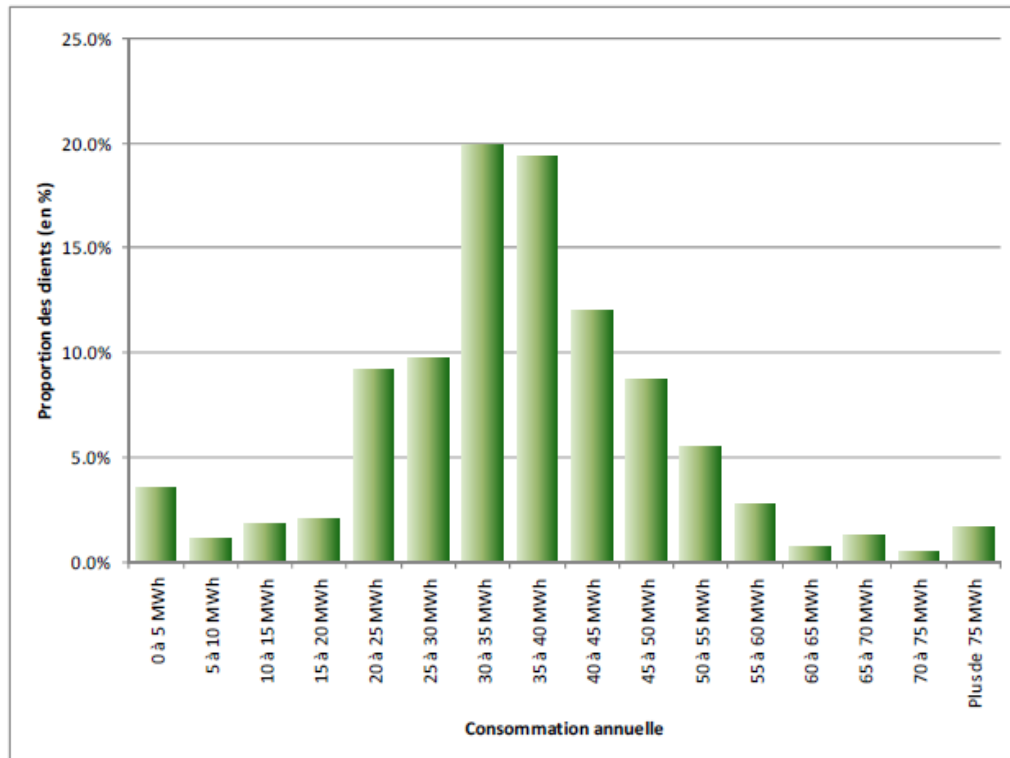
Sollicité par le RNCREQ, qui souhaitait obtenir un tableau ou un graphique montrant le profil de consommation annuel de la clientèle domestique du réseau de Schefferville, soit le nombre de clients par niveaux de consommation par tranche de 5 MWh, le Distributeur fournit le graphique suivant²⁴ :

²² R-3854-2013, HQD-13, document 2, page 27

²³ HQD-4, document 6, question 36.1, page 28

²⁴ HQD-4, document 6, question 31.7, page 22

FIGURE R-31.7
PROPORTION DES CLIENTS PAR TRANCHES DE 5 MWH
DE CONSOMMATION ANNUELLE



Le RNCREQ constate qu'il y a une concentration importante d'abonnés ayant une consommation annuelle variant de 30 MWh à 40 MWh, mais qu'il y également près de la moitié des abonnés qui consomment plus de 35 MWh.

Comme cela a été mentionné plus haut, le Distributeur ne prévoit pas que les clients se convertiront significativement à une autre source d'énergie puisque l'électricité demeure concurrentielle et que l'offre d'énergie concurrente est limitée.

Cependant, selon le RNCREQ, sans nécessairement se convertir à une autre source d'énergie, il serait surprenant que les abonnés qui consomment plus de 35 MWh par

année ne puissent pas réduire leur consommation afin d'éviter l'augmentation de leur facture suite à l'élimination du rabais à l'horizon 2015.

Le RNCREQ a évalué l'impact monétaire de cette augmentation importante du coût de l'énergie pour les clients du réseau de Schefferville pour des niveaux de consommation annuelle de 2,5 MWh à 77,5 MWh, soit l'éventail des niveaux de consommation des abonnés du réseau de Schefferville. Les résultats sont présentés au tableau ci-dessous.

Tableau 10 : Rabais sur la consommation en énergie pour le réseau de Schefferville selon divers paliers de consommation

Niveau de consommation MWh	Coût énergie au 1 avril 2013		Total coût énergie	Rabais
	30 premiers kWh par jour	le reste de l'énergie		
	\$/MWh	\$/MWh		
	54,1	77,8		30%
2,5	135,25	0,00	135,25	40,58
7,5	405,75	0,00	405,75	121,73
12,5	592,40	120,59	712,99	213,90
17,5	592,40	509,59	1101,99	330,60
22,5	592,40	898,59	1490,99	447,30
27,5	592,40	1287,59	1879,99	564,00
32,5	592,40	1676,59	2268,99	680,70
37,5	592,40	2065,59	2657,99	797,40
42,5	592,40	2454,59	3046,99	914,10
47,5	592,40	2843,59	3435,99	1030,80
52,5	592,40	3232,59	3824,99	1147,50
57,5	592,40	3621,59	4213,99	1264,20
62,5	592,40	4010,59	4602,99	1380,90
67,5	592,40	4399,59	4991,99	1497,60
72,5	592,40	4788,59	5380,99	1614,30
77,5	592,40	5177,59	5769,99	1731,00

Le tableau montre le coût de l'énergie pour chaque niveau de consommation et pour chaque palier de tarif. Le rabais de 30% est appliqué sur le coût total et indique la différence entre la situation actuelle et celle qui prévaudra au 1 avril 2015.

Ainsi on peut constater par exemple que les clients qui ont une consommation annuelle de 37,5 MWh verront leur facture annuelle augmenter de près de 800\$. Pour les consommations les plus importants, l'augmentation de la facture est de plus de 1700 \$ par année. Une telle augmentation devrait inciter les clients à rechercher des mesures leur permettant de réduire leur facture.

Dans les circonstances, le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur examine l'impact de la hausse de la facture de l'électricité à Schefferville avant d'investir pour des équipements de production.

2.4 Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique

La preuve déposée par le Distributeur pour le dossier tarifaire R-3854-2013 inclut une étude du Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes. Plus particulièrement à la page 19 de ce document, le Distributeur présente le PTÉ de gestion de la demande en puissance pour le réseau de Schefferville.²⁵ Le RNCREQ reproduit ce tableau ci-dessous.

²⁵ R-3854-2013, HQD-9, document 2, page 19

Tableau 20 – PTÉ de gestion de la demande en puissance – Schefferville (en kW)

Mesures résidentielles	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Gestion manuelle des points de consigne	0	210
Sécheuse - comportemental	0	51
Laveuse - comportemental	0	14
Lave-vaisselle - comportemental	0	15
Gestion de l'éclairage - comportemental	0	3
Chauffe-eau avec contrôle par minuterie	25	43
Gestion des points de consigne	44	406
Chauffe-eau - contrôle Distributeur	59	87
Biénergie	76	1 857
Stockage thermique avec contrôle Distributeur	81	437
Chauffe-eau à stockage accru -contrôle Distributeur	142	115
Mesures CI	Coût moyen (\$/kW-an)	PTÉ (kW)
Fermeture partielle de l'éclairage	2	188
Ballast à modulation	6	770
Stockage thermique avec contrôle Distributeur	21	1 333
Réduction du débit d'air neuf	25	938
Réduction du débit de ventilation	25	938
Chauffage biénergie mazout/propane	26	1 943
Ajustement du débit des pompes de chauffage	28	170
Contrôle du chauffe-eau avec stockage accru	44	211

Il est utile de mentionner que pour l'évaluation du PTÉ de la gestion de la demande en puissance, l'analyse du Distributeur se limite aux mois d'hiver ainsi qu'aux deux périodes journalières de pointe.²⁶

De plus, le Distributeur précise que « *les mesures ne sont pas nécessairement additives, le potentiel de la gestion de la demande en puissance d'un réseau doit être établi pour un ou des scénarios d'intervention précis et seulement lorsque les quantités, la combinaison et l'ordonnement des mesures heure par heure sont connus* ». ²⁷

Par ailleurs, en préambule de sa demande de renseignements no38, le RNCREQ rappelle l'importance quantitative des mesures de gestion de la demande en puissance sur le réseau de Schefferville et souligne que le coût moyen des mesures indiqué au tableau 20 reproduit plus haut est inférieur au coût évité en puissance du Distributeur pour le réseau de Schefferville (135 \$/kW-an²⁸). Dans sa demande de renseignements, il demande au

²⁶ R-3854-2013, HQD-9, document 2, page 6

²⁷ Ibid, page 7

²⁸ R-3854-2013, HQD-3, document 4, page 8

Distributeur si celui-ci entend accorder une priorité à l'évaluation et à la mise en œuvre rapide du potentiel réalisable des mesures visant la diminution de la demande en puissance de pointe du réseau de Schefferville.

Dans sa réponse, le Distributeur mentionne qu'il a déjà priorisé l'implantation d'un projet d'isolation de l'entre toit à Schefferville, qu'il a aussi déployé une campagne de sensibilisation de la population à la consommation de pointe hivernale, et ce, en vue d'exploiter les mesures comportementales de gestion de la demande en puissance identifiées dans le PTÉ. Il ajoute qu'il poursuit ses travaux afin d'identifier le potentiel commercialisable, mais ne présente pas de calendrier.²⁹

L'impact de ces mesures ne semble pas suffisant puisque le Distributeur prévoit que la demande unitaire en puissance du réseau de Schefferville demeure élevée sur toute la période du Plan, comme on l'a vu plus haut. Ainsi, il est prévu qu'il y aura un déficit de puissance de 0,2 MW dès l'hiver 2014-2015 et que ce déficit s'accroîtra par la suite jusqu'à la fin de la période du plan d'approvisionnement.³⁰

Considérant que, selon le Distributeur, le réseau de Schefferville est en déficit de puissance à partir de l'hiver 2014-2015, le RNCREQ est d'avis qu'il faut accorder une priorité à l'évaluation, l'identification et la mise en œuvre des mesures de gestion de la demande qui permettraient de réduire la demande de pointe du réseau de Schefferville et d'éliminer ce déficit. Par exemple, la seule mesure de « Stockage thermique avec contrôle Distributeur » pour le secteur résidentiel et le secteur CI permettrait de réduire la demande de pointe d'environ 1,8 MW, à un coût de 81 \$/kW-an pour le secteur résidentiel et un coût de 21 \$/kW-an pour le secteur CI, soit un coût nettement inférieur au coût évité en puissance du Distributeur pour ce réseau (135 \$/kW-an).

Ainsi, le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur accorde une priorité à l'implantation de mesures de gestion de la demande en puissance sur le

²⁹ HQD-4, document 6, question 38.3, pages 31

³⁰ HQD-2, document 1, page 15

réseau de Schefferville et qu'un échancier précis à cet effet soit déposé lors du prochain dossier tarifaire.

3. Pertes électriques en réseaux autonomes

Dans plusieurs dossiers antérieurs, notamment les dossiers R-3748-2010 et R-3776-2011, le RNCREQ a apporté une attention particulière aux pertes électriques élevées observées dans plusieurs réseaux autonomes, notamment le réseau de Schefferville.

D'ailleurs la Régie, dans sa décision D-2011-162, mentionnait³¹ :

« [325] La Régie est d'avis que l'examen de la problématique relative aux taux de pertes ne peut se faire sans données valables. En conséquence, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans l'état d'avancement 2012 du Plan, les actions entreprises ou prévues pour améliorer la précision des données relatives aux pertes en réseaux autonomes ainsi que l'échancier de mise en place de ces actions.

