

Demande de renseignements no1 du GRAME à Hydro-Québec Distribution

HQD - Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2017-2026
 (R-3986-2016)

I. RÉSEAU INTÉGRÉ

Coûts et risques associés aux approvisionnements et surplus (B-0006 et B-0011)

Références

i. R-3986-2016, B-0011, TABLEAU 2C-3.2, page 44

**TABLEAU 2C-3.2 :
 PRÉVISION DE LA DEMANDE – LA ROMAINE**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles	341	344	347	351	354	357	360	363	366	370	373	0,9%
Ventes (GWh)	13,13	13,25	13,37	13,46	13,61	13,64	13,73	13,82	13,96	13,99	14,08	0,7%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	8,93	8,97	9,04	9,12	9,24	9,27	9,35	9,42	9,54	9,57	9,65	0,8%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,89	0,90	0,90	0,91	0,92	0,92	0,93	0,93	0,94	0,95	0,95	0,7%
Besoins en énergie (GWh)	14,02	14,15	14,27	14,37	14,53	14,56	14,66	14,75	14,91	14,94	15,03	0,7%
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	3,56	3,60	3,63	3,65	3,67	3,70	3,72	3,74	3,77	3,79		0,7%
Contribution des interventions commerciales	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Economies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,28	0,70	0,72	0,75	0,77	0,80	0,82	0,85	0,87	0,90	0,92	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	0,13	0,19	0,20	0,21	0,21	0,22	0,23	0,23	0,24	0,25		
PUEÉ et tarification dissuasive :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

ii. R-3986-2016, B-0011, Tableau 2C-1, page 37

**TABLEAU 2C-1 :
 PRÉVISION DE LA DEMANDE – ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Crois. annuelle moy. 2016-2026
Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles	6 710	6 743	6 771	6 796	6 822	6 847	6 867	6 883	6 893	6 898	6 902	0,3%
Ventes (GWh)	173,65	173,62	174,24	174,88	176,16	176,14	176,68	177,16	178,11	177,55	177,52	0,2%
<i>dont résidentiel et agricole</i>	97,93	97,75	97,96	98,16	98,77	98,55	98,67	98,74	99,10	98,57	98,44	0,1%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,90	21,89	21,97	22,05	22,22	22,21	22,28	22,34	22,46	22,39	22,39	0,2%
Besoins en énergie (GWh)	195,55	195,52	196,22	196,93	198,38	198,35	198,96	199,50	200,57	199,95	199,90	0,2%
Besoins en puissance à la pointe (MW) ¹	41,68	41,80	41,94	42,08	42,22	42,35	42,45	42,54	42,55	42,53		0,2%
Contribution des interventions commerciales	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Economies d'énergie:												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	12,27	14,84	15,98	17,11	18,25	19,39	20,53	21,67	22,81	23,95	25,08	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	3,26	3,71	3,98	4,25	4,53	4,80	5,07	5,35	5,62	5,90		
PUEÉ et tarification dissuasive :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	39,16	39,21	39,32	39,45	39,72	39,75	39,83	39,92	40,10	40,00	39,94	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)¹</i>	13,85	13,87	13,91	13,96	14,05	14,07	14,10	14,13	14,20	14,17		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

iii. B-0010, page 10, section 4.1. Îles-de-la-Madeleine

En octobre 2015, le Distributeur a procédé au lancement d'un appel de propositions visant un bloc d'énergie éolienne d'une puissance installée de 6 MW au réseau des Îles-de-la-Madeleine. La mise en service des éoliennes est prévue à l'horizon 2020. De plus, dans l'optique de poursuivre la conversion des Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur a entamé deux processus en parallèle. D'une part, le Distributeur a lancé en 2016 une étude d'avant-projet visant le raccordement du réseau des Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) au réseau intégré d'Hydro-Québec.

Cet avant-projet a pour but de préciser le niveau des investissements qui serait requis pour réaliser un tel projet, lequel consisterait à relier deux circuits de câbles sous-marins à des postes convertisseurs qui seraient situés à Percé et à Cap-aux-Meules. D'autre part, le Distributeur prévoit lancer un appel de propositions afin d'évaluer si une solution alternative au projet de raccordement serait plus avantageuse. À cet effet, une table d'échange, regroupant le Distributeur et des acteurs de la municipalité, a été mise en place dans le but de comparer d'autres solutions au raccordement ou au statu quo. Ces échanges débiteront en novembre 2016 et s'échelonneront jusqu'à la fin de 2017.

iv. Plan d'action en électrification des transports 2015-2020 :
http://medias.mtq.fabrique3.net.s3.amazonaws.com/wp-content/uploads/2016/04/CIAO-050-LG2-MTQ-Rapport2016FRv2.1_.pdf, page 15

v. Tableau de données -Évolution du programme Roulez électrique :
<http://vehiculeselectriques.gouv.qc.ca/infographie-roulez-electrique.asp>

Nombre de rabais et de remboursements accordés aux particuliers (au 31/01/2017)

Année de Date	Type						Total général
	VEE	VHR	VH	ME	VBV	Borne à domicile	
2012	217	591	3851			202	4861
2013	521	701	1149		2	519	2892
2014	1010	1388	3005			1094	6497
2015	1606	1303	3073			1320	7302
2016	1978	2792	3336	9		2289	10404
2017	147	227	203	2		332	911

Total général	5479	7002	14617	11	2	5756	32867
--------------------------	-------------	-------------	--------------	-----------	----------	-------------	--------------

Légende

VEE : véhicule entièrement électrique VHR : véhicule hybride rechargeable

VH : véhicule hybride

ME : moto électrique

VBV : véhicule basse vitesse

Ces chiffres sont légèrement inférieurs au nombre de véhicules électriques qui circulent sur les routes du Québec puisqu'ils n'incluent pas les véhicules d'occasion importés et les véhicules déjà immatriculés avant le lancement du programme Roulez électrique ou qui ont été acquis sans l'aide financière du gouvernement.
<http://vehiculeselectriques.gouv.qc.ca/actualite-roulez-electrique-en-chiffres-2016-10-26.asp>

Préambule

À l'égard des options à la disposition du Distributeur pour faire face aux surplus d'énergie et aux choix des stratégies pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, le GRAME indiquait dans sa demande d'intervention (par 15) aborder les options de raccordement pour les réseaux de La Romaine et des Îles-de-la-Madeleine, à savoir si le Distributeur tiendra compte dans son analyse de l'apport de ces communautés à la réduction des surplus, comme cela a été le cas avec l'analyse économique réalisée dans le cadre de la mise en place du tarif de développement économique.

Demandes

1.1 (Réf. i.) Concernant le réseau de la Romaine, veuillez indiquer si dans l'analyse économique des coûts de conversion, le Distributeur tiendra compte de l'apport de ce réseau à la réduction des surplus, considérant une contribution équivalente à 150 GWh pour la Romaine sur la période du plan d'approvisionnement?

1.2 (Réf. ii.) Concernant le réseau des IDLM, veuillez indiquer si dans l'analyse économique des coûts de conversion, le Distributeur tiendra compte de l'apport de ce réseau à la réduction des surplus et des coûts encourus par la clientèle, considérant une contribution équivalente à 2 TWh sur la durée du plan ?

1.3 (Réf. ii. et iii.) Concernant le réseau des IDLM, la preuve du Distributeur indique qu'une étude d'avant-projet visant le raccordement du réseau des Îles-de-la-Madeleine est en cours et qu'en parallèle il prévoit lancer un appel de propositions afin d'évaluer si une solution alternative au projet de raccordement serait plus avantageuse. Considérant une contribution équivalente à 2 TWh sur la durée du plan, veuillez indiquer si dans l'analyse économique des coûts de conversion, versus l'étude de solution alternative au projet de raccordement, le Distributeur tiendra compte de l'apport de ce réseau à la réduction des surplus et des coûts encourus par la clientèle ?

