

**DEMANDE D'AUTORISATION
DES INVESTISSEMENTS 2013**

Table des matières

1	SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2013 SELON L'ARTICLE 73.....	5
2	ENSEMBLE DES PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$	6
2.1	MAINTIEN DES ACTIFS	7
2.1.1	<i>Réseau de distribution</i>	<i>7</i>
2.1.2	<i>Centrales de production et réseau de transport.....</i>	<i>9</i>
2.1.3	<i>Mesurage et relève</i>	<i>9</i>
2.1.4	<i>Autres actifs de soutien.....</i>	<i>9</i>
2.2	AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ.....	10
2.3	RESPECT DES EXIGENCES.....	10
2.4	CROISSANCE DE LA DEMANDE	11
3	PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$	13
3.1	PROJETS AUTORISÉS	13
3.2	PROJETS À AUTORISER	16
4	INVESTISSEMENTS AUTORISÉS AVANT L'ENTRÉE EN VIGUEUR DE L'ARTICLE 73.....	19
5	SOMMAIRE DES PRÉVISIONS LONG TERME DES INVESTISSEMENTS	19
	ANNEXE - ÉLÉMENTS JUSTIFIANT LES INVESTISSEMENTS REQUIS POUR SCHEFFERVILLE	21

1 SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2013 SELON L'ARTICLE 73

1 En vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») et du *Règlement*
 2 *sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, le
 3 Distributeur doit obtenir l'autorisation de la Régie pour acquérir, construire ou disposer
 4 des immeubles ou des actifs destinés à la distribution d'électricité.

5 Pour 2013, les besoins d'investissement prévus par le Distributeur totalisent 973,9 M\$.
 6 Ces besoins, sommairement présentés au tableau 1, cumulent les investissements
 7 autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73 de la Loi, les projets majeurs
 8 nécessitant une autorisation spécifique, de même que les projets d'investissement dont
 9 les coûts individuels sont inférieurs à 10 M\$. Ces derniers font l'objet de la présente
 10 demande d'autorisation.

**TABLEAU 1
 SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2013 (M\$)**

SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2013 (M\$)							
Catégories	Investissements autorisés avant entrée en vigueur art. 73	AUTORISATION SPÉCIFIQUE		DEMANDE D'AUTORISATION			Grand total
		Projets majeurs > 10 M\$		Autres investissements < 10 M\$			
		Autorisés	À autoriser	Réseau intégré	Réseaux autonomes	Total	
Maintien des actifs			199,7	224,4	18,4	242,8	442,5
Réseau de distribution				138,3	2,6	140,9	140,9
Centrale de production					11,4	11,4	11,4
Réseau de transport			1,6		3,8	3,8	5,4
Mesurage et relève			182,5	8,6		8,6	191,1
Bâtiments administratifs				36,2		36,2	36,2
Matériel roulant				29,2		29,2	29,2
Autres actifs de soutien			15,6	12,1	0,6	12,7	28,3
Amélioration de la qualité				25,4	1,2	26,6	26,6
Croissance de la demande		90,4	13,4	316,8	12,5	329,3	433,1
Respect des exigences	12,0	2,1		57,2	0,4	57,6	71,7
Total	12,0	92,5	213,1	623,8	32,5	656,3	973,9

11 Les tableaux 2 et 3 illustrent l'évolution des investissements par types d'autorisation et
 12 par catégories d'investissement sur la période 2011 à 2013.

TABLEAU 2
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS PAR TYPES D'AUTORISATION (M\$)

TYPES D'AUTORISATION	Année historique 2011	Année de base 2012	Année témoin 2013
< 10 M\$	608,5	646,4	656,3
> 10 M\$ autorisés	115,1	141,0	92,5
> 10 M\$ à autoriser	28,0	44,8	213,1
Investissements autorisés avant art. 73	6,5	10,0	12,0
TOTAL	758,1	842,2	973,9

TABLEAU 3
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT (M\$)

CATÉGORIES	Année historique 2011	Année de base 2012	Année témoin 2013
Maintien des actifs	313,9	315,0	442,5
Amélioration de la qualité	36,7	44,6	26,6
Croissance de la demande	347,9	423,1	433,1
Respect des exigences	59,6	59,5	71,7
TOTAL	758,1	842,2	973,9

1 Le détail des besoins d'investissement pour 2013 ainsi que les explications des
2 variations les plus significatives par rapport aux montants autorisés pour 2012 sont
3 traités dans les sections suivantes.