[326] La Régie juge important à cet égard que le Distributeur raffine la méthode de calcul des pertes des réseaux autonomes afin de connaître les taux de pertes auxquels il devrait normalement s'attendre. À ce sujet, le Distributeur indique que des simulations de fonctionnement, modulées selon les caractéristiques techniques de chacun des réseaux, seraient appropriées pour déterminer le taux de pertes attendu.

[327] En premier lieu, la Régie demande au Distributeur de procéder à de telles simulations pour tous les réseaux autonomes présentant un taux de pertes de transport et de distribution supérieur à 5 % sur cinq ans et de comparer les taux théoriques obtenus aux taux réels mesurés. Elle lui demande également de présenter les résultats obtenus, d'expliquer les différences observées et d'indiquer les correctifs apportés dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.

[328] En second lieu, le Distributeur devra fournir, dans le cadre des prochains plans d'approvisionnement, les taux de pertes globaux de chacun des réseaux autonomes pour les trois années précédant le dépôt du plan d'approvisionnement, en distinguant les services auxiliaires, l'usage interne et les pertes de transport et de distribution d'électricité. Il devra expliquer les niveaux de pertes supérieurs à 10 %, le cas échéant.

³¹ D-2011-162, pages 91 et 92

[329] Enfin, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de son plan d'approvisionnement 2014-2023, les actions entreprises ou prévues pour réduire les pertes des réseaux présentant des niveaux supérieurs à 10 % ainsi que l'échéancier de mise en place de ces actions. »

En réponse à cette décision le Distributeur, sur la base des taux de pertes des cinq dernières années, a évalué le taux de pertes théoriques pour les réseaux de L'Île-d'Entrée, d'Akulivik, de Kuujjuarapik, de Puvirnituk, de Salluit, de Tasiujaq, du Lac-Robertson, de Schefferville et de Clova.

Il est à noter que dans l'État d'avancement 2012, le Distributeur planifiait d'effectuer le calcul théorique des pertes de transport et de distribution pour chaque réseau pour juin 2013.³²

Ces simulations permettent d'évaluer les pertes dans les conducteurs, en plus des pertes à vide et en charge des transformateurs selon la puissance et les caractéristiques disponibles.³³

Les résultats présentés par le Distributeur sont reproduits ci-dessous.

³² État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, page 29

³³ HQD-2, document e, annexe 2A, page 23

TABLEAU 2A-1
TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION¹ - 2008 À 2012

	2008	2009	2010	2011	2012	Moyenne 2008-2012	Pertes théoriques
Iles-de-la-Madeleine							
Cap-aux-Meules	5,0%	3,4%	4,3%	5,6%	4,5%	4,6%	
L'Île-d'Entrée	3,2%	6,5%	4,4%	7,0%	7,0%	5,8%	5,3%
Sous-total	5,0%	3,4%	4,3%	5,6%	4,5%	4,6%	
Nunavik							
Akulivik	8,7%	2,6%	7,9%	11,0%	8,6%	7,8%	2,8%
Aupaluk	3,1%	1,2%	3,7%	3,2%	8,7%	4,0%	
Inukjuak	6,9%	2,9%	4,1%	4,8%	2,7%	4,3%	
Ivujivik	1,8%	1,3%	2,3%	5,8%	0,9%	2,4%	
Kangiqsualujuaq	4,2%	4,3%	3,8%	4,6%	3,9%	4,2%	
Kangiqsujaq	6,3%	4,5%	4,2%	3,5%	4,9%	4,7%	
Kangirsuk	2,3%	2,4%	1,7%	1,4%	2,8%	2,1%	
Kuujuuaq	4,8%	3,7%	6,9%	3,0%	3,9%	4,5%	
Kuujuarapik	7,9%	6,1%	7,4%	7,2%	5,5%	6,8%	3,0%
Puvimuituq	3,0%	4,3%	5,5%	7,6%	8,3%	5,7%	2,9%
Quaqtaq	3,0%	2,3%	1,1%	3,4%	3,0%	2,6%	
Salluit	5,7%	5,5%	7,9%	7,6%	8,6%	7,0%	2,4%
Tasiujaq	8,1%	10,7%	5,1%	8,8%	6,3%	7,8%	3,1%
Umiujaq	4,7%	4,5%	4,6%	3,8%	2,0%	3,9%	
Sous-total :	5,3%	4,2%	5,6%	5,3%	5,1%	5,1%	
Basse-Côte-Nord							
Lac-Robertson	10,9%	14,2%	14,0%	12,4%	10,0%	12,3%	6,5%
La Romaine	2,3%	2,7%	2,1%	4,0%	3,0%	2,8%	
Port-Menier	3,4%	3,4%	3,0%	3,0%	4,0%	3,3%	
Sous-total :	9,2%	11,8%	11,5%	10,6%	8,6%	10,3%	
Schefferville	19,1%	25,8%	22,4%	22,7%	14,5%	20,9%	7,8%
Haute-Mauricie							
Clova	8,4%	2,3%	7,2%	10,4%	6,4%	6,9%	4,5%
Opitciwan	4,5%	5,1%	3,9%	4,4%	6,8%	4,9%	
Sous-total :	4,8%	4,9%	4,1%	4,8%	6,8%	5,1%	
Réseaux autonomes	7,3%	7,4%	7,7%	8,2%	6,6%	7,4%	

¹ Taux de pertes calculés sur la somme des ventes et de l'usage interne.

Original : 2013-11-01

HQD-2, document 2, annexe 2A

Page 22 de 86

Le RNCREQ constate que dans chacun des cas simulés la valeur des pertes théoriques est nettement inférieure à la valeur des pertes réelles moyennes sur la période 2008-2012, (sauf pour L'Île-d'Entrée où les deux taux sont semblables).

Rappelons que les pertes réelles ne sont pas mesurées directement, mais sont le résultat de la différence entre l'énergie produite et l'énergie vendue, excluant la consommation des services auxiliaires et la consommation interne.³⁴

³⁴ HQD-2, document e, annexe 2A, page 24

Pour les réseaux du Nunavik simulés, le taux de pertes théoriques se situe entre 2,4% et 3,1%, alors que le taux des pertes réelles se situe entre 5,8% et 7,8%.

Les réseaux du Lac-Robertson et de Schefferville se distinguent des autres réseaux autonomes par la présence de lignes de transport qui relient une centrale hydroélectrique aux réseaux de distribution, ce qui entraîne des pertes de transport et distribution plus élevées.

Ainsi le taux de pertes électriques théorique est de 6,5% pour le réseau du Lac-Robertson et de 7,8% pour le réseau de Schefferville. Ces taux sont cependant nettement inférieurs au taux de pertes réelles (moyenne 2008-2012) du réseau Lac-Robertson (12,3%) et du réseau de Schefferville (20,9%).

Selon le Distributeur, *« les écarts observés pourraient s'expliquer par plusieurs facteurs notamment l'imprécision de la modélisation des pertes théoriques et les hypothèses restrictives qui ne sont pas nécessairement représentatives de la configuration réelle du réseau. Pour ces raisons, le taux de pertes théorique ne peut être considéré comme une parfaite représentation de la réalité et ainsi, la comparaison avec les pertes observées doit être effectuée avec circonspection. »*³⁵

En réponse à une demande de renseignements du RNCREQ demandant au Distributeur de préciser ce qu'il entend par *« l'imprécision de la modélisation des pertes théoriques et les hypothèses restrictives qui ne sont pas nécessairement représentatives de la configuration réelle du réseau »*, il mentionne :

« Les pertes théoriques s'appuient sur l'évaluation des pertes dans les conducteurs en plus des pertes à vide et en charge des transformateurs selon la puissance et les caractéristiques disponibles. Ces évaluations reposent sur un ensemble d'approximations et le Distributeur n'est pas en mesure de valider l'estimation des pertes attribuables à chacun des équipements sur les réseaux. De plus, dans certains cas, l'âge des équipements a dû être estimé puisque l'information n'était pas disponible.

³⁵ HQD-2, document 2, annexe 2A, page 24

Par ailleurs, certains équipements ne sont pas considérés dans le calcul des pertes théoriques en raison, notamment de la complexité ou de l'absence de données techniques requises pour leur modélisation. Parmi les hypothèses restrictives, le calcul des pertes théoriques ne tient pas compte, entre autres, de la partie du branchement au compteur du client, des câbles de puissance des alternateurs et des transformateurs de service auxiliaire.

Pour toutes ces raisons, le taux de pertes théorique ne peut être considéré comme une parfaite représentation de la réalité. De plus, le Distributeur n'est pas en mesure de déterminer l'écart entre les pertes observées et théoriques qui pourrait être attribuable à cette imprécision.

Toutefois, le fait que certains équipements ne soient pas considérés dans le calcul entraîne assurément une sous-estimation du taux de pertes théorique par rapport au taux de pertes observé ».³⁶

Dans sa réponse le Distributeur mentionne quelques éléments qui ne sont pas parfaitement représentés dans les simulations, mais il n'apporte aucune information pertinente quant à l'ampleur que pourrait avoir ces imprécisions.

Il est bon de mentionner que la simulation du comportement des réseaux électriques est une activité fondamentale qui permet de définir les besoins en équipements en vue d'assurer une alimentation fiable des besoins. Dans un tel contexte, les imprécisions des simulations ne devraient être que marginales et ne pas présenter un écart comme celui qui est constaté pour le taux de pertes électriques en réseaux autonomes. Ainsi, même si *le taux de pertes théorique ne peut être considéré comme une parfaite représentation de la réalité*, il doit être considéré comme une bonne approximation de la réalité, à moins d'autres explications probantes.

Le Distributeur mentionne que la seule façon d'améliorer la précision des taux de pertes observés serait d'ajouter des points de mesurage, mais il ajoute que cette mesure n'est pas envisagée par le Distributeur car elle entraîne des coûts sans toutefois diminuer pour autant réellement les pertes électriques.³⁷

³⁶ HQD-4, document 6, question 39.2, page 45

³⁷ HQD-2, document 2, annexe 2A, page 24

Nonobstant sa position, en réponse à une demande de renseignements du RNCREQ, le Distributeur mentionne qu'il n'a pas vérifié le nombre, l'emplacement et le coût des points de mesure qui seraient requis.³⁸

Selon le RNCREQ, les explications du Distributeur concernant les écarts entre les valeurs du taux de pertes électriques obtenus par des simulations du comportement des réseaux et les valeurs du taux de pertes observées ne sont pas satisfaisantes. Selon le RNCREQ, les écarts sont suffisamment importants pour avoir un impact sur les besoins en équipement, notamment pour le réseau de Schefferville.

Le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur ajoute des points de mesurage afin de mieux circonscrire cette problématique et de pouvoir définir les correctifs à apporter s'il y a lieu.

De plus le RNCREQ demande à la Régie d'exiger du Distributeur d'effectuer le calcul théorique des pertes de transport et distribution pour chaque réseau, comme cela était planifié à l'état d'avancement de 2012.

^{38 38} HQD-4, document 6, question 50.1, page 47

4. La problématique de la substitution énergétique des approvisionnements en réseaux autonomes

Le RNCREQ avait annoncé qu'il entendait procéder au suivi de l'expertise déposée dans le précédent Plan d'approvisionnement en effectuant, notamment, la mise à jour du balisage des initiatives internationales de la technologie JED et en effectuant le suivi des recommandations contenues dans le rapport de 2011.