1.4 (Réf. iv. et v) Le *Plan d'action en électrification des transports 2015-2020* vise à atteindre un nombre de 100 000 véhicules électriques et hybrides rechargeables immatriculés au Québec d'ici 2020. De plus, le nombre d'achat de véhicules électriques ou hybrides chez les particuliers est en nette augmentation. Veuillez indiquer si le Distributeur a pris en compte les impacts sur la demande en énergie et en puissance sur l'horizon du Plan d'approvisionnement, de même que l'impact sur la demande en puissance et en énergie à la pointe du réseau?

1.4.1 Si oui, veuillez indiquer également comment est répartie la demande en énergie et en puissance en 2016 et sur l'horizon du plan.

1.4.2 Si non, veuillez produire une estimation des impacts sur la demande en énergie et en puissance selon des scénarios (faible, moyen et fort) sur la durée du plan d'approvisionnement 2014-2023.

1.4.3 Si non, veuillez produire une estimation de l'impact sur la demande en puissance et en énergie à la pointe du réseau selon des scénarios (faible, moyen et fort) sur la durée du plan d'approvisionnement 2014-2023.

Programmes d'interruption de charges

Références

i. R-3986-2016, B-006, pages 21 et 22

Charges interruptibles résidentielles /Chauffe-eau

Le Distributeur juge important d'obtenir l'appui de certaines parties prenantes afin d'assurer le succès d'un programme d'interruption des chauffe-eau résidentiels. Il estime que le potentiel commercial à terme de cette initiative pourrait atteindre 450 MW. Il procédera au lancement du programme lorsqu'il sera assuré de ces appuis et ajustera son bilan en puissance en conséquence.

Chauffage distribué (plinthés électriques)

Le Distributeur réalise présentement un projet de démonstration visant à tester directement chez le client l'interruption de charge au moyen de thermostats communicants permettant la gestion de plinthés électriques. Les systèmes de chauffage à plinthés représentent une part importante des systèmes de chauffage installés au Québec et constituent toujours le choix dominant de mode de chauffage dans la nouvelle construction. Ces systèmes présentent un potentiel intéressant comme mesure de gestion de la demande en puissance, le gain unitaire moyen par habitation étant supérieur à celui d'autres charges. (...)

Chauffage central

La gestion de l'interruption des systèmes de chauffage central offre les mêmes avantages que pour les systèmes à plinthés, en plus d'être moins dispendieuse, puisqu'un seul thermostat est employé.

Le Distributeur démarrera à l'hiver 2016-2017 les travaux dans le but de réaliser un projet pilote d'interruption des systèmes de chauffage central à l'électricité. Le projet pilote permettra de mesurer les gains énergétiques de ce type d'intervention.

ii. Article de la presse : Hélène Baril, Hydro veut en finir avec le mazout, La Presse, 9 février 2017 : <http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201702/09/01-5067758-hydro-veut-en-finir-avec-le-mazout.php>

Hydro-Québec se cherche de nouvelles avenues de croissance à l'international, mais elle n'a pas renoncé à augmenter ses profits au Québec. Le nouveau président de la division Distribution d'Hydro-Québec, qui a pour mission de dénicher les occasions de croissance qui restent, en a trouvé.

« Le mazout, c'est un potentiel énorme pour nous », a illustré David Murray lors d'un entretien avec La Presse.

Hydro-Québec reprend donc l'offensive pour rallier à l'électricité ceux qui consomment encore du mazout pour le chauffage ou les procédés industriels. « Il y a

33 térawattheures à aller chercher sur 170 térawattheures [consommation annuelle d'électricité au Québec], c'est un potentiel énorme. »

Préambule

Tel qu'indiqué dans sa demande d'intervention, le GRAME note que le Distributeur poursuit ses travaux liés à l'interruption de charges à distance sur de courtes périodes et souhaite assurer un suivi de la valeur ajoutée de ces interruptions en termes de puissance et des mesures d'effacement de la demande de pointe sur la période du plan d'approvisionnement.

Demandes

1.5 (Réf. i.) Concernant le programme d'interruption des chauffe-eau résidentiels, le GRAME note que la contribution estimée de 450 MW n'est pas inscrite au bilan en puissance. Veuillez préciser les raisons pour lesquelles le Distributeur ne les a pas inscrites ?

1.6 (Réf. i.) Concernant le chauffage distribué, par plinthes électriques ou par chauffage central, veuillez indiquer si ce programme vise uniquement la nouvelle construction. Préciser quelle clientèle est visée par ce programme ?

1.7 (Réf. i.) Concernant le chauffage distribué, par plinthes électriques ou par chauffage central, veuillez préciser si l'évaluation en cours implique une analyse bénéfices/coûts pour des bâtiments de plus grande envergure, notamment pour les marchés institutionnel et commercial.

1.8 (Réf. i.) Veuillez produire l'estimation de ce programme sur la demande en puissance et en énergie à la pointe du réseau sur laquelle le Distributeur s'est basé pour entreprendre cette démarche d'analyse ?

1.9 (Réf. ii) Concernant la recherche de nouveaux clients pour le chauffage (transition du mazout vers l'électricité), veuillez préciser quelle est la clientèle qui est ciblée et sur quel horizon.

II. RÉSEAUX AUTONOMES

Évaluation de la demande en énergie et en puissance

Références

i. R-3986-2016, B-0010, Tableaux 1 et 2, page 7

TABLEAU 1 :
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE PAR TERRITOIRES

en GWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026	
												GWh	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	195,5	195,5	196,2	196,9	198,4	198,3	199,0	199,5	200,6	199,9	199,9	4,4	0,2%
Nunavik	93,7	95,8	98,2	100,7	103,5	105,6	107,9	110,2	112,8	114,7	116,8	23,0	2,2%
Basse-Côte-Nord	90,0	90,3	90,9	91,4	92,2	92,1	92,5	92,7	93,3	93,1	93,3	3,3	0,4%
Schefferville	47,8	48,5	49,6	50,6	51,9	52,5	53,3	54,0	54,9	55,3	55,9	8,0	1,6%
Haute-Mauricie	14,1	14,3	14,5	14,7	14,9	15,1	15,3	15,5	15,7	15,8	16,0	1,8	1,2%

TABLEAU 2 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR TERRITOIRES

en MW	2016 - 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	Croissance 2016-2026	
											MW	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	41,7	41,8	41,9	42,1	42,2	42,3	42,5	42,5	42,6	42,5	0,9	0,2%
Nunavik	17,5	17,9	18,4	18,9	19,3	19,7	20,2	20,6	21,0	21,4	3,9	2,3%
Basse-Côte-Nord	22,9	23,1	23,2	23,3	23,4	23,5	23,5	23,6	23,7	23,7	0,8	0,4%
Schefferville	10,8	11,0	11,2	11,4	11,7	11,9	12,0	12,2	12,3	12,5	1,7	1,6%
Haute-Mauricie	3,4	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	0,4	1,3%

- ii. http://plannord.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2015/04/Synthese_PN_FR_IMP.pdf, p.27

PRIORITÉS D'ACTION 2015-2020 EN MATIÈRE D'ACCÈS AU LOGEMENT

- Réviser les paramètres du Programme favorisant l'accession à la propriété et à la rénovation résidentielle dans la région Kativik pour s'assurer qu'il répond adéquatement aux besoins des résidents.
- Participer à l'effort de rattrapage pour répondre à la pénurie de logements par la construction de 90 logements additionnels au Nunavik :
 - 70 nouveaux logements sociaux, dont 10 bigénérationnels;
 - 20 nouvelles unités privées par l'entremise du Programme favorisant l'accession à la propriété et à la rénovation résidentielle dans la région Kativik.
- Maintenir les mesures d'aide à l'occupation du territoire visant à favoriser la construction de logements abordables pour des besoins spécifiques dans les régions situées au nord du 49^e parallèle, dans le cadre du programme AccèsLogis Québec.
- Mettre en place des outils financiers permettant d'assurer la disponibilité d'un crédit hypothécaire adéquat pour les résidents de la région Kativik ainsi que la stabilité de la valeur des immeubles, notamment un fonds de rachat.