Rappelons brièvement les positions et recommandations que formulait l'expert du RNCREQ dans son rapport de 2011, tel que résumé à la Régie dans l'argumentaire du RNCREQ :

*« L'expert du RNCREQ a rappelé que dans un contexte de **croissance des prix du carburant** qui affectent durement le budget d'opération du Distributeur en réseaux autonomes, les **règles de planification** en vigueur présentement pour ces réseaux ne semblent pas avoir pris toute la mesure de ce que l'arrivée de ces technologies signifie en termes de **coût d'opportunité** particulièrement dans ces réseaux. Il semble acquis que le **statu quo technologique**, fortement ancré dans le paradigme tout diesel, entraîne la **croissance du déficit d'opérations annuel** des réseaux autonomes dans une spirale incontrôlable qui force désormais le planificateur à revoir en profondeur les tenants et aboutissants de la problématique énergétique des communautés éloignées.*

(NS, 17 juin 2011, p. 38)

J'ajouterai que dans un marché de carburants fossiles de plus en plus imprévisible en raison de sa volatilité, c'est désormais du côté des systèmes hybrides que se trouvent les meilleures garanties d'un service à moindre coût pour les abonnés des réseaux autonomes, aujourd'hui et à terme de ceux du réseau électrique continental.

*Pour le RNCREQ, il est nécessaire de revisiter les encadrements normatif, technologique et tarifaire sur lesquels s'appuient actuellement la conception, la planification et l'exploitation des réseaux autonomes, et ce, afin d'évaluer le **coût d'opportunité** des investissements 'diesel' proposés par le Distributeur pour les RA dans le Plan 2011-2020. »*

[...]

Une planification dédiée aux réseaux autonomes

Dans une question adressée à l'expert du RNCREQ par le procureur d'HQD, celui-ci a fait allusion aux ressources très limitées du groupe de Planification pour les réseaux autonomes.

Le RNCREQ considère qu'il appartient au Distributeur d'allouer les ressources nécessaires adéquates pour s'acquitter de la pleine gestion des RA et de répondre aux exigences de la Régie. . L'intervenant souhaite vivement que la Régie accorde toute l'attention nécessaire à cette importante question.

Par ailleurs, le RNCREQ s'est penché à plusieurs reprises, dans ce dossier et dans les précédents dossiers tarifaires, tant sur les enjeux de la prévision de la demande que sur ceux des déficits d'exploitation importants et récurrents. Dans chacun de ces dossiers, les enjeux touchant les RA sont traités en parallèle et, souvent, en priorité secondaire par rapport à ceux du réseau intégré.

Le RNCREQ est d'avis que les réseaux autonomes vont continuer de constituer un fardeau important qui mine l'objectif de l'atteinte de la rentabilité du Distributeur.

Le RNCREQ considère que l'expérience des dernières années démontre que cette façon de faire n'est pas adéquate pour identifier et mettre en place des solutions réelles aux problèmes.

Tout au long de ce dossier, le RNCREQ a formulé des recommandations spécifiques pour chaque sujet qu'il a abordé en preuve. Au terme du processus d'examen du plan d'approvisionnement spécifique des réseaux autonomes, et sans limiter la portée des recommandations qu'il a déjà formulé au dossier, il lui apparaît cependant essentiel de formuler une préoccupation générale et une recommandation globale.

Vers une approche intégrée de la planification

L'expert Saulnier a souligné (section 1.2 de son rapport, p.10) que la séparation fonctionnelle ne s'applique pas aux RA, qui sont gérés de façon intégrée par le Distributeur, et que la nature intégrée de ces réseaux fait en sorte que, pour identifier des solutions au problème des coûts économiques et environnementaux du diesel, HQD peut, et doit, regarder l'ensemble des options (dont notamment celles touchant la production, la tarification et l'efficacité énergétique).

Dans le réseau principal, la séparation fonctionnelle rend impossible le traitement intégré de toutes ces options, mais ce n'est pas le cas dans les Réseaux autonomes, où HQD exerce l'ensemble de ces fonctions.

L'augmentation drastique des déficits dus à l'exploitation des réseaux autonomes (rapport de B. Saulnier, p.36), et surtout la probabilité que ces déficits continueront d'augmenter font en sorte que la question est urgente.

Pour faire face à ce problème et envisager des solutions structurantes à l'ensemble des enjeux rencontrés en RA, le RNCREQ considère que la solution passe inévitablement, à terme, par un dossier dédié à la problématique des réseaux autonomes, que ce soit comme une phase ultérieure de ce Plan d'approvisionnement ou d'un dossier en suivi.. Pour initier ce dossier, le RNCREQ soumet que la Régie devrait demander au Distributeur de:

- *présenter le processus de planification actuellement appliquée pour les RA en général, avec l'état de la situation pour chacun d'entre eux.*
- *présenter ses prévisions de déficit/surplus des opérations des RA sur un horizon de 10 ans, en utilisant les prévisions des prix de combustibles utilisés par HQD dans sa prévision de la demande du réseau intégré.*
- *Présenter une stratégie pour le déploiement des ressources renouvelables pour diminuer la consommation de diesel.*
- *présenter la stratégie tarifaire qu'il entend appliquer pour les RA*
- *présenter sa stratégie pour minimiser ces déficits pour les 10 ans à venir*
- *présenter un balisage de méthodes de gestion utilisées dans d'autres RA en Amérique du Nord et ailleurs. »*

Par ailleurs, la Régie avisait dans sa décision D-2011-162 qu'elle s'attendait à ce que Distributeur favorise une approche intégrée de la planification pour les réseaux autonomes :

« [374] À cet égard, le RNCREQ est d'avis qu'il est nécessaire de revisiter les encadrements normatif, technologique et tarifaire sur lesquels s'appuient actuellement la conception, la planification et l'exploitation des réseaux autonomes, afin d'évaluer le coût d'opportunité des investissements « diesel » proposés par le Distributeur. L'intervenant favorise une approche intégrée de la planification pour les réseaux autonomes³¹⁹.

[375] La Régie est d'avis que le Distributeur doit considérer simultanément, pour les réseaux autonomes, les aspects de production, de tarification et d'efficacité. À cette fin, elle lui demande de présenter, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une stratégie, par réseau autonome, sur un horizon de dix ans, couvrant ces différents aspects. »

Fort de ce contexte, le RNCREQ s'est rapidement rendu à l'évidence qu'une mise à jour du balisage qu'il avait effectué en 2011 ne serait d'aucune utilité dans les délibérés de la Régie dans la mesure où la preuve du Distributeur démontre clairement le peu d'avancées significatives dans l'implantation du JED en réseaux autonomes dans ce qui semble être une impasse systémique dans la planification de la substitution énergétique de ses approvisionnements en réseaux autonomes (RA).

Devant cette constatation, le RNCREQ a plutôt choisit d'intervenir en amont en s'attardant aux facteurs de planification qui freinent l'implantation du JED ou plus généralement, au remplacement des carburants fossiles par d'autres sources énergétiques dans la fourniture d'énergie en RA.

4.1 Évolution de l'implantation du JED en réseaux autonomes

L'analyse des réponses du Distributeur aux DDR du RNCREQ portant sur le sujet³⁹ démontre que celui-ci n'a mis en preuve, ni contenu, ni échéancier de réalisations concrets d'un plan d'action JED.

Le RNCREQ soumet respectueusement à la Régie que la stratégie adoptée par le Distributeur dans ce dossier ne sert pas les attentes légitimes des abonnés et qu'elle conforte un peu plus, année après année, le bilan annuel des RA dans des déficits irréversiblement croissants.

Le RNCREQ est d'opinion que cet état de fait retarde de manière injustifiée les investissements de substitution énergétique que le Distributeur devra tôt ou tard engager massivement dans une nécessaire transition énergétique en réseaux autonomes.

Il est important de se rappeler que, historiquement, l'échéancier de réalisation d'un premier projet pilote JED en RA⁴⁰ remonte à janvier 1996. Dix-huit ans plus tard, à travers une série de reports d'échéanciers de réalisations, le Distributeur n'a à ce jour engagé aucun investissement JED dans ses opérations RA au Québec.

En 2014, l'échéancier du JED aux Îles-de-la-Madeleine est à nouveau perturbé puisque son implantation «devra être analysée à la lumière d'un scénario de raccordement possible au poste de Percé». Si cette option devait être acceptée par la Régie, elle rendrait caduque pour une décennie tout échéancier de réalisations JED aux Îles-de-la-Madeleine.

Le RNCREQ soumet respectueusement à la Régie que cette initiative du Distributeur n'est assortie d'aucune indication financière ou économique permettant d'ancrer une certaine crédibilité à l'option de raccordement Percé-IDLM en tant qu'alternative économiquement avantageuse par rapport au JED.

³⁹ HQD-4, document 1, questions 16.1 à 16.4, pp 9 -11

⁴⁰ Voir la chronologie à l'Annexe 1 du Rapport d'expert déposé par le RNCREQ en avril 2011 in R-3748-2010, C-RNCREQ-0015

Le RNCREQ est préoccupé du peu d'information produite en preuve relativement à cette option de raccordement au réseau intégré. Il soumet à la Régie qu'il serait à la fois pertinent et légitime que le Distributeur mette en preuve des informations essentielles sur l'envergure des coûts encourus par un scénario de lien Gaspé-CAM. Celles-ci permettraient à la Régie de juger dans la présente audience de ses mérites aux plans financier et tarifaire, en regard d'autres projets de substitution énergétique capables d'assurer à moindre coût le même service équivalent en RA.

Par ailleurs, le RNCREQ constate que cette alternative en faveur du lien Gaspé-CAM se manifeste alors le Distributeur confirme spécifiquement que le JED aux IDLM « comporterait un léger avantage économique »⁴¹ et qu' « Au Nunavik et aux îles-de-la-Madeleine [...] l'éolien est, pour le moment, la piste la plus prometteuse en matière d'intégration d'énergie renouvelable. »⁴²

4.2 Coûts d'approvisionnement en carburant diesel et huile lourde

L'article 39 du Guide de dépôt se lit comme suit:

« 39. Présenter les critères de planification des équipements de production. Présenter et expliquer tout changement de méthodologie ou d'hypothèse apporté depuis la présentation du dernier plan d'approvisionnement. »

Le RNCREQ soumet que l'article 39 du Guide de dépôt suggère très clairement que les coûts d'approvisionnements en carburant diesel et huile lourde constituent des hypothèses économiques fondamentales à la fois pour la prévision de la demande et les stratégies d'approvisionnement de long terme du Distributeur en RA.

Constatant l'absence répétée de cet important élément de planification dans les dossiers d'approbation de plans d'approvisionnement, le RNCREQ rappelle à cet égard :

- 1- que le Plan d'approvisionnement 2011-2020 ne contenait pas davantage ces données primordiales afin de juger de la prudence des investissements que planifie le Distributeur dans les RA, sur un horizon de dix ans,

⁴¹ HQD-4, document 1, DDR 16.2, pp 9 -11

⁴²HQD-4, document 6, DDR 19.2.1, p.5

- 2- que l'expert du RNCREQ lors de cette audience les avait extraites du document B-0005 qu'avait déposé le Distributeur dans sa requête R-3756-2011⁴³, et que
- 3- en contre-interrogatoire de l'expert du RNCREQ devant la Régie au moment de l'audience R-3748-2010⁴⁴ le Distributeur a demandé le rejet de la section 4 du rapport d'expert RNCREQ dans laquelle l'analyse financière des prévisions de croissance des coûts de carburant était utilisée en soulignant leurs impacts majeurs sur les investissements consentis à l'infrastructure de production thermique et à la croissance du déficit d'exploitation qui s'est accélérée fortement entre 2005 et 2011. La Régie a rejeté par la suite cette demande de rejet plaidée par le Distributeur, indiquant ainsi l'importance qu'elle accordait à la présence de ces données de prévision essentielles dans un Plan d'approvisionnements de dix ans, et confirmant que cette information est «utile aux délibérations de la Régie».

Constatant à nouveau l'absence de la prévision de croissance des coûts de carburant dans le Plan 2014-2023, le RNCREQ recommande que la Régie exige du Distributeur le dépôt des prévisions de croissance des coûts de carburant diesel et d'huile lourde de la période 2014-2023, et il incite celle-ci à modifier le *Guide de dépôt* de manière à ce que ces prévisions de croissance des coûts de carburant diesel et d'huile lourde soient explicitement requises.

4.3 Conditions d'une planification responsable en RA – Recommandations générales en vue d'une substitution énergétique en RA

Rappelons que dans les réseaux autonomes du Québec (dont la centrale de Cap-Aux-Meules constitue le premier réseau en importance à tous égards), il faut impérativement chercher :

- A- à minimiser la croissance de la demande de pointe annuelle à l'horizon 10 ans, et
- B- à réduire la dépendance aux approvisionnements en carburant fossile dont les coûts croissent désormais à un taux annuel accéléré.

⁴³ Demande d'autorisation de construction de la nouvelle centrale thermique d'Akulivik

⁴⁴ NS, 17 Juin 2011, p. 74

Ces deux objectifs sont d'importance stratégique. Ils sont inséparables en ce qu'ils participent tous les deux à minimiser le déficit d'exploitation annuel et ne présentent pas de difficulté technique en terme de fiabilité, de sécurité et d'adéquation en énergie et en puissance.

Devant l'ampleur, en croissante accélérée, de ce déficit d'exploitation, il est incompréhensible que le Distributeur ne présente pas un dossier technico-économique détaillé des moyens de gestion de la demande capables de contribuer à réduire ses besoins d'investissements en puissance en RA.⁴⁵

Nous référons spécifiquement ici à la mise en œuvre de pratiques d'investissement d'exploitation permettant une gestion active de la demande ('Demand response') notamment durant la saison froide et particulièrement en période de pointe, grâce à diverses options démontrées. La gestion de l'effacement en pointe, soit par bilan d'énergie différée pointe/hors-pointe, soit par une tarification différenciée dans le temps, soit par l'adoption de tarifs bi-énergie et de contrats désignant des charges interruptibles en pointe, peuvent être déployées facilement, efficacement et équitablement à travers l'activation des fonctionnalités spécifiques des compteurs intelligents et de l'Infrastructure de Mesurage Avancée (IMA) dont le déploiement est prévu en RA par le Distributeur au tout début de 2016⁴⁶

De même, considérant strictement le coût évité en énergie de la production d'électricité de la centrale de Cap-Aux-Meules, il serait souhaitable que le Distributeur soit tenu de consacrer désormais une majeure partie de ses budgets d'acquisitions de technologies à caractère énergie à la réduction de la consommation annuelle de carburants toujours plus coûteux. Nous référons spécifiquement ici à la mise en œuvre de pratiques d'investissements en production qui privilégient des sources d'approvisionnements renouvelables, notamment l'éolien en raison de ses nombreux atouts en matière de complémentarité vis à vis de la demande en période froide.

⁴⁵

⁴⁶ R-3863-2013, HQD-1, doc. 1, p. 15,

Le RNCREQ tient à mentionner l'avantage technico-économique évident que constitue un investissement en éolien aux IDLM par rapport au coût évité en carburant de la centrale du Cap-Aux-Meules. La valeur de contingence de l'éolien en terme de coût d'opportunité pour le Distributeur est multiple. Trois facteurs contribuent à la démarquer très nettement par rapport à la filière « huile lourde » :

- Des coûts de production d'énergie inférieurs au coût évité en carburant en raison notamment de l'exceptionnelle qualité du gisement éolien des IDLM, et les économies de carburant qui en résultent.
- Un cycle annuel des apports éoliens en phase avec celui de la demande électrique. Couplée aux technologies de prévision de production éolienne modernes, cette caractéristique réduit la demande nette à fournir par la centrale de Cap-Aux-Meules notamment en période hivernale, et amène une évolution naturelle dans les investissements de planification du réseau électrique dans la direction inévitable d'une substitution graduelle des approvisionnements en carburant fossiles.
- Et conséquemment, les caractéristiques des approvisionnements éoliens ouvrent la porte à de nouveaux usages de l'électricité à travers les technologies Smart Grid. Charge/stockage/déstockage de véhicules électriques, chauffage électrique de l'eau et des locaux en période de surplus de production éolienne (technologies bi-énergie en commande automatisée, transparentes à l'utilisateur), élargissant les possibilités de gestion de l'équilibre offre-demande tout en « décarbonisant » l'infrastructure énergétiques des IDLM.

Cette mise en contexte amènera notamment le RNCREQ à se pencher à la section 4.6 sur les résultats du programme d'autoproduction du Distributeur dans les réseaux autonomes et à formuler à la Régie quelques recommandations en vue d'engager une transition énergétique dans la direction d'une substitution massive des carburants fossiles consommés en RA.

4.4 Coûts de fourniture du Distributeur dans les approvisionnements en électricité qu'il prévoit dans les RA à l'horizon 2023 – Rappels

Le bilan d'exploitation de la période 2005-2014 se soldera par un déficit cumulatif de 1,8 Milliard de \$. Le déficit d'exploitation annuel se chiffre actuellement à plus de 200 M\$ annuellement et est récupéré par le Distributeur par le mécanisme des revenus requis qui, malgré un déficit annuel qui croît de 3,8% par an en moyenne sur la période, les impute machinalement aux abonnés du réseau intégré.

Sur 10 ans (de 2005-2014), l'électricité des centrales thermiques à coûté 7,5 fois plus que les revenus que le Distributeur en tire. Le cadre financier qui régit la planification des investissements et des opérations du Distributeur dans les RA demeure pourtant figé dans une culture de planification qui creuse bon an mal an des déficits annuels croissants sans aucune pénalité financière pour une performance de gestion qui a largement démontré son incapacité chronique à infléchir une tendance qui continue de s'alourdir un peu plus à chaque année.

Le Distributeur a indiqué en 2010⁴⁷ que le coût moyen d'un kWh produit en 2010 par l'ensemble de ses centrales thermiques en RA était de 43 ¢/kWh en 2010, la fourchette de coûts de production 2010 s'étendant de 33 ¢/kWh aux Îles de la Madeleine à \$1,28/kWh à Aupaluk, avec un coût moyen de production de 75¢/kWh pour le Nunavik. Ce même document indiquait également que la part des achats de carburant représentait 35% des coûts d'exploitation globaux des RA en 2010 (cet item budgétaire a représenté quelque 80 M\$ en 2011).

Les prévisions de croissance de coûts de carburant du Distributeur⁴⁸ montrent que le prix de son carburant passera 'de 1,46\$/l en 2016 à 2,57 \$/l en 2030 » à Akulivik. Considérant le rendement de 3,76 kWh/l prévu par le Distributeur pour la production d'électricité de sa centrale thermique à Akulivik, le coût en carburant représentera 39,4¢/kWh en 2016 et 68,4 ¢/kWh en 2030. Le Distributeur a confirmé en interrogatoire⁴⁹ que les prévisions de coûts de carburant pour Akulivik s'appliquaient à l'ensemble des réseaux autonomes du Nunavik, sauf pour ceux de Quaqtqa, Kuujjuaq et Kangiksualujjuaq, où le Distributeur s'approvisionne en carburant diesel auprès de la

⁴⁷ http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/40/DocPrj/R-3776-2011-B-0061-SEANCETRAV-DOC-2011_10_07.pdf, page 96 et 97 de 99

⁴⁸ R-3756-2011, B-0005, HQD-1, document 1, « Demande d'autorisation de la construction de la nouvelle centrale thermique d'Akulivik », 24 février 2011, 21 pages

⁴⁹ R-3748-2010, NS, 8 juin 2011, p.290-292

Fédération des Coopératives du Nouveau Québec (FCNQ).

Ces chiffres disent l'urgence pour le Distributeur d'engager sans délai un plan de contingence visant à stabiliser rapidement ses coûts d'exploitation en réduisant massivement la part de ses approvisionnements en carburant. Ce plan de contingence exige la transformation radicale des pratiques de planification des investissements du Distributeur en vue de prioriser la pénétration d'options énergétiques commerciales de moindre coût et d'engager formellement une évolution technologique incontournable.

En vertu du fait que tout carburant fossile non-consommé par une centrale thermique en RA représente une économie directe, récurrente en terme d'achats annuels de carburant pour le Distributeur, le coût évité en énergie du Distributeur constitue le premier indicateur de performance économique d'un tel plan de contingence et à ce titre, il devient le point de comparaison des options énergétiques à privilégier dans les RA (offre et demande incluses) aux fins d'assurer des approvisionnements énergétiques viables pour les communautés des RA à terme.

4.5 Planification de la demande – le chauffage électrique comme enjeu énergétique majeur

Sur les marchés, les aléas d'offre et de demande de produits fossiles sont appelés à croître, et tous les analystes du secteur confirment sans surprise qu'une hausse des coûts d'approvisionnements de même qu'un accroissement des risques budgétaires et financiers liés à une volatilité accrue sur les marchés sont de puissants motifs de diversification technologique et de compétitivité économique pour l'offre et la demande d'énergie.

La consommation d'énergie continue de croître, les ressources fossiles s'épuisent et leur coût irréversiblement croissant entraînera leur abandon graduel des marchés de masse (automobile, chauffage de l'eau et des locaux) au profit de nouvelles technologies de production et d'utilisation plus performantes. Cette réalité est aujourd'hui celle que vivent la majorité des réseaux autonomes de la planète.

Dans la majorité de ces réseaux, les centrales diesel produisent l'électricité pour les besoins prioritaires (éclairage, télécoms, appareils ménagers, etc.). Conventionnellement établi à une époque où le carburant diesel était peu coûteux, les besoins de chauffage des réseaux autonomes du Québec ont été traditionnellement fournis, rendement thermodynamique oblige, par des chaudières à l'huile plutôt qu'électriques.

Lorsque le prix du carburant importé atteint un niveau tel que sa conversion en électricité représente un coût en carburant supérieur à ce que des sources locales de production d'électricité considérées jusqu'alors comme non-rentables permettent de réaliser, la logique du moindre coût social suggère naturellement d'autoriser, simultanément, le chauffage électrique et la pénétration de ces sources de production locales dans la communauté.

Le moteur de cette révolution technologique dans les réseaux autonomes, c'est que le carburant éolien local, une fois transformé en électricité permet de minimiser la hausse des prix de l'ensemble des approvisionnements énergétiques dans la communauté. Un important potentiel de substitution au pétrole émerge forcément, partout à travers le monde, en raison de la hausse continue des coûts de carburant fossiles.

Dans les réseaux autonomes du Québec où le coût évité en énergie de la production thermique est supérieur au coût de production de l'électricité éolienne, il n'est pas très difficile d'imaginer des solutions pour protéger les abonnés des coûts croissants de l'électricité de source fossile.^{50,51}

Le RNCREQ invite la Régie à exiger un audit technologique de la Planification du Distributeur afin d'évaluer si des critères de planification et d'exploitation pourraient

⁵⁰ HQ-Distribution, *Coûts évités*, Régie de l'énergie du Québec - Dossier R-3854-2013, pièce B-0017, ; 02 août 2013, Tableau 2, p 8 de 14, [En ligne] [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/222/DocPrj/R-3854-2013-B-0017-Demande-Piece-2013_08_02.pdf], (14 mars 2014)

⁵¹ Chabot, B. (2013), « *New IEC3A Wind Turbines – Bright Strategic and Economic Perspectives for Onshore Wind in Medium to Low Wind Speed Areas* », *WindTech International*, vol. 9, n° 6, p. 24-27, [En ligne], [<http://www.windtech-international.com>], (15 octobre 2013).

constituer actuellement des obstacles artificiels à l'évolution technologique naturelle des réseaux énergétiques.