Préambule

Le GRAME note que la preuve du Distributeur démontre des besoins croissants en énergie et en puissance pour les réseaux autonomes du Nunavik¹. Toutefois, il semble que ces prévisions de la demande soient très conservatrices et n'intègrent pas les promesses de nouvelles habitations reliées aux dernières annonces du Plan Nord.²

Demandes

2.1 (Réf. i. et ii.) Le Distributeur est-il au fait de la volonté du gouvernement de favoriser l'accès à la propriété, via notamment la mise en place d'outils financiers dans la région Kativik, de participer au rattrapage pour répondre à la pénurie de logements par la construction de 90 logements additionnels au Nunavik (70 nouveaux logements sociaux et 20 nouvelles unités

¹ R-3986-2016, B-0010, Tableaux 1 et 2, page 7

² http://plannord.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2015/04/Long_PN_EN.pdf, p.69

privées) et de maintenir l'aide via le programme AccèsLogis Québec pour favoriser la construction de logements ?

2.2 (Réf. i. et ii.) Veuillez indiquer si la prévision des besoins en puissance et en énergie pour le réseau du Nunavik intègre la croissance des nouvelles unités de logements annoncées par le gouvernement.

2.3 (Réf. i. et ii.) Dans le cas d'un logement à caractère social, de type appartement, veuillez fournir la consommation annuelle moyenne en énergie et en puissance, incluant la consommation attribuable au chauffage d'appoint.

2.3.1 Veuillez indiquer le nombre de logements et le nombre d'habitations (maison) sur le territoire desservi pour les réseaux du Nunavik ?

2.3.2 Dans le cas des logements, si le Distributeur n'a pas l'information précise, veuillez indiquer le nombre de clients (compteur), de même que fournir une estimation du nombre moyen de clients par logement (compteur).

2.4 (Réf. i. et ii.) Dans le cas d'une unité privée, de type habitation séparée, veuillez fournir la consommation annuelle moyenne en énergie et en puissance, incluant la consommation attribuable au chauffage d'appoint.

Coûts relatifs à l'ajout de génératrices mobiles (B-0010)

Références

i. R-3986-2016, B-0010, 5.2. Gestion de l'offre, page 15

La planification des moyens prend en compte le critère de fiabilité, le contrôle du niveau des investissements et l'adéquation des besoins et des moyens. Le Distributeur dispose de divers moyens du côté de l'offre, en sus des capacités déjà installées afin de répondre à la demande. La stratégie du Distributeur consiste à déployer, au moment opportun, des moyens qui permettront de retarder l'implantation permanente d'équipements de production.

Au chapitre des moyens supplémentaires, le Distributeur peut avoir recours :

- à l'utilisation de génératrices mobiles, lesquelles peuvent être déployées rapidement et redéployées vers d'autres réseaux lorsque nécessaire ; (Notre souligné)
- à l'option interruptible mise en place à Obedjiwan ;
- au stockage d'énergie.

Concernant le stockage d'énergie, le Distributeur étudiera la possibilité de réaliser un projet pilote d'implantation d'unités de stockage

ii. R-3986-2016, B-0010, 1.3. Suivi de la stratégie du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, page 6

Comme annoncé dans le *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, la nouvelle centrale thermique de 2 019 kW a été mise en service à Akulivik en 2015. L'ancienne centrale sera démantelée d'ici 2017.

Aussi, malgré les efforts déployés du côté de la demande par le biais des interventions en efficacité énergétique, le Distributeur a dû néanmoins procéder à des ajouts de capacités. En effet, à Puvirnituq, le groupe de 600 kW maintenu en réserve à la suite de l'ajout d'un groupe de 1 880 kW en 2011 a été remis en service après sa réfection. De plus, des génératrices mobiles ont été installées en 2015 et 2016 dans les réseaux de Kangiqsujuaq, Kuujjuarapik et Schefferville, et ce, afin d'assurer le respect du critère de fiabilité en puissance.

iii. R-3980-2016, B-0039, Page 37, Tableau C-2, Investissements en croissance de la demande les réseaux autonomes (M\$)

**TABLEAU C-2 :
 INVESTISSEMENTS EN CROISSANCE DE LA DEMANDE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES (M\$)**

Projets et activités	Année historique 2015	Autorisé 2016 (D-2016-033)	Année de base 2016	Année témoin 2017
Réseau de distribution				
Programme d'équipement ¹	0,7	1,8	1,8	1,8
Alimentation des abonnés ¹	2,1	1,8	1,8	1,8
Autres investissements				
Ajout de génératrices d'urgence (Schefferville)		5,0	6,1	0,3
Autres avant-projets (projets majeurs) ¹		0,6		0,4
Ajout de génératrice (Umiujaq)				2,5
Ajout de génératrice (Salluit)				2,5
Autres ¹	0,9	0,4	0,2	0,4
Sous-total	0,9	6,0	6,3	6,0
Total	3,7	9,6	9,9	9,6

¹ Dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

iv. R-3986-2016, B-0010, Tableau 4, page 12

**TABLEAU 4 :
 CALENDRIER DE LANCEMENT DES APPELS DE PROPOSITIONS**

Réseau visé	Objet	Date	Réseau visé	Objet	Date
Îles-de-la-Madeleine	Conversion		NUNAVIK		
Phase 1	éolien	23 octobre 2015	Phase 1 - Est	Conversion	
Phase 2	raccord./ouvert	Début 2018	Aupaluk	ouvert	Automne 2017
Obedjiwan	Conversion		Kangiqsualujuaq		
biomasse	Novembre 2016		Kangiqsujuaq		
La Romaine	Raccordement	-	Kangirsuk		
			Kuujjuaq		
Tasiujaq	Pérennité	Automne 2016 / Printemps 2017	Quaqtaq		
thermique / renouvelable ?			Phase 2 - Ouest	Conversion	
Clova	Conversion	Printemps 2019	Akulivik	ouvert	Automne 2018
L'Île-d'Entrée	ouvert		Inukjuak		
Port-Menier			Iujivik		
			Kuujjuarapik		
			Puvirnituq		
			Salluit		
			Umiujaq		

Préambule

Le Distributeur a déployé des génératrices mobiles à Kangiqsujuaq, Kuujjuarapik et Tasiujaq³, permettant le report des investissements dans ces réseaux. Le GRAME s'interroge sur les coûts liés aux génératrices mobiles et souhaite que le Distributeur fasse le point sur ces coûts.

Demandes

2.5 (Réf. i., ii. et iii.) La preuve du Distributeur au dossier R-3980-2016 démontre des coûts de l'ordre de 2,5 M\$ pour l'ajout de génératrice pour les réseaux de Salluit et de Umiujaq. Veuillez préciser les coûts générés par l'installation de génératrices mobiles en 2015 et 2016 dans les réseaux de Kangiqsujuaq et Kuujjuarapik ?

2.6 Veuillez indiquer combien à ce jour de génératrices mobiles ont dû être acquises pour l'ensemble des réseaux autonomes et leurs coûts totaux ?

2.7 Considérant les appels d'offres en cours et ceux à venir d'ici 2020 pour l'ensemble des réseaux du Nunavik, veuillez expliquer comment le Distributeur va récupérer les coûts engagés pour les génératrices mobiles, considérant la conversion de ces réseaux vers d'autres sources énergétiques ?

2.8 Le Distributeur peut-il affirmer qu'il utilisera subséquentement l'ensemble des génératrices mobiles acquises une fois la conversion de ces réseaux vers d'autres sources énergétiques?

2.9 (réf. iv.) Veuillez préciser si le Distributeur pourra avoir l'opportunité de revendre, et à quel prix, les génératrices mobiles qui ne seront plus nécessaires, pour notamment les réseaux Kangiqsujuaq et Kuujjuarapik, considérant le calendrier de lancement des appels de propositions respectivement en 2017 et 2018 et ainsi récupérer une partie des coûts engagés pour leur acquisition ?