4.6 Programme d'autoproduction (mesurage net) du Distributeur en RA

Le RNCREQ considère que l'accélération du programme d'autoproduction du Distributeur en RA présenterait de belles perspectives au niveau des coûts évités en énergie.

En DDR, le Distributeur a affirmé que « l'option de mesurage net est offerte à toute la clientèle admissible du Distributeur, incluant celle des réseaux autonomes »⁵² et a complété sa réponse en référant à une question du GRAME où il précisait qu'il y a présentement 6 abonnements à l'option de mesurage net en réseau autonome.

Cependant, la question du RNCREQ portait spécifiquement, et était très précisément référencée, sur la perspective économique relative au coût évité en carburant de la production d'électricité en réseau autonome qu'un programme d'autoproduction ciblé devrait adopter pour chacune des communautés visées.

« 21.1 Considérant les éléments précédents au regard du coût évité en énergie rapporté au dernier paragraphe du préambule, veuillez indiquer les raisons pour lesquelles la clientèle des réseaux autonomes n'a pas encore eu accès - sur une base de coût évité en énergie - au programme de mesurage net que le distributeur offre à tous ses abonnés résidentiels du réseau continental au tarif de distribution. Veuillez préciser les intentions du Distributeur vis-à-vis le déploiement de ce programme dans l'ensemble des réseaux autonomes du Québec. Dans l'éventualité où l'élargissement de ce programme commercial à l'ensemble des réseaux autonomes apparaîtrait prématuré, en expliquer les motifs sur des bases économiques. »

Le RNCREQ considère qu'un programme d'autoproduction conséquent doit minimalement prendre en compte la réalité des coûts évités de la production d'électricité réellement encourue par le Distributeur. Ainsi, dès lors que le tarif résidentiel moyen dans la majorité des réseaux autonomes desservis par le Distributeur est inférieur au coût évité en carburant consommé pour la production de chaque kWh par la centrale thermique locale, tout programme d'autoproduction basé sur le tarif résidentiel moyen y est condamné à l'avance.

⁵² HQD-4, document 6, question 21.1, p.8

Dans le cas des réseaux autonomes, le RNCREQ soutient que le coût évité en carburant doit minimalement constituer la première référence de compétitivité technico-économique de tout programme d'autoproduction responsable.

Le RNCREQ est d'avis que la Régie doit prendre acte du peu de résultat de 8 années de déploiement du programme d'autoproduction du Distributeur en RA et constater que dans sa forme actuelle ce programme enregistrera des déficits de gestion annuels récurrents sans parvenir à démontrer ni sa pertinence en terme de résultats, ni sa nécessité et ses mérites au plan tarifaire, ni son utilité réelle en terme de déploiement de marché, d'emplois, ou d'amélioration de rentabilité des systèmes alternatifs de production distribuée qu'il affirme encourager.

Le RNCREQ soumet que le programme de Mesurage net devrait être reformulé en fonction des incitatifs économiques rationnels qui doivent prévaloir dans chacun des RA. En prenant le coût évité en énergie du Distributeur comme point de référence économique des options énergétiques de substitution à l'électricité thermique locale, le Distributeur peut déployer efficacement un programme d'autoproduction cohérent et conséquent, ajusté à la réalité économique concrète de chaque réseau autonome qu'il dessert : en tenant compte de la caractérisation des ressources et des besoins énergétiques locaux, on permettrait à une diversité de produits technologiques commerciaux (de production et d'utilisation d'énergie et d'électricité) d'exprimer leur plein potentiel de substitution au carburant fossile tout en respectant les contraintes d'implantation spécifiques à chaque communauté (taille relative, équipements, industries, etc.).

Le RNCREQ soumet qu'un programme d'autoproduction adapté aux réalités des coûts de production d'électricité du Distributeur en RA constitue désormais un vecteur d'amélioration concret de la performance financière du Distributeur en RA.

4.7 Pour un cadre logique de planification et réglementation vers le financement équitable de la transition énergétique dans les RA

Un cadre réglementaire ferme doit être mis en place pour induire les investissements prudents que dictent la logique économique des RA et réduire la possibilité qu'un fardeau tarifaire récurrent soit injustement imposé à l'ensemble des abonnés du Distributeur.

L'objectif gouvernemental de réduction de 25% de GES en 2020 fournit une raison supplémentaire d'engager le virage. Le RNCREQ est d'avis que le Distributeur a l'obligation morale d'y parvenir diligemment tout particulièrement dans tous les RA où les coûts élevés associés à la production d'électricité d'origine fossile constituent un incitatif financier majeur.

Avec 286 GWh de production thermique en 2014, les réseaux de Cap-Aux-Meules (Îles de la Madeleine) et du Nunavik représentent plus de 90 % de l'ensemble des besoins d'électricité identifiés par le Distributeur dans les RA actuellement alimentés en électricité produite par des centrales thermiques. En 2023, ces besoins totaliseront 331 GWh, soit 88% des besoins prévus pour l'ensemble des RA en 2023. Si la production de la centrale thermique de Cap-Aux-Meules devait atteindre les 217 GWh de besoins en électricité prévus par le Distributeur en 2023 (croissance d'environ 1% annuellement), la hausse de ses émissions de GES en 2020 en regard de l'objectif gouvernemental d'une réduction de 25% par rapport aux émissions de GES de 2014 serait de +42%, correspondant à 62 GWh d'excédent de production thermique annuelle à remplacer par d'autres options énergétiques n'émettant pas de GES.

La moyenne de la production annuelle 2013 d'un groupe de 11,174 MW à la centrale de Cap-Aux-Meules a été de 31 GWh en 2013. Une réduction de 62 GWh de production thermique à la centrale de Cap-Aux-Meules représente également une économie annuelle de carburant de plus de 10 M\$₂₀₁₃⁵³.

Pour le Nunavik, ce sont plus de 38 GWh de production d'électricité thermique qu'il faudrait également substituer par d'autres options énergétiques en 2020 pour respecter le critère de réduction des émissions de GES de 25% par rapport au volume de GES émis en 2014. À un coût évité en énergie moyen de 43,4¢/kWh pour le Nunavik, ces 38 MWh représentent plus de 16,5 M\$₂₀₁₃ d'achats annuels de carburant évités. La concrétisation de cet objectif pour l'ensemble des RA des IDLM et du Nunavik à l'horizon 2020, signifie que le Distributeur doit déployer un plan de substitution énergétique de 100 GWh/an en vue de réduire ses achats annuels de carburant d'un montant dont la valeur est de 27 M\$ en \$ 2013 pour le Distributeur. Cette réduction d'achats de carburant étant récurrente, elles justifient d'engager dans les RA un programme d'investissements de substitution conséquent, structuré, moderne, capable d'assurer efficacement le déploiement d'options énergétiques compétitives avec l'électricité thermique.

⁵³ Coût évité en carburant de la Centrale de Cap-Aux-Meules en 2013: 16,4¢/kWh. source: http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/222/DocPrj/R-3854-2013-B-0017-Demande-Piece-2013_08_02.pdf, Tableau 2, p.8 de 14

Le RNCREQ soumet respectueusement à la Régie que ces calculs démontrent hors de tout doute la nécessité d'engager la transition énergétique dans les réseaux de Cap-Aux-Meules et du Nunavik sur de nouvelles bases d'efficience financière et que les objectifs de réduction de GES du Québec constituent une mesure de performance tout à fait pertinente permettant de la mettre en œuvre de manière responsable. La hausse continue des coûts de carburant pose à elle seule des risques financiers structurels si considérables qu'ils débouchent très concrètement sur la nécessité incontournable d'investissements de substitution massifs. Et l'obstacle pour y parvenir n'est pas d'ordre technologique, maints exemples de projets commerciaux ont largement démontré cette assertion dans le rapport déposé par le RNCREQ en 2011. L'impasse fossile fait des RA le lieu privilégié de la transition énergétique.

À titre d'exemple, mentionnons qu'il est parfaitement possible qu'une capacité éolienne installée de 20 MW exploitée dans le riche gisement éolien omniprésent aux IDLM produise à partir de 2020, à chaque année, 62 GWh d'électricité à un coût de revient bien inférieur au coût évité en carburant du Distributeur pour sa centrale de Cap-Aux-Meules (ce coût est de 16,4¢/kWh en 2013). En première approximation, la technologie éolienne commerciale moderne offre à cet égard toutes les garanties de retour sur les investissements à engager.

La production d'électricité thermique globale des RA devrait diminuer ainsi d'environ 120 GWh par an à l'horizon 2023, ce qui réduirait bon an mal an les achats de carburant du Distributeur de quelque 30 M\$2013/an de manière récurrente. Ne serait-il pas logique dès lors que pendant un horizon de 20 ans, reconductible, le changement structurel qui s'impose en matière d'approvisionnements énergétiques dans les RA du Québec puisse stimuler l'injection d'investissements de substitution cohérents que justifie la réalité des coûts de production de l'électricité thermique croissants.

À cet égard, le RNCREQ soumet respectueusement que le coût évité en carburant s'impose comme le premier critère de comparaison économique des options à privilégier dans cet effort de transition.

La création et la gestion des mécanismes d'investissements conduisant à l'évolution de la planification des réseaux énergétiques doit s'inscrire naturellement dans un objectif d'efficience financière et tarifaire ; le RNCREQ est d'avis que les coûts énergétiques

actuellement constatés dans les RA constituent conséquemment un puissant motif d'innovation technologique.

B. RÉSEAU INTÉGRÉ

1. Utilisation des conventions d'énergie différée

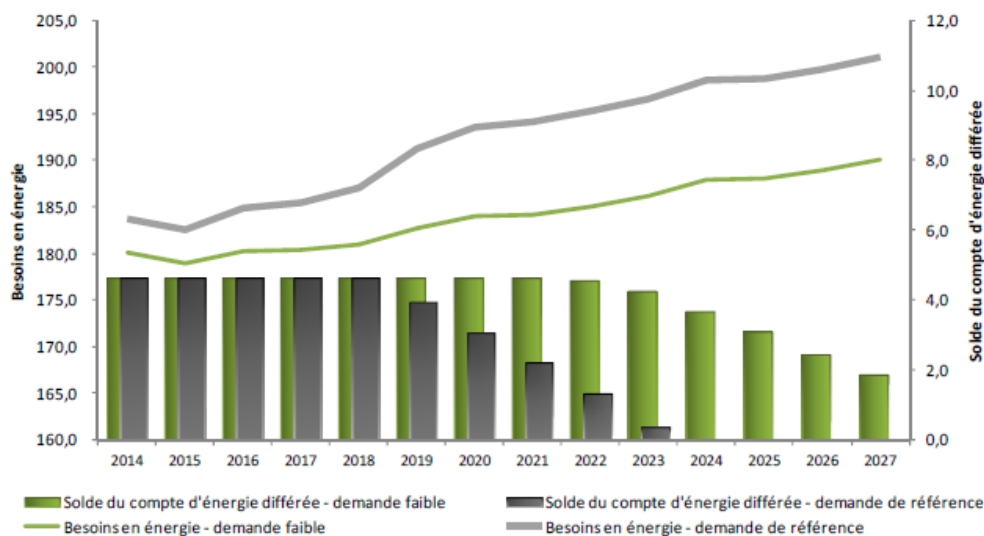
Le Distributeur rappelle qu'il dispose de Conventions pour différer les livraisons des contrats de 350 MW (contrat en base) et 250 MW (contrat cyclable) avec le Producteur.

Il ajoute que, depuis le dépôt à la Régie de la Demande d'approbation des amendements aux Conventions d'énergie différée, ses besoins en énergie ont diminué alors que son portefeuille de moyens d'approvisionnement s'est accru à la suite de l'adoption de nouveaux blocs d'énergie renouvelable par le gouvernement du Québec.

Ainsi, compte tenu de cette situation, et du fait que, selon les Conventions le solde du compte d'énergie différée doit être écoulé à l'échéance de celles-ci, il conclut qu'il ne planifie plus avoir recours à l'option de différer de l'énergie du contrat de base d'ici la fin des Conventions.

Il présente la figure suivante qui montre notamment l'évolution du solde d'énergie différée selon deux scénarios de la demande.

FIGURE 4-2
GESTION DU COMPTE D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ÉVOLUTION DU SOLDE SELON DEUX SCÉNARIOS DE DEMANDE
(EN TWh)



Selon le scénario de référence, le solde reste inchangé jusqu'en 2018. À partir de l'année 2019, il y a des rappels annuels d'énergie de sorte que le solde est nul en 2024.

Par ailleurs, dans la Régie présente, en préambule d'une demande de renseignement, le tableau ci-dessous montrant la quantité annuelle d'électricité patrimoniale inutilisée sur l'horizon du plan d'approvisionnement.

Électricité patrimoniale (TWh)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Volume disponible [référence (ii)]	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Volume utilisé [référence (iii)]	171,5	168,8	169,1	169,1	169,3	171,8	173,2	172,9	173,6	174,3
Volume inutilisé	7,4	10,1	9,8	9,8	9,6	7,1	5,7	6,0	5,3	4,6

En comparant celle-ci aux surplus du Distributeur, elle déduit que tous les surplus seront écoulés en se privant d'utiliser tout le volume d'électricité patrimoniale disponible. Elle lui demande donc d'indiquer les stratégies alternatives à cette stratégie.⁵⁴

En réponse, le Distributeur mentionne :

⁵⁴ HQD-3, document-1, page 45

« Réponse :

Comme le Distributeur l'a indiqué à la pièce HQD-1, document 1 (B-0005), les engagements contractuels de long terme dont il dispose sont fermes, à l'exception du contrat cyclable. Les ententes pouvant être mises en place afin de réduire les surplus l'ont été et sont utilisées dans le respect des modalités contractuelles.

Ainsi, le Distributeur planifie la suspension des livraisons de la centrale de TCE sur la période du Plan. Les justifications à cet effet sont déposées dans le cadre des demandes d'approbation de la suspension.

Par ailleurs, des amendements à l'entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE ont été conclus et permettront de réduire les coûts d'approvisionnement du Distributeur. Ces amendements font l'objet d'une demande d'approbation déposée à la Régie (dossier R-3875-2014).

De plus, étant donné le contexte actuel et anticipé de l'équilibre offre-demande, les conventions pour différer l'énergie des contrats de base et cyclable ne peuvent être utilisées conformément à leur finalité et dans le respect des engagements contractuels du Distributeur.

Conséquemment, aucun scénario alternatif ne peut être présenté à cet égard, ni en termes énergétiques, ni en termes économiques.

Enfin, le Distributeur rappelle que, compte tenu des volumes d'énergie en surplus et des conditions de marché qui prévalent toujours, le scénario de revente demeure théorique. Par conséquent, la revente d'énergie sur les marchés de court terme n'est pas envisagée par le Distributeur afin de disposer des surplus.

Par conséquent, le Distributeur comptera principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale pour assurer l'équilibre offre-demande ».⁵⁵

Le RNCREQ comprend donc que, selon le Distributeur, la seule stratégie à adopter est de ne pas différer d'énergie du contrat de base (350 MW) et de compter sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale pour assurer l'équilibre offre-demande.

Selon le RNCREQ, la stratégie à adopter ne doit pas prendre en considération uniquement le bilan de l'équilibre offre-demande, mais également le coût des approvisionnements résultant de cette stratégie sur la période du plan

⁵⁵ HQD-3, document-1, page 47

d'approvisionnement. Ainsi, étant donné que le coût de l'électricité patrimoniale est plus faible que le coût de l'énergie différée, il y a un avantage économique à maximiser l'utilisation de cette énergie à court terme.

Pour bénéficier de la différence entre le prix de l'électricité patrimoniale et le prix du contrat d'énergie de base (350 MW), le RNCREQ a analysé une option qui consiste essentiellement à différer de l'énergie à court terme et de rappeler la même quantité d'énergie plus tard, en utilisant la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale. Ainsi, à court terme l'énergie différée est remplacée par une plus grande utilisation de l'énergie patrimoniale, ce qui diminue la quantité d'énergie patrimoniale inutilisée. Cette énergie différée est rappelée plus tard, en augmentant la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée. Le report dans le temps de l'énergie patrimoniale inutilisée permet de diminuer le coût actualisé total des approvisionnements sur la période du plan.

La stratégie envisagée est neutre sur le plan énergétique par rapport à la stratégie du Distributeur, mais elle permet de diminuer le coût actualisé des approvisionnements sur la période.

Pour l'évaluation de cette option, le RNCREQ fait les hypothèses suivantes :

- La période d'analyse est de 2014 à 2023;
- Le taux d'actualisation est de 5,847%, conformément à la décision D-2014-037;⁵⁶
- Le prix de l'électricité patrimoniale est de 28,2 \$/MWh en 2014, conformément au décret 84-2014 du 6 février 2014, et le prix augmente au taux de 2% par année;
- Le prix de l'énergie différée est basé sur la formule de prix indiqué à l'article 15 du contrat de livraison en base de 350 MW⁵⁷. Il est de 56,38 \$/MWh en 2014 et augmente de 2% par année.

⁵⁶ D-2014-037, page 220

⁵⁷ R-3515-2003, HQD-1, document 1.

- Le prix de l'énergie rappelée est basé sur la formule de prix indiquée à la Convention amendée pour le contrat de 350 MW⁵⁸. Il est de 56,38 \$/MWh en 2014 et s'accroît au taux de 2% par année.
- Il n'y a aucun rappel d'énergie durant la période d'hiver définie dans la Convention, soit du 1 décembre au 31 mars suivant. Il n'y a donc pas de coût de puissance additionnelle.

Selon le RNCREQ, cette évaluation est neutre sur le plan énergétique et est conservatrice sur le plan économique. En effet, si les besoins en énergie du Distributeur sont plus élevés que prévu et qu'il n'y a pas d'électricité patrimoniale inutilisée, par exemple à partir de l'année 2020, l'énergie rappelée à partir de cette date remplacerait de l'électricité qu'il aurait fallu acheter sur le marché de court terme à un prix plus élevé que le prix de l'électricité patrimoniale, ce qui augmenterait l'avantage économique de l'option analysée.

Le tableau suivant présente les résultats de l'évaluation du RNCREQ selon deux scénarios de quantité d'énergie annuelle différée et selon 5 durées d'année de report et de rappel.

⁵⁸ R-3726-2010, HQD-1, document 2.1, article 2.2.11 iii

Tableau 11 : *Avantage économique d'une gestion des conventions d'énergie différée et de l'électricité patrimoniale.*

	énergie différée		énergie rappelée		Diminution du coût d'approvisionnement M\$ 2014
	annuelle TWh	nombre d'années	nombre d'années	annuelle TWh	
Scénario 1:	1	1	9	0,11	-4,65
	1	2	8	0,25	-9,19
	1	3	7	0,43	-13,62
	1	4	6	0,67	-17,93
	1	5	5	1,00	-22,14
Scénario 2:	2	1	9	0,22	-9,31
	2	2	8	0,50	-18,39
	2	3	7	0,86	-27,24
	2	4	6	1,33	-35,87
	2	5	5	2,00	-44,28
	énergie différée		énergie rappelée		Diminution du coût d'approvisionnement M\$ 2014
	annuelle TWh	nombre d'années	année du rappel	annuelle TWh	
Scénario 1:	1	1	2023	1,00	-7,99
	1	2	2023	2,00	-14,95
	1	3	2023	3,00	-20,92
	1	4	2022 et 2023	2,00	-24,42
	1	5	2023 et 2023	2 et 3	-28,53
Scénario 2:	2	1	2023	2,00	-15,97
	2	2	2022 et 2023	2,00	-28,37
	2	3	2021,2022, 2023	2,00	-37,21
	2	4	2021 à 2023	2,00	-42,52
	2	5	2020 à 2023	2,00	-44,28

La valeur actualisée est négative dans chacun des cas analysés, ce qui signifie que l'option analysée par le RNCREQ permet de réaliser des économies, dans tous les cas, par rapport à la stratégie proposée par le Distributeur. Les économies sont proportionnelles à la quantité annuelle d'énergie différée.

Par ailleurs, il est utile de mentionner que l'option analysée par le RNCREQ est conforme aux finalités des Conventions comme on peut le constater à la lecture des attendus de la convention, notamment :

« ATTENDU QUE le Distributeur souhaite administrer de façon optimale et dans une perspective de long terme ces approvisionnements post patrimoniaux afin de favoriser

une saine gestion des coûts de ceux-ci et de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale,[...] »⁵⁹

L'analyse du RNCREQ permet de conclure qu'il y a lieu d'optimiser le coût des approvisionnements en énergie du Distributeur sur la période 2014-2023 et, à cet effet, **recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur utilise les possibilités offertes par les Conventions d'énergie différée et la flexibilité d'utilisation de l'électricité patrimoniale pour différer dans le temps la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée et ainsi réduire le coût total actualisé des approvisionnements en énergie sur la période du plan d'approvisionnement.**

2. Réseau intégré – revente des surplus sur les marchés limitrophes

La stratégie du Distributeur concernant l'équilibre offre-demande en énergie consiste à compter principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale comme moyen pour disposer des surplus énergétiques.⁶⁰

Plus précisément, concernant la possibilité de revendre ses surplus sur les marchés, le Distributeur mentionne en réponse à une demande de renseignements de la Régie :

« Enfin, le Distributeur rappelle que, compte tenu des volumes d'énergie en surplus et des conditions de marché qui prévalent toujours, le scénario de revente demeure théorique. Par conséquent, la revente d'énergie sur les marchés de court terme n'est pas envisagée par le Distributeur afin de disposer des surplus. »⁶¹

⁵⁹ R-3726-2010 HQD-1, document 2.1 Convention amendée modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité (livraison en base 350 MW), page 1

⁶⁰ HQD-1, document 1, page 27

⁶¹ HQD-3, document 1, page 47

De plus, le Distributeur précise que les conditions de marchés auxquelles il fait référence dans sa réponse concernent « *notamment la disponibilité de transport ferme et les niveaux de congestion observés dans les dernières années sur les interconnexions* ». ⁶²

Relativement à la disponibilité de transport sur les interconnexions, le RNCREQ présente le tableau suivant qui montre la disponibilité de transport sur certaines interconnexions à partir des informations fournies par le Transporteur dans le dossier R-3823-2012. ⁶³

Tableau 12 : Disponibilités de transport sur les interconnexions du Transporteur

		Capacité en livraison	réservations 2014		Disponibilité
			HQP	Autres	
		MW	MW	MW	MW
Ontario	HQT-ON	1250	1250		0
New York	HQT-MASS	1800	1200	250,8	349,2
Nouvelle-Angleterre	HQT-NE	2000	1200	257,45	542,55
Nouveau-Brunswick	HQT-NB	1029			1029
					1920,75

Selon ces informations, il y a une capacité de transfert de disponible vers le marché de New York, le marché de la Nouvelle-Angleterre et le marché du Nouveau-Brunswick.