³ R-3986-2016, B-0010, page 15

APPELS D’OFFRES D’APPROVISIONNEMENT

Découpage géographique (B-0010)

Références

i. R-3986-2016, B-0010, Tableau 4, page 12

**TABLEAU 4 :
 CALENDRIER DE LANCEMENT DES APPELS DE PROPOSITIONS**

Réseau visé	Objet	Date	Réseau visé	Objet	Date
Îles-de-la-Madeleine	Conversion		NUNAVIK		
Phase 1	éolien	23 octobre 2015	Phase 1 - Est	Conversion	
Phase 2	raccord./ouvert	Début 2018	Aupaluk	ouvert	Automne 2017
Obedjiwan	Conversion		Kangisualuujuaq		
	biomasse	Novembre 2016	Kangisujuaq		
La Romaine	Raccordement	-	Kangiruk		
			Kuujuaq		
Tasiujaq	Pérennité	Automne 2016 / Printemps 2017	Quaqtaq		
	thermique / renouvelable ?		Phase 2 - Ouest	Conversion	
Clova	Conversion		Akulivik	ouvert	Automne 2018
L'Île-d'Entrée	ouvert	Printemps 2019	Inukjuak		
Port-Menier			Inujvik		
			Kuujuarapik		
			Puvrituq		
			Salluit		
			Umijuaq		

ii. R-3986-2016, B-0010, 4.5. Autres réseaux, page 12

Le Distributeur procédera d’ici 2020 à des appels de propositions dans les autres réseaux. Les modalités de réalisation des projets doivent toutefois être précisées en collaboration avec les communautés concernées.

Toutefois, en ce qui concerne la conversion des autres réseaux du Nunavik, le Distributeur a proposé de regrouper les réseaux lors du lancement de l’appel de propositions, et ce, afin de susciter l’intérêt des promoteurs compte tenu de la faible dimension de plusieurs de ces réseaux. Présentement, le regroupement proposé est basé sur un découpage géographique (est/ouest), mais les discussions entreprises avec les parties prenantes pourraient amener à modifier le critère de découpage.

iii. R-3986-2016, B-0010, 1.3. Suivi de la stratégie du *Plan d’approvisionnement 2014-2023*, page 6

Comme annoncé dans le *Plan d’approvisionnement 2014-2023*, la nouvelle centrale thermique de 2 019 kW a été mise en service à Akulivik en 2015. L’ancienne centrale sera démantelée d’ici 2017.

Aussi, malgré les efforts déployés du côté de la demande par le biais des interventions en efficacité énergétique, le Distributeur a dû néanmoins procéder à des ajouts de capacités. En effet, à Puvrituq, le groupe de 600 kW maintenu en réserve à la suite de l’ajout d’un groupe de 1 880 kW en 2011 a été remis en service après sa réfection. De plus, des

génératrices mobiles ont été installées en 2015 et 2016 dans les réseaux de Kangiqsujaq, Kuujjuarapik et Schefferville, et ce, afin d'assurer le respect du critère de fiabilité en puissance.

Demandes

2.10 (Réf. i.) Concernant le calendrier proposé, veuillez identifier les raisons des différentes dates d'ouverture des appels d'offres entre les réseaux du Nunavik ?

2.11 (Réf. i.) Le choix de calendrier repose-t-il sur les besoins d'ajout de puissance ?

2.12 Veuillez identifier les réseaux du Nunavik qui auront des besoins en puissance ou en énergie d'ici les 5 prochaines années ?

2.13 (Réf. ii.) Parmi les réseaux de la Phase 1 – Est, une génératrice mobile a été déployée à Kangiqsujaq, le Distributeur prévoit-il déployer d'autres génératrices mobiles pour les réseaux visés par la Phase 1 – Est d'ici la mise en opération des nouvelles centrales de production ?

2.14 (Réf. ii.) Parmi les réseaux de la Phase 2 – Ouest, une génératrice mobile a été déployée à Kuujjuarapik, le Distributeur prévoit-il déployer d'autres génératrices mobiles pour les réseaux visés par la Phase 2 – Ouest d'ici la mise en opération de nouvelles centrales de production ?

Critères retenus des appels d'offres et coûts (B-0010)

Références

i. R-3864-2013, D-2015-013, par. [171]

[171] La Régie demande au Distributeur de considérer un appel de propositions s'appliquant à l'ensemble des réseaux autonomes à centrales thermiques, pour des projets d'énergie propre, incluant la biomasse, le JED, la production décentralisée de chaleur et d'électricité et tout autre projet d'énergie renouvelable et de présenter les résultats de ses analyses lors du prochain plan d'approvisionnement

ii. Réseau Tasiujaq, site Web Hydro-Québec, consulté le 15 novembre 2016 :
http://www.hydroquebec.com/soumissionnez/documents_consultation/doc_15335343.html?prix1=NaN&prix2=NaN&prix3=1&no_soumission=15335343, APPEL de proposition, # 15335343, Projet de construction d'une nouvelle centrale de production d'électricité, Objectif : Mise en service en 2021, Page 5

L'approche retenue pour assurer le remplacement de la centrale consiste, dans un premier temps, à solliciter l'intérêt de développeurs de projets de centrales de production d'électricité intégrant ou non des énergies renouvelables afin d'identifier et de documenter les meilleurs scénarios envisageables pour répondre aux besoins de la communauté.

Les fournisseurs intéressés doivent proposer, dans le cadre de cet appel d'intérêt, un ou plusieurs concept (s) de centrale de production d'électricité composée d'une ou plusieurs sources de production. Toutes les sources de production sont permises, mais l'intégration d'énergie renouvelable est encouragée. Lors de l'analyse des concepts, le coût du projet demeure toutefois le plus important. Les différents concepts doivent permettre, entre autres, d'effectuer la maintenance sur place des équipements. Ils doivent également respecter toute la réglementation en vigueur, incluant l'obtention des autorisations gouvernementales applicables. (...)

Hydro-Québec désire évaluer des projets de type « Clé en main » réalisés sous devis de performance.

(...)

Il est à noter qu'au moment de la mise en service de la nouvelle centrale de production, la propriété de celle-ci sera transférée à Hydro-Québec qui en assurera l'exploitation. (Nos soulignés)

- iii. **Réseau d'Obedjiwan, site WEB Hydro-Québec, Achats d'électricité – Marché québécois,** <http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbécois/ap-201601/documents/ap-2016-01.pdf>, page 16

Section 4.2.4 Minimisation des émissions de GES, page 16 : Le soumissionnaire doit démontrer à la section 3.7.1 de la Formule de soumission que la NIPE proposée permet de réduire les émissions annuelles totales de GES du réseau d'Obedjiwan, exprimé en kilogramme de dioxyde de carbone équivalent par unité d'énergie utile (kg CO₂ éq. / GJ), par rapport à la situation actuelle prévalant sous le régime d'exploitation de l'IPEE (Voir Annexe 3)

- iv. **Réseau d'Obedjiwan, site WEB Hydro-Québec, Achats d'électricité – Marché québécois,** <http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbécois/ap-201601/documents/ap-2016-01.pdf>, page 26

Section 2.2 : Participation du milieu local, page 8 : Le Milieu local sera donc un partenaire actif dans le fournisseur, propriétaire de la NIPE. Le soumissionnaire retenu devra conclure une entente de partenariat avec le Milieu local avant la signature du Contrat

v. R-3986-2016, B-0010, Tableau 4, page 12

**TABLEAU 4 :
 CALENDRIER DE LANCEMENT DES APPELS DE PROPOSITIONS**

Réseau visé	Objet	Date	Réseau visé	Objet	Date
Îles-de-la-Madeleine	Conversion		NUNAVIK		
Phase 1	éolien	23 octobre 2015	Phase 1 - Est	Conversion	
Phase 2	raccord./ouvert	Début 2018	Aupaluk	ouvert	Automne 2017
Obedjiwan	Conversion		Kangiqsualujjuaq		
	biomasse	Novembre 2016	Kangiqsujuaq		
La Romaine	Raccordement	-	Kangirsuk		
Tasiujaq	Pérennité	Automne 2016 / Printemps 2017	Kuujjuaq		
	thermique / renouvelable ?		Quaqtaq		
Clova	Conversion		Phase 2 - Ouest	Conversion	
L'Île-d'Entrée	ouvert	Printemps 2019	Akuivik	ouvert	Automne 2018
Port-Menier			Inukjuak		
			Iujjivik		
			Kuujjuarapik		
			Puvrmituq		
			Salluit		
			Umiujaq		

vi. R-3525-2014, D-2004-212 (pages 24 et 25) : Critère de développement durable pour les approvisionnements de long terme

La Régie de l'énergie :

APPROUVE le critère non monétaire relié au développement durable applicable à tous les appels d'offres de long terme et incluant les cinq indicateurs définis précédemment;

FIXE les pointages suivants relatifs aux critères non monétaires :

Développement durable	15 points
Solidité financière	10 points
Faisabilité du projet	5 points
Expérience pertinente	5 points
Flexibilité	5 points

FIXE les pointages suivants relatifs aux indicateurs pour le critère de développement durable :

Émissions de GES	5 points
Caractère renouvelable de l'approvisionnement	4 points
Émissions de NO _x	2 points
Existence d'un système de gestion environnementale	1 point
Indicateur à caractère social	3 points

vii. R-3986-2016, B-0011, Tableau 3D-1, approvisionnement en carburant, page 81

**TABEAU 3D-1 :
 APPROVISIONNEMENT EN CARBURANT**

Centrales	Type de carburant	Fournisseur	Échéance du contrat	Options de renouvellement
Centrale de Cap-aux-Meules	Mazout lourd	Kildair Service LTEE	28 février 2013	Quatre options d'une année
	Diesel léger	Highlands Fuels Delivery G.P.	31 décembre 2013	Trois options d'une année
Centrale de L'Île-d'Entrée	Diesel léger	Highlands Fuels Delivery G.P.	31 août 2017	Deux options d'une année
Centrales du Nunavik Kuujuuaq, Quaqtaq et Kangiqsuajuiaq les autres centrales	Diesel artic	FCNQ PETRO INC.	31 août 2012	Une option de cinq années
	Diesel artic	FCNQ	31 août 2007	Deux options de cinq années
Centrales de la Basse-Côte-Nord	Diesel léger	Le groupe Harnois Inc.	30 juin 2019	Deux options d'une année
Centrale de Port-Menier	Diesel léger	Énergie Valéro	30 juin 2017	Deux options d'une année
Centrale de Clova	Diesel léger	Les Huiles H.L.H. LTEE	31 mars 2018	Deux options d'une année
Centrale d'Obedjiwan	Diesel léger	Le groupe Harnois Inc.	31 décembre 2017	Deux options d'une année

Préambule

Dans sa décision D-2015-013, par. 171⁴, la Régie demandait au Distributeur d'inclure dans un appel de proposition s'appliquant à l'ensemble des réseaux autonomes à centrales thermiques, *les projets d'énergie propre, la biomasse, le JED, la production décentralisée de chaleur et d'électricité et tout autre projet d'énergie renouvelable* et de lui présenter les résultats de ses analyses lors du prochain plan d'approvisionnement.

Demandes

2.15 (Réf. i., ii. et iii.) Veuillez concilier la décision D-2015-013 avec les deux propositions d'appels d'offres apparaissant sur le site du Distributeur. Plus précisément, veuillez indiquer pour quelles raisons le Distributeur n'a pas pris en compte la demande de la Régie de considérer un appel de propositions s'appliquant à l'ensemble des réseaux autonomes à centrales thermiques, pour des projets d'énergie propre pour l'appel d'offres visant le remplacement de la centrale de Tasiujaq – Nunavik ?

2.16 (Réf. ii., iii. et iv.) Concernant les deux appels de propositions en cours, celui du réseau de Tasiujaq propose une solution clé en main avec transfert de propriété à Hydro-Québec, alors que celui réseau d'Obedjiwan indique que le milieu local sera partenaire actif dans le fournisseur, propriétaire de la NINE, donc que le soumissionnaire devra conclure une entente de partenariat avec le milieu local.

2.16.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur ne retient pas de partenariat avec le milieu local pour le réseau de Tasiujaq ?

⁴ D-2015-013, par. [171] La Régie demande au Distributeur de considérer un appel de propositions s'appliquant à l'ensemble des réseaux autonomes à centrales thermiques, pour des projets d'énergie propre, incluant la biomasse, le JED, la production décentralisée de chaleur et d'électricité et tout autre projet d'énergie renouvelable et de présenter les résultats de ses analyses lors du prochain plan d'approvisionnement. ;

2.16.2 L'ouverture de l'offre pour le réseau de Tasiujaq à toute forme d'énergie est-elle liée à l'option clé en main retenue par le Distributeur ?

2.16.3 Concernant l'acceptabilité sociale, le Distributeur s'est-il informé auprès de la communauté de Tasiujaq si une nouvelle centrale thermique rencontre le critère d'approbation par la communauté ?

2.17 (Réf. i., ii. et vi.) Dans sa décision D-2004-212 (pages 24 et 25), la Régie a déterminé les fondements des critères qui guident aujourd'hui tous les appels d'offres d'approvisionnement de long terme pour l'électricité post-patrimoniale en réseau intégré.

2.18 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur n'a pas retenu le critère de développement durable pour le réseau de Tasiujaq, alors que le réseau d'Obedjiwan intègre un critère de minimisation des émissions de GES, de même qu'un critère d'éligibilité associé à la participation du milieu local ?

2.19 (Réf. v. et vi.) Concernant les appels d'offres de long terme à venir, le Distributeur prendra-t-il en considération le critère de développement durable ? Si non, veuillez identifier les critères qui seront retenus, selon chacun des réseaux visés dans le calendrier de lancement des appels de proposition.

2.20 (Réf. ii. et iii) Les deux appels de propositions pour les réseaux de Tasiujaq et d'Obedjiwan n'indiquent pas de cible pour la détermination d'un prix associé à l'énergie et à la puissance exigée. Sur quelle base le Distributeur compte évaluer la teneur des offres de soumissions soumises, dans le contexte où les coûts évités n'ont pas été mis à jour comme le propose l'expert ICF International, selon deux méthodes, dont l'une adaptée aux coûts d'approvisionnement ?

2.21 (Réf. ii. et iii) Veuillez préciser pour ces deux réseaux, le scénario d'évaluation du coût évité sur lequel le Distributeur compte se fier ?

2.22 (Réf. vii.) La preuve du Distributeur identifie les approvisionnements en carburant, veuillez expliquer si l'échéance des contrats d'approvisionnement en carburant influencent la proposition de calendrier

2.23 (Réf. vii.) Veuillez préciser si l'option de renouvellement de cinq (5) ans pour les centrales du Nunavik a été renouvelée en 2012, avec échéance en 2017 ?

2.24 (Réf. vii.) Le Distributeur compte-t-il renouveler son approvisionnement sur une période de 5 ans à partir de 2017 ? Plus précisément, sera-t-il possible pour le Distributeur de faire coïncider les nouveaux approvisionnements avec une option de renouvellement adaptée ?

III. COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES

Coûts relatifs à l'utilisation des centrales au diesel

Références

- i. **R-3980-2016, B-0030, Tableau 3, page 8**

**TABLEAU 3 :
SOMMAIRE DES CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS (M\$)**

Fournisseurs	Année historique 2015	2016			Année témoin 2017
		D-2016-033	D-2016-033 ajustée	Année de base	
CHARGES TOTALES AVEC RENDEMENT	558,1	517,1	553,1	573,2	538,8
Activités de base	493,9	466,3	502,3	525,7	499,5
<i>Coûts liés à des événements imprévisibles en réseaux autonomes (facturés par Hydro-Québec Équipement)</i>					
- Cap-aux-Meules	8,0	-	-	12,6	-
- Autres déversements en réseaux autonomes	1,9	-	-	6,9	-
Parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes (facturés par Hydro-Québec Équipement)	3,1	-	-	4,9	-
Rendement des fournisseurs	6,1	10,2	10,2	8,7	10,5
Activités de base (autres)	474,8	456,1	492,1	492,6	489,0
Éléments spécifiques et activités de base avec facteurs d'indexation particuliers	64,2	50,8	50,8	47,5	39,3

- ii. **R-3980-2016, B-0027, Année de base 2016 versus décision D-2016-033 (après reclassements), page 7**

Ainsi, mis à part les coûts liés à deux déversements mineurs survenus en réseaux autonomes pour un montant de 6,9 M\$ tel qu'il est indiqué au tableau 3 de la pièce HQD-8, document 4, le Distributeur prévoit être en mesure de réaliser la coupure globale de 25 M\$ demandée par la Régie.