Cependant, en réponse à une demande de renseignements du RNCREQ, le Distributeur mentionne que la situation a changé depuis le dépôt du dossier R-3823-2012. Ainsi, selon le Distributeur il n'y aurait plus de disponibilité vers le Nouveau-Brunswick.

Toutefois, il ne présente pas d'information concernant les deux autres marchés. ⁶⁴ Or, selon le tableau mentionné plus haut, même en excluant le Nouveau-Brunswick, il

⁶² HQD-3, document 1.1, page 37

⁶³ HQD-3, document 10, page 30

⁶⁴ HQD-3, document 10, page 31

demeure une capacité de transfert disponible totale de 891 MW vers New-York et la Nouvelle-Angleterre.

Par ailleurs, à la suggestion du Distributeur, le RNCREQ a voulu consulter le site OASIS accessible à l'adresse fournie par le Distributeur⁶⁵, mais il n'y a aucune information à cette adresse concernant les réservations des utilisateurs du réseau de transport.

Donc, étant donné que la disponibilité de 891 MW n'a pas été infirmée par le Distributeur, le RNCREQ doit comprendre qu'il est possible d'envisager une stratégie qui consisterait à revendre une partie des surplus du Distributeur sur les marchés limitrophes, si les conditions de prix sont favorables. À cet effet, il serait surprenant que les conditions actuelles de faible prix se poursuivent sur toute la période du Plan d'approvisionnement.

Ces considérations justifient le RNCREQ de recommander à la Régie que le Distributeur présente, dans l'État d'avancement du Plan d'approvisionnement qu'il doit déposer annuellement à la Régie, une mise à jour des disponibilités des capacités de transferts sur les interconnexions en mode exportation, une prévision du prix de l'énergie sur les marchés limitrophes, et une évaluation de l'intérêt économique de procéder à la revente de ses surplus.

3. Mesurage net

3.1 Contexte

Dans le cadre des audiences sur le Plan d'approvisionnement 2011-2020 (R-3748-2010), le mémoire du RNCREQ comportait une analyse du programme d'autoproduction (mesurage net).

Il constatait que, avec seulement 11 abonnés et un total de 33,3 kW de puissance installée, le programme, tel que défini, n'attirait que très peu d'intérêt. Il constatait également que le Plan d'approvisionnement n'est pas le forum approprié pour étudier les détails du programme, ni des causes tarifaires non plus.

⁶⁵ Ibid

Il recommandait ainsi à la Régie d'ouvrir un dossier spécifique afin de réviser l'ensemble des modalités du programme de Mesurage net, et en même temps de faire le point sur l'achat de la microproduction (jusqu'à 1 MW), jugé prématuré lors du dossier R-3551-2004.

Dans sa décision D-2011-162, la Régie a pris note des préoccupations du RNCREQ, en affirmant également que le Plan d'approvisionnement n'est pas le forum approprié pour discuter en détail de cette option.

Cependant, elle a exigé un suivi dans l'État d'avancement 2012 :

« 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 participation⁶⁶. »

Et dans sa décision procédurale du présent dossier, elle a constaté que, dans ce bilan⁶⁷ :

« [...] le Distributeur rapportait alors un volume élevé de demandes d'adhésion en cours d'évaluation. Elle considère donc qu'une mise à jour de ce bilan est pertinente aux fins de l'évaluation, par le RNCREQ, du besoin d'un dossier tarifaire à ce sujet. »

3.2 Historique et tendances

En effet, le bilan au 31 juillet 2012 démontrait une augmentation importante dans les abonnements au programme. Le nombre d'abonnés avait presque doublé (de 14 à 24), et la puissance installée avait triplée (de 33,2 à 100 kW)⁶⁸.

Depuis, la croissance est encore plus marquée. Selon ses réponses à nos DDR, en date du 2 avril 2014, le nombre d'abonnés a presque triplé du nombre rapporté en 2012 (de 24 à 69), et la puissance installée a quintuplée dans la même période (de 100 kW à 512 kW)⁶⁹.

Qui plus est, un nombre important de demandes d'adhésion étaient en cours d'analyse au 2 avril 2014. Si toutes ces demandes sont acceptées, la puissance installée augmenterait encore de 50 %, comme l'indiquent des graphiques 14 et 15.

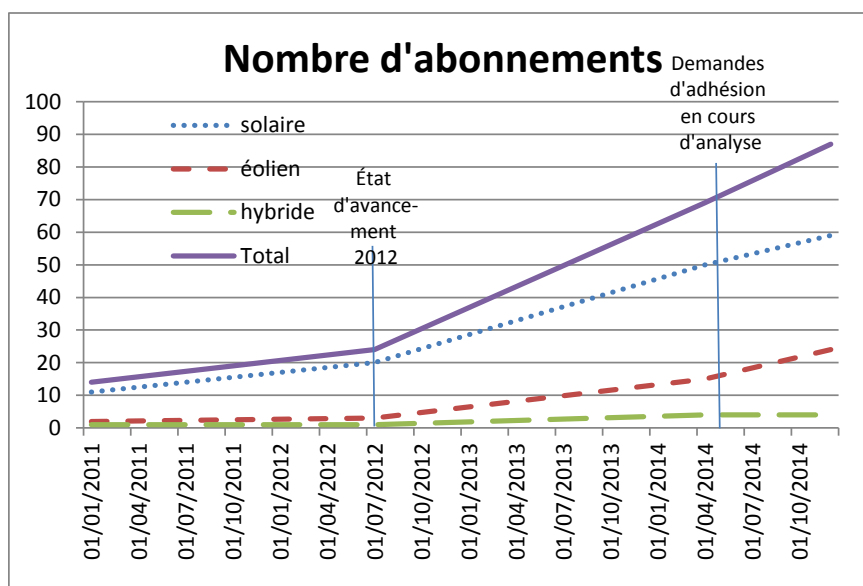
⁶⁶ D-2011-162, para. 265, pp. 77 et 78.

⁶⁷ D-2014-017, p. 13, para. 50.

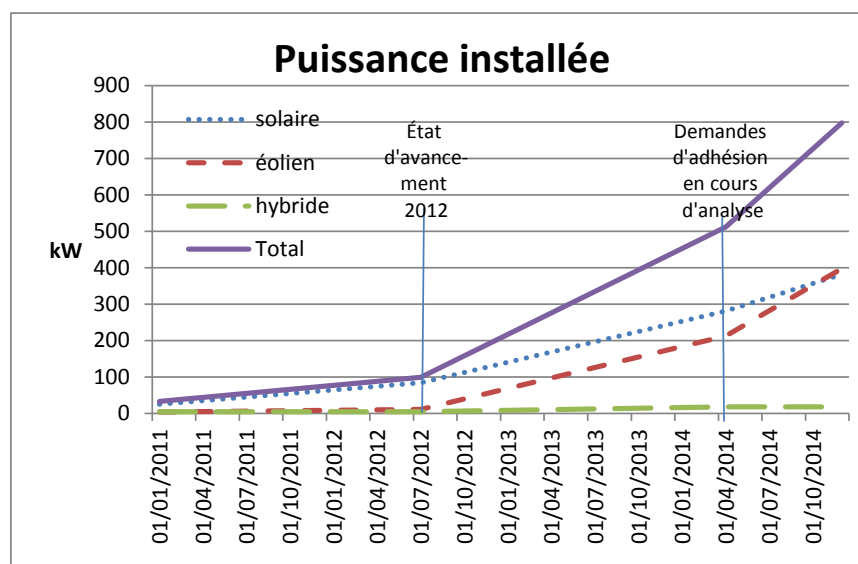
⁶⁸ État d'avancement 2012, p. 19, Tableau 3.1.

⁶⁹ HQD-3, doc. 10, p. 20, Tableau R-10.4.

Graphique 1.



Graphique 2.



Dans ses réponses, HQD insiste à plusieurs reprises sur le fait qu'il considère cette production comme « marginale ». ⁷⁰ Il affirme que « l'intérêt pour l'autoproduction avec mesurage net n'est pas, a priori, d'ordre économique » (réponse 10.5). Il indique également que :

⁷⁰ Ibid., réponses 10.7 et 10.10.

« Les principaux motifs d'adhésion évoqués par les clients demeurent toutefois la protection de l'environnement, la réduction de la consommation d'électricité provenant du réseau du Distributeur et l'aspect novateur des technologies d'autoproduction⁷¹. »

Il indique également que cette augmentation s'explique en partie *« par le démarchage intensif de certains équipementiers »⁷²*.

Doit-on comprendre que les motifs non-économiques n'ont que peu de valeur aux yeux du Distributeur ? Peu importe, rien n'indique que cet engouement pour l'autoproduction disparaîtra bientôt.

Dans un mémoire antérieur, le RNCREQ a écrit :

« Le RNCREQ considère que le programme de Mesurage net répond non seulement à l'intérêt individuel de chaque consommateur qui y adhère, mais aussi à la collectivité, tel que l'explique la Stratégie énergétique du gouvernement du Québec. Cet intérêt collectif a plusieurs aspects, dont :

- *Promouvoir l'innovation au Québec*
- *Favoriser l'implication des citoyens et d'entreprises dans leur propre approvisionnement en électricité*
- *Permettre aux régions rurales de mettre en valeur ses ressources énergétiques⁷³. »*

Le RNCREQ n'a pas changé d'avis à cet égard.

À ce rythme de croissance, la limite de 3 400 kW du programme du mesurage net adopté lors du dossier R-3551-2004 pourrait bien être remplie d'ici quelques années. Par ailleurs, la contribution à la pointe de ces équipements d'autoproduction n'a pas été étudiée. Dans la mesure où elle est positive, cette filière pourrait également contribuer à satisfaire les besoins additionnels en puissance identifiés ci-dessus.

Dans son mémoire en R-3748-2011, le RNCREQ avait proposé qu'un dossier spécifique sur l'autoproduction considère les enjeux suivants :

- L'exigence d'être propriétaire et exploitant
- La puissance maximale
- Les énergies éligibles

⁷¹ Ibid., p. 18, R. 10.1.

⁷² Ibid.

⁷³ R-3748-2011, Mémoire du RNCREQ, p. 34.

- La limite de 3 400 kW du programme
- La remise à zéro chaque 24 mois de la banque de surplus

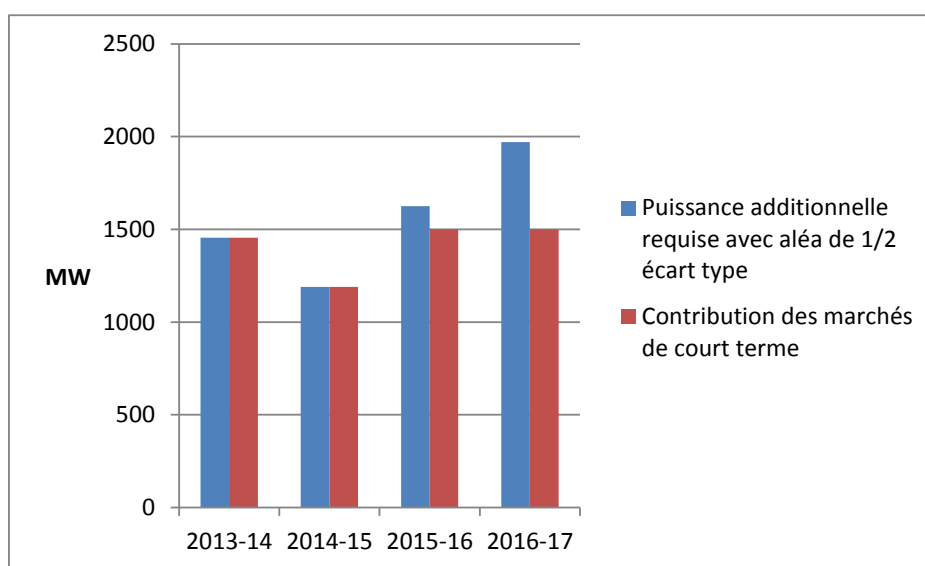
Le RNCREQ considère toujours qu'il a lieu de regarder ces questions en détail, à l'égard du programme de mesurage net, étant donné l'intérêt croissant qu'il suscite. Il y aurait lieu également de faire le point sur l'achat de la microproduction (jusqu'à 1 MW).