- iii. **R-3933-2015, B-0085, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, réponse à la question no 11.4 :**

«Jusqu'à présent, les coûts associés au déversement accidentel à Ivujivik sont évalués à 3,5 M\$ et ceux du déversement à Inukjuak sont évalués à 0,8 M\$ alors que des travaux d'expertise sont encore en cours sur le site.»

- iv. **R-3980-2016, B-0039, Page 37, Tableau C-1, Investissements en maintien des actifs dans les réseaux autonomes (M\$) (Parcs à carburants)**

TABLEAU C-1 :
INVESTISSEMENTS EN MAINTIEN DES ACTIFS DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES (M\$)

Projets et activités	Année historique 2015	Autorisé 2016 (D-2016-033)	Année de base 2016	Année témoin 2017
Centrales de production				
Parc à carburant (Obedjiwan)	2,1		2,5	
Parc à carburant (Ivujivik)	0,2	2,3	2,7	0,6
Parc à carburant (La Romaine)		3,1	0,2	2,1
Parc à carburant (Tasiujaq)		2,3	0,1	1,2
Parc à carburant (Inukjuak)	1,8		0,8	
Parc à carburant (Kangiqsualujuaq)	0,2	2,3	3,2	0,1
Parc à carburant (Aupaluk)	1,8		1,2	
Parc à carburant (Île-d'entrée)	0,1		2,4	
Parc à carburant (Umiujaq)	2,0		1,2	
Parc à carburant (Purvimituq)		0,5	0,1	1,0
Abri à carburant (Quaqtaq)			0,2	1,6
Réhabilitation de l'oléoduc de Cap-aux-Meules	3,1		0,5	
Système de levage à l'évacuateur de crues (Schefferville)	0,3	0,4	0,5	0,4
Système de commande manuelle (Iles-de-la-Madeleine)	0,2	0,1	0,7	1,6
Poutrelles du pertuis (Schefferville)	2,1	2,2	1,7	0,8
Chariot-treuil pour poutrelles du pertuis (Schefferville)			0,3	1,0
Remplacement des câbles de puissance et commande (Schefferville)	0,1	1,2	0,3	2,2
Remplacement des auxiliaires de centrale (Schefferville)	0,0	1,0	0,4	2,0
Avant-projets (projets majeurs Schefferville)			0,5	3,5
Autres ¹	6,0	8,5	8,4	5,0
Total	20,0	23,9	27,9	23,3

¹Dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

- v. **R-3986-2016, B-0019, HQD-2, doc. 3, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, section 2.2.1 Avoided cost components for DSM programs, page 27**

Avoided cost of fuel, transport and storage: The avoided cost of fuel is the fuel price divided by the fuel conversion efficiency of the thermal generation plant for each NIA. The fuel conversion efficiency can be an annual average. When transport and storage are the responsibility of fuel suppliers as they are in Quebec, these costs are included in the fuel price. The utility must ensure that fluctuations in the cost of fuel as well as the cost of transport and storage are all contained in the forecast used to compute the avoided cost. (Notre souligné)

- vi. **R-3986-2016, B-0019, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, page 10, section 1.1.2 General features of NIAs**

(A) Avoided operational expenditures

Fuel: Fuel is an avoided cost in the NIAs of every jurisdiction and the approach to calculating it is the same throughout. The avoided cost of fuel is the price paid for the fuel (e.g., in \$/litre) divided by the power plant's annual average energy conversion efficiency (in kWh/litre).

Fuel transportation and storage: In some NIAs, the cost of transportation and storage is included in the fuel price, while elsewhere it is borne by the electric utility and has to be added to the price.

Maintenance: Maintenance costs include labour and physical resource costs incurred to ensure that NIA power plants and distribution systems operate properly.

Greenhouse gases: The avoided costs include greenhouse gas (GHG) emission allowances only in provinces with a carbon pricing system, such as Quebec and British Columbia.

Hedge of fossil fuel prices: A hedge against fossil fuel prices is a value assigned to the risk of fossil fuel price fluctuation, especially sudden price increases. Including a hedging component in the avoided cost is a recommended practice in jurisdictions that are highly dependent on fossil fuels for power generation. DSM and renewable energy resources have the attribute of reducing electric utilities' exposure to fuel price volatility (Bolinger & Wiser, 2008; Wu & Huang, 2014).

vii. **APPEL DE PROPOSITIONS 14520468 SAS-1101, 7 mars 2014**

Nord-du-Québec / Centrale de Kuujjuarapik - Mise aux normes du parc à carburant, de la salle à carburant et construction de la salle des pompes et à barils

viii. **Devis d'installation relatif aux travaux de mécanique de production requis de l'entrepreneur pour l'augmentation de la capacité et mise aux normes du parc à carburant, centrale Kuujjuarapik, no. OTP : QUKBT, no installation : 2128, document no. : 2128-40091-001-01-0-HQ-1, janvier 2014, page 9**

3 DESCRIPTION DES TRAVAUX

3.1 Généralités

L'ensemble des travaux à réaliser se situe à la centrale existante de Kuujjuarapik, située sur la rive droite de la rivière Grande-Baleine, à la confluence de la rivière dans la Baie d'Hudson. Aucune route ne permet le transport du matériel jusqu'au site, tout le matériel majeur et mineur doit donc être transporté par bateau pendant la saison estivale et/ou par avion pour le matériel manquant ou omis.

Les travaux du présent contrat se limitent à la réalisation des travaux montrés sur les dessins et identifiés par le numéro QUKBT. L'ensemble des travaux doit être réalisé. Les réservoirs de stockage de produits pétroliers ainsi que tous les réservoirs journaliers sont fournis par Hydro-Québec. La livraison de ces réservoirs est prévue à l'été 2014. (Notre souligné)

Demandes

3.1 (Réf. iv., v., vii.) Plusieurs coûts ont été encourus par le Distributeur relativement à la fourniture de carburant dans les réseaux autonomes. Par exemple, selon le rapport ICF

International, les coûts pour le stockage seraient de la responsabilité des fournisseurs situés au Québec puisqu'inclus dans le coût du carburant, alors que la preuve du Distributeur démontre des coûts associés au stockage. Veuillez concilier les deux énoncés.

3.2 (Réf. vi.) L'expert ICF International indique que parmi les coûts évités d'exploitation, certains réseaux incluent les coûts attachés aux GES dans leurs coûts évités. Veuillez préciser comment le Distributeur tient compte des coûts du SPEDE dans le calcul de ses coûts évités en énergie ?

3.3 Veuillez préciser si les coûts suivants ont été inclus dans le prix du carburant, ou dans les coûts évités et préciser comment le Distributeur tient compte de ces coûts pour l'évaluation des coûts de remplacement des centrales visées par les appels d'offres projetés :

3.3.1 (Réf. vii.) Centrale de Kuujjuarapik - Mise aux normes du parc à carburant, de la salle à carburant et construction de la salle des pompes et à barils : (1) fourniture de réservoir par Hydro-Québec et (2) travaux de mise aux normes du parc.

3.3.2 (Réf. iv.) Amortissement des parcs à carburants et autres investissements en maintien des actifs dans les réseaux autonomes.

3.3.3 (Réf. i., ii. et iii.) Coûts associés aux déversements accidentels dans les réseaux autonomes.

Impact du critère de fiabilité sur les coûts évités

Références

i. R-3980-2016, B-0021, page 9

Par conséquent, le Distributeur maintient sa méthode adoptée depuis le dossier R-3814-2012, laquelle repose sur le coût d'un équipement générique de production, pour déterminer ses coûts évités en puissance. Cette méthode présente l'avantage de déterminer un coût évité stable, permettant ainsi une planification des investissements à moyen et long termes.

Ainsi, pour chaque territoire, les coûts évités de la puissance exprimés en \$/kW-an restent identiques à ceux du dossier R-3933-2015. Seuls les paramètres économiques sont mis à jour. Pour l'ensemble des réseaux du Nunavik, le coût évité en puissance demeure à 900 \$/kW-an. Il correspond à celui d'un équipement générique pour un groupe alimenté au diesel. Il en est de même pour les réseaux de la Basse-Côte-Nord et de la Haute-Mauricie, où le coût évité de la puissance est de 765 \$/kW-an, soit 15 % de moins que celui du Nunavik compte tenu des coûts de transport plus faibles.

ii. R-3986-2016, B-0019, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, page 46

2.3 Adaptation of the DRR method to investment projects

Section 2.3 presents the adaptation of the DRR method to investment projects. As for DSM programs, there is a need to create categories of investment projects because they do not avoid the same cost components. The treatment of avoided cost of capacity, for instance, is the main difference.

(...)

Some other alternative investment projects, however, may be able to guarantee some capacity during on-peak emergency events. Investment projects that can claim some firm capacity should be attributed avoided capacity cost. Investment projects capable of guaranteeing some firm capacity are likely to be projects that include a form of energy storage, e.g. wind power with battery storage, PV with battery storage or battery storage on its own for optimizing diesel plant operation.

iii. R-3986-2016, B-0010, 5.2. Gestion de l'offre, page 15

La planification des moyens prend en compte le critère de fiabilité, le contrôle du niveau des investissements et l'adéquation des besoins et des moyens. Le Distributeur dispose de divers moyens du côté de l'offre, en sus des capacités déjà installées afin de répondre à la demande. La stratégie du Distributeur consiste à déployer, au moment opportun, des moyens qui permettront de retarder l'implantation permanente d'équipements de production.

Au chapitre des moyens supplémentaires, le Distributeur peut avoir recours :

- à l'utilisation de génératrices mobiles, lesquelles peuvent être déployées rapidement et redéployées vers d'autres réseaux lorsque nécessaire ;
- à l'option interruptible mise en place à Obedjiwan ;
- au stockage d'énergie.

Concernant le stockage d'énergie, le Distributeur étudiera la possibilité de réaliser un projet pilote d'implantation d'unités de stockage (Nos soulignés)

Préambule

(Réf. i., ii. et iii.) La méthode retenue par le Distributeur pour déterminer ses coûts évités en puissance repose sur le coût d'un équipement générique de production. Le Distributeur indique qu'il étudie la possibilité de réaliser un projet pilote d'implantation d'unité de stockage pour retarder l'implantation permanente d'équipements de production.

Dans son rapport, ICF International présente une adaptation de la méthode DDR (demande-side management) pour les projets d'investissement. Bien que le stockage d'énergie puisse être utile pour des projets d'investissement notamment pour l'éolien, le stockage peut aussi être utilisé pour l'optimisation d'une centrale diesel.

Demandes

3.4 (Réf. i., ii. et iii.) Dans le cas d'un réseau dont le critère de fiabilité en puissance est rencontré, mais qui nécessiterait l'ajout de moyen, comme le stockage d'énergie, dans le but d'assurer la distribution constante et la réduction du nombre de pannes de livraison, veuillez confirmer que l'ajout d'unité de stockage est un coût lié à la détermination du coût évité (notamment en puissance) de ce réseau, soit l'adéquation des besoins et des moyens nécessaires pour assurer une distribution fiable à la clientèle ?

3.5 Concernant le réseau de Whapmagoostui-Kuujuarapik, veuillez confirmer que le Distributeur a constaté des problématiques reliées à la qualité de l'onde et à la présence d'un contenu harmonique trop élevé pouvant déclencher par exemple une panne en distribution ?

3.5.1 Veuillez en identifier les causes (ex. : manque d'opérateur sur place, un seul alternateur en fonction, faible niveau de court-circuit, etc.) ?

3.6 À la connaissance du Distributeur, y a-t-il d'autres réseaux éprouvant ce genre de problématique de fiabilité du service, par exemple le réseau d'Obedjiwan ?

3.7 Veuillez déposer le rapport ou les rapports d'évaluation de la fiabilité réalisé(s) par le Distributeur dans les réseaux du Nunavik, de même que la récente étude portant sur le réseau de Whapmagoostui-Kuujuarapik ?

Méthodologie d'établissement des coûts évités

Références

- i. R-3905-2014, D-2015-018, par. 464

[464] La Régie accepte les coûts évités en énergie et en puissance dans les réseaux autonomes, tels que soumis par le Distributeur. Elle souligne cependant que les coûts évités en RA ne servent plus uniquement à juger de la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique déployés par le Distributeur dans ces réseaux. Les coûts totaux pour le Distributeur du chauffage par résistances électriques doivent être connus. La faisabilité et le potentiel de rentabilité de projets privés ou communautaires doivent pouvoir être évalués correctement, selon une méthodologie et des paramètres clairement établis. (Nos soulignés)

- ii. **R-3986-2016, B-0019, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, Page 5**

Objectives

The purpose of this study is to recommend a methodology for calculating avoided costs in Quebec's NIAs. In Quebec, avoided costs are used to support decision making regarding expenses in DSM programs and in development projects that may alter HQD's capital expenditure requirements. For development projects led and financed by independent developers, avoided costs are used as a maximum threshold in power purchase price negotiation. Examples of such development projects could include renewable energy projects like wind power projects, solar photovoltaic (PV) projects or small hydropower (small hydro) projects, as well as projects involving liquefied natural gas-fired generation or interconnection of a NIA to the integrated-area system. (Nos soulignés)

- iii. **R-3986-2016, B-0019, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, section 2.2.1, page 27 (deux méthodes)**

2.2 Adaptation of the DRR method to DSM (demand-side management) programs for HQD NIAs

ICF recommends differentiating the DRR application for the avoided cost calculations between DSM and investment alternatives. There are fundamental differences between DSM and investment projects that have key implications on what costs are being avoided. Under the DRR methodology, scenarios considering the implication of alternatives are compared against the "reference" scenario, which is a base case absent that alternative. As such, the alternative scenario should reflect the implications of that alternative based on the contributions of the specific alternative. As each component (energy, capacity, etc.) is affected differently by a DSM or investment project, the DRR methodology should be adaptable to capture each component's costs and benefits. This is

why the DRR method needs to be adapted to DSM programs, as presented in this section, and to investment projects, as will be presented in Section 2.3.

iv. R-3986-2016, B-0019, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, page 12

The **Differential of revenue requirements (DRR)** method, also known as the “present worth” method. The DRR method calculates the difference between the present value of revenue requirements under a reference scenario, and the present value under an alternative scenario (example: a reference scenario *without DSM* and an alternative scenario *with DSM*). Revenue requirements are the sum of operational expenditures, and amortized capital expenditures. The DRR method applies to any capital expenditure, not only capacity cost. A variation of this methodology was used by HQD in its 2006-2007 rate filing and referred to as “*méthode du différentiel de parc*” (R-3584-2005). After this filing, HDQ replaced the DRR with the LC method.

v. R-3986-2016, B-0019, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, page 29

The **Levelized cost (LC)** method. The levelized cost of capacity divides the capital expenditure associated with the purchase of a generator by the capacity rating of the generator and annualizes the result over the book life of the generator. The rate obtained is in \$/kW-year. That rate may be turned into an average cost per kWh by dividing by the expected annual throughput of the generator. When capacity and energy costs are blended together, they become the levelized cost of energy (LCOE). Two variations of this methodology were used by HQD, the first in its 2010-2011 rate filing and the second in its 2013-2014 rate filing, “*méthode de l'équipement générique*” (R-3708-2009) and “*méthode de l'équipement générique de production*” (R-3814-2012), respectively. The latter is the method used by HQD for the 2013-2014 filing through to and including the 2016-2017 filing.