4. Rapport sur les bénéfices potentiels des « compteurs intelligents » sur les besoins en puissance

Le RNCREQ produit en preuve un rapport d'analyse de M. Philip Raphals du Centre Hélios intitulé, « Bénéfices potentiels des compteurs « intelligents » pour répondre aux besoins en puissance ».

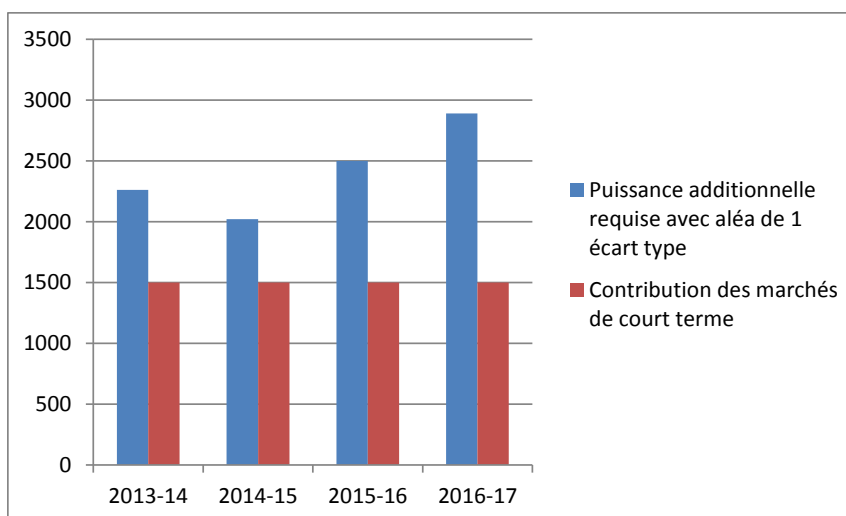
La première partie du rapport démontre que, quoique les besoins additionnels requis pour les prochaines années selon le « scénario moyen » de planification sont très modestes, si les besoins sont plus élevés, des puissances additionnelles peuvent être requises dès l'hiver prochain. En tenant compte des aléas identifiés dans le Plan, M. Raphals démontre que, dans des scénarios ayant une probabilité de 30%, des ressources additionnelles de 125 MW serait requises en 2015-16, et de 470 MW en 2016-17, tel que l'indique le Graphique 1.

Graphique 3.



Par ailleurs, dans des scénarios ayant une probabilité de 15%, des ressources additionnelles requises en 2015-16 montent à de 520 MW serait, et à 1 390 MW en 2016-17, tel que l'indique le Graphique 2.

Graphique 4.



Le RNCREQ trouve ces résultats préoccupants, et se questionne sur fait que le Plan ne contient pas des indications plus précises sur comment le Distributeur réagirait dans le cas d'une demande à la pointe plus élevée.

M. Raphals fait également état du *Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance* (le « PTÉDGP »), produit par le Distributeur avec son État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement antérieur. Il constate n'est pas adéquat, parce qu'il ne fournit pas une base suffisamment solide pour permettre une prise de décision à l'égard des mesures de gestion de la demande en puissance, et parce qu'il ne répond pas adéquatement non plus aux exigences formulées par la Régie dans sa décision D-2011-162 – notamment en négligeant d'adresser la contribution potentielle des nouveaux compteurs LAD à la gestion de la consommation.

Pour toutes ces raisons, le RNCREQ invite la Régie à exiger qu'Hydro-Québec refasse ses devoirs, en produisant un PTÉ détaillé de gestion de la demande en puissance.

Dans la deuxième partie de son rapport, M. Raphals examine les bénéfices potentiels des compteurs « intelligents » (un terme vague, mais quand même préférable au vocable « compteurs de nouvelle génération » utilisé par le Distributeur) afin d'aider le Distributeur à réduire ses besoins en puissance, en favorisant les gains dits « comportementaux ». Dans la section 2.4, il fait un survol des études sur ce sujet et, dans la section 2.5, il décrit des programmes en vigueur auprès d'autres services publics afin de réduire ses besoins en puissance, notamment en offrant un crédit monétaire lorsque le consommateur réduit sa consommation pendant des périodes identifiées au préalable comme critique par le Distributeur.

Le RNCREQ considère que ce type de programme pourrait être de grande utilité au Québec. Il trouve décourageant le manque d'intérêt de la part du Distributeur sur l'utilisation de ses compteurs afin d'aider à sa clientèle d'améliorer son usage de l'électricité — manque d'intérêt qu'on voit très clairement dans son Complément de réponses à la DDR #1 du RNCREQ⁷⁴.

Ainsi, le RNCREQ fait sien les recommandations de M. Raphals, soit que la Régie exige que le Distributeur :

- s'informe des étapes nécessaires pour pouvoir activer les cartes Zigbee des consommateurs sur demande, et en faire rapport à la Régie;
- étudier les coûts et bénéfices de la mise en place d'un système de *demand response* résidentiel, inspiré par les programmes de SCE et de SDGE décrits ci-dessus, et à en faire rapport à la Régie;
- initie une veille des produits IHD sur le marché, incluant leurs coûts et bénéfices, et en faire rapport à la Régie;
- initie une étude afin de décider s'il serait opportun d'offrir des incitatifs pour promouvoir l'acquisition des IHD par sa clientèle résidentielle, et en faire rapport à la Régie; et
- en fonction des résultats, inclure dès son dossier tarifaire 2016-17, au plus tard, de ou des programmes commerciaux ou tarifaires conçus afin de réaliser les bénéfices potentiels des compteurs intelligents à l'égard de la consommation d'énergie et la demande en puissance de sa clientèle.

⁷⁴ HQD-3, doc. 10.1.

5. Conclusions et recommandations

La présente section est un rappel des principales conclusions et recommandations.

Prévision des besoins en énergie en réseaux autonomes.

De façon générale le RNCREQ accepte la méthodologie du Distributeur concernant la prévision des besoins des réseaux autonomes. Cependant, étant donné que cette méthodologie repose sur des données historiques, il faut s'assurer de la validité de celles-ci. À cet effet, le RNCREQ considère que quelques valeurs méritent des explications, notamment en ce qui a trait à la consommation unitaire historique élevée du réseau de Schefferville (Section 2) et le niveau élevé des pertes électriques sur plusieurs réseaux autonomes (Section 3).

Réseau de Schefferville - Consommation unitaire en énergie

Les réponses fournies par le Distributeur concernant le niveau élevé de la consommation unitaire en énergie sur le réseau de Schefferville, de même que l'ensemble de la preuve au dossier sur cette question, donnent des explications qualitatives et non quantitatives, ce qui ne permet pas aux yeux du RNCREQ de JUSTIFIER le niveau élevé de la consommation unitaire des abonnements *Résidentiel et agricole* du réseau de Schefferville. En conséquence, le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas accepter la prévision de la demande du Distributeur concernant le réseau de Schefferville.

De plus, le RNCREQ rappelle que dans sa décision D-2011-162, la Régie avait fait une demande spécifique concernant le réseau de Schefferville.

Ainsi, le RNCREQ demande à la Régie d'exiger que le Distributeur se conforme rapidement à la décision D-2011-162 et qu'il dépose, dans les plus brefs délais, un plan d'action qui permettra de réduire significativement la demande unitaire du réseau de Schefferville.

Réseau de Schefferville - Consommation unitaire en puissance

Tout comme pour l'énergie, le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas accepter la prévision de la demande en puissance du Distributeur concernant le réseau de Schefferville. L'intervenant recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur justifie la demande unitaire moyenne en puissance prévue de 18 kW pour le réseau de Schefferville, et qu'il propose un plan d'action tel que la Régie l'exige par sa décision D-2011-162.

Réseau de Schefferville - Impact d'une augmentation de la facture d'électricité

Le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur examine l'impact de la hausse de la facture de l'électricité à Schefferville avant d'investir pour des équipements de production.

Réseau de Schefferville - Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique

Le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur accorde une priorité à l'implantation de mesures de gestion de la demande en puissance sur le réseau de Schefferville et qu'un échéancier précis à cet effet soit déposé lors du prochain dossier tarifaire.

Pertes électriques en réseaux autonomes

Le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur ajoute des points de mesurage afin de mieux circonscrire cette problématique et de pouvoir définir les correctifs à apporter s'il y a lieu.

De plus le RNCREQ demande à la Régie d'exiger du Distributeur d'effectuer le calcul théorique des pertes de transport et distribution pour chaque réseau, comme cela était planifié à l'état d'avancement de 2012.

Réseau intégré – Utilisation des conventions d'énergie différée

L'analyse du RNCREQ permet de conclure qu'il y a lieu d'optimiser le coût des approvisionnements en énergie du Distributeur sur la période 2014-2023 et, à cet effet, recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur utilise les possibilités offertes par les Conventions d'énergie différée et la flexibilité d'utilisation de l'électricité patrimoniale pour différer dans le temps la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée et ainsi réduire le coût total actualisé des approvisionnements en énergie sur la période du plan d'approvisionnement.

Réseau intégré – Revente des surplus sur les marchés limitrophes

Le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur présente, dans l'État d'avancement du Plan d'approvisionnement qu'il doit déposer annuellement à la Régie, une mise à jour des disponibilités des capacités de transferts sur les interconnexions en mode exportation, une prévision du prix de l'énergie sur les marchés limitrophes, et une évaluation de l'intérêt économique de procéder à la revente de ses surplus.

Programme d'autoproduction *Mesurage net*

Suite à son analyse, le RNCREQ recommande à la Régie de mettre en place un dossier spécifique afin de réviser l'ensemble des modalités du programme de Mesurage net. Il serait souhaitable, dans le cadre de ce même dossier, de faire le point également sur l'achat de la microproduction (1 MW), jugé « prématuré » lors du dossier R-3551-2004.

Bénéfices potentiels des compteurs « intelligents » pour répondre aux besoins en puissance

Le RNCREQ invite la Régie à exiger qu'Hydro-Québec produise un PTÉ détaillé de gestion de la demande en puissance.

Enfin, le RNCREQ recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il:

- s'informe des étapes nécessaires pour pouvoir activer les cartes Zigbee des consommateurs sur demande, et en faire rapport à la Régie;

- étudie les coûts et bénéfices de la mise en place d'un système de *demand response* résidentiel, inspiré par les programmes de SCE et de SDGE décrits ci-dessus, et à en faire rapport à la Régie;
- initie une veille des produits IHD sur le marché, incluant leurs coûts et bénéfices, et en faire rapport à la Régie;
- initie une étude afin de décider s'il serait opportun d'offrir des incitatifs pour promouvoir l'acquisition des IHD par sa clientèle résidentielle, et en faire rapport à la Régie; et
- en fonction des résultats, inclure dès son dossier tarifaire 2016-17, au plus tard, de ou des programmes commerciaux ou tarifaires conçus afin de réaliser les bénéfices potentiels des compteurs intelligents à l'égard de la consommation d'énergie et la demande en puissance de sa clientèle.