Préambule

Le GRAME note que le rapport d'ICF International recommande une méthodologie permettant aux coûts évités d'être utilisés pour soutenir la prise de décision pour les dépenses en gestion de la demande, mais également en matière de projets de développement d'énergie renouvelable en agissant comme seuil maximal lors de la négociation des prix d'achat d'électricité⁵.

Demandes

3.8 (Réf. iv. et v.) Le rapport d'ICF International indique que le Distributeur utilisait une variante de la “*méthode du différentiel de parc*” au dossier R-3584-2005, pour utiliser subséquentement la

⁵R-3980-2016, B-0021, Methodology for calculating avoided costs in non-integrated Areas Final report, ICF International, March 24, 2016, Page 5 : Objectives :

méthode LC, soit depuis le dossier R-3814-2014, la *méthode de l'équipement générique de production*. Veuillez préciser les raisons de ce changement de méthode ?

3.9 (Réf. i. et ii.) Compte tenu de la volonté du Distributeur de procéder à une conversion de sa production en RA, ne serait-il pas utile, comme le propose ICF International, d'adopter deux méthodes, l'une pour les besoins d'évaluation des programmes en efficacité énergétique et de gestion de la demande, et l'autre pour évaluer les coûts évités du remplacement complet des équipements ?

IV POTENTIEL D'UN PORTEFEUILLE DE MESURES DE LA GESTION DE LA DEMANDE EN ENERGIE ET EN PUISSANCE

Gestion de la demande en puissance

Références

i. R-3986-2016, B-0010, page 14

Par ailleurs, dans le but d'élargir son portefeuille de moyens afin d'assurer la fiabilité de l'alimentation des réseaux autonomes tout en minimisant les coûts, le Distributeur a annoncé sa volonté de réaliser un projet pilote au Nunavik avec les clients propriétaires de génératrices. Le but de ce projet pilote est d'évaluer la faisabilité technique, pour les clients, d'effacer leur charge sur le réseau en utilisant leur génératrice, lorsque le Distributeur en ferait la demande en période de pointe. Le projet serait mis en place pour l'hiver 2016-2017, après la conclusion d'ententes auprès de certains de ses clients.

ii. R-3986-2016, B-0010, page 15

En parallèle, le Distributeur évaluera le potentiel commercial des mesures de GDP identifiées dans le PTÉ. Selon les résultats, le Distributeur privilégiera le déploiement des mesures présentant un potentiel intéressant et bénéficiant au plus grand nombre de clients.

iii. R-3905-2014, D-2015-018, par. 772

[772] La Régie demande au Distributeur de présenter une mise à jour de l'analyse du potentiel technico-économique en puissance.

iv. R-3905-2014, D-2015-018, par. 751

[751] La Régie demande au Distributeur de proposer, lors du prochain dossier tarifaire, un coût unitaire pour les mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe et de présenter une version mise à jour plus complète du tableau C-2 de la pièce B-0038 du présent dossier.

Demandes

4.1 (Réf. i.) Concernant la gestion de la demande en puissance, le Distributeur opte pour des campagnes de sensibilisation à la pointe hivernale et la mise en place d'un projet pilote au

Nunavik visant les clients propriétaires de génératrices prévues pour l'hiver 2016-2017, indiquant devoir conclure des ententes auprès de certains de ses clients.

4.1.1 Veuillez identifier le réseau du Nunavik faisant l'objet de la mise en place d'un projet pilote pour l'hiver 2016-2017.

4.1.2 Veuillez indiquer le potentiel en puissance et en énergie visé par ce projet pilote.

4.1.3 Veuillez indiquer quel marché est visé par le projet pilote (commercial et/ou institutionnel) ?

4.1.4 Veuillez expliquer dans quelle mesure l'ajout d'une génératrice pourra stabiliser et ajouter à la fiabilité de distribution ?

4.2 (Réf. iii.) Veuillez indiquer à quel moment le Distributeur entend développer et proposer un coût unitaire pour les mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe (D-2015-018, par. 751)

4.3 (Réf. ii. et iv.) Veuillez indiquer à quel moment le Distributeur compte présenter une mise à jour de l'analyse du PTÉ en puissance (D-2015-018, par. 772) ?

V. Utilisation efficace de l'énergie

Références

i. R-3864-2013, D-2015-013, par. 168

[169] La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du prochain plan d'approvisionnement, réseau par réseau, une liste des clients CII communautaires ou privés qui bénéficient du PUEÉRA pour leur besoin de chaleur, ainsi que ceux qui possèdent déjà des groupes électrogènes.

ii. R-3986-2016, B-0010, page 13

Par ailleurs, le Distributeur a fait état de l'utilisation du chauffage électrique d'appoint par certains clients dans les réseaux autonomes du Nunavik. À cet effet, un comité de liaison avec les intervenants du Nunavik a été mis sur pied avec l'objectif de déployer de façon plus efficace les interventions en efficacité énergétique.

Demandes

5.1 (Réf. ii). Veuillez décrire les actions prises dans le but de réduire l'utilisation du chauffage électrique d'appoint et identifier les résultats obtenus via le comité de liaison.

5.2 Veuillez produire le sommaire des coûts des mesures offertes par les PUEÉRA, par réseaux autonomes pour le remboursement de mazout.

5.3 (Réf. i.). Veuillez déposer, réseau par réseau, une liste des clients, qu'ils soient CII communautaire ou privés et qui bénéficient du PUEÉRA pour leur besoin de chaleur, ainsi que ceux qui possèdent déjà des groupes électrogènes.

5.4 (Réf. i.). Veuillez déposer, réseau par réseau, une liste des clients, qu'ils soient CII communautaire ou privés, qui ne bénéficient pas du PUEÉRA, mais contribuent à l'effacement de la demande sur le réseau de distribution.

VI. Programmes en efficacité énergétique

Références

i. R-3986-2016, B-0010, page 14

Le Distributeur continue d'intensifier ses efforts, notamment avec ses programmes d'éclairage efficace. À ce chapitre, la conversion de l'éclairage public par des luminaires à DEL est terminée dans tous les réseaux ainsi que l'installation d'ampoules fluocompactes au marché résidentiel. Par conséquent, le Distributeur vise à compléter le remplacement de l'ensemble des luminaires auprès de toute sa clientèle en réseaux autonomes d'ici le prochain plan d'approvisionnement.

ii. R-3986-2016, B-0011, Tableau 3E-1, Page 85

iii. R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., R. no. 24.1, page 36

Localisation et usage du parc de chaufferettes dans les maisons

Mentions multiples	Rouge	Bleu	Vert	Mauve
	(n=10) %	(n=4) %	(n=17) %	(n=2) %
Près de la porte d'entrée + portique	70	50	65	50
Chambres	60	25	29	50
Cuisine +salon (combiné ou non)	50	75	53	50
Salle de toilette	10	0	18	50

Demandes

6.1 (Réf. i.) Concernant le remplacement de l'ensemble des luminaires auprès de toute sa clientèle en réseaux autonomes d'ici le prochain plan d'approvisionnement, veuillez en identifier l'état d'avancement. 6.2 (Réf. ii. et iii.) Concernant les programmes offerts en EÉ au Nunavik, le Distributeur indique que l'offre de rénovation énergétique pour les portes et fenêtres est disponible, veuillez indiquer les résultats de ce programme pour ce réseau.

6.2.1 Veuillez indiquer si ce programme a influencé à la baisse la demande énergétique en énergie et en puissance pour les réseaux ayant opté pour cette offre de programme, compte tenu du chauffage d'appoint ?

6.2.2 Si non, veuillez identifier les actions que prendra le Distributeur pour promouvoir l'offre de rénovation énergétique pour les portes et fenêtres dans les réseaux du Nunavik?