2 ENSEMBLE DES PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$

4 Pour 2013, la demande d'autorisation des investissements pour l'ensemble des projets
5 inférieurs à 10 M\$ du Distributeur s'établit à 656,3 M\$, soit 49,1 M\$ de moins que
6 l'enveloppe 2012 autorisée par la Régie dans sa décision D-2012-024¹. Cette baisse est
7 principalement attribuable aux investissements liés au maintien des actifs. Le détail des
8 investissements faisant l'objet de la demande d'autorisation est présenté au tableau 4.

¹ Voir la page 109, paragraphe 404.

TABLEAU 4
PROJETS < 10 M\$ PAR CATÉGORIES D'INVESTISSEMENT (M\$)

CATÉGORIES	Année historique 2011	Autorisé 2012 (D-2012-024)	Année de base 2012	Année témoin 2013
Maintien des actifs	253,9	284,8	248,3	242,8
Réseau de distribution	139,6	149,6	116,6	140,9
Centrale de production	10,0	23,5	20,5	11,4
Réseau de transport	3,8	2,2	7,7	3,8
Mesurage et relève	19,3	16,9	17,8	8,6
Bâtiments	22,1	35,9	28,9	36,2
Matériel roulant	38,5	30,5	23,7	29,2
Autres actifs de soutien	20,6	26,2	33,1	12,7
Amélioration de la qualité	9,5	27,3	19,8	26,6
Respect des exigences	52,7	57,4	47,3	57,6
SOUS-TOTAL	316,1	369,5	315,5	327,0
Croissance de la demande	292,4	336,0	331,0	329,3
TOTAL	608,5	705,4	646,4	656,3

2.1 Maintien des actifs

1 En baisse de 42,0 M\$ par rapport au montant autorisé pour 2012, l'enveloppe globale
 2 nécessaire au maintien des actifs pour 2013 est évaluée à 242,8 M\$. Cette diminution
 3 s'explique par des investissements moindres pour les actifs associés au réseau de
 4 distribution et aux réseaux autonomes, pour les appareils de mesure ainsi qu'une
 5 révision à la baisse de l'enveloppe des projets en technologies de l'information.

2.1.1 Réseau de distribution

6 En diminution de 8,7 M\$, le Distributeur établit ses besoins d'investissement pour
 7 assurer la pérennité de son réseau de distribution à 140,9 M\$. Cette diminution reflète
 8 notamment les départs à la retraite, créant ainsi des contraintes reliées à la capacité de
 9 réalisation du Distributeur.

1 Par ailleurs, dans sa décision D-2012-024², la Régie prend acte de l'apport de l'Outil
2 d'aide à la décision en maintenance (ODEMA) dans l'évaluation des investissements
3 pour le Distributeur.

4 Le Distributeur gère ses équipements de façon responsable et assure le maintien de la
5 fiabilité de son réseau de distribution. L'utilisation de ODEMA lui permet d'élaborer des
6 stratégies de maintenance et de renouvellement optimales qui se traduisent en besoins
7 d'investissement sur le réseau de distribution.

8 Pour être optimales, ces stratégies doivent, à un niveau de risque considéré acceptable,
9 reposer sur trois grandes étapes :

- 10 • l'inspection, qui permet d'évaluer l'état d'un actif ;
- 11 • la maintenance (systématique, conditionnelle ou corrective), qui assure le
12 maintien ou la remise en bon état du fonctionnement d'un actif ;
- 13 • le renouvellement des actifs en fin de vie sur la base de critères de gestion de
14 risques ou lorsque leur entretien devient impossible par manque de pièces ou à
15 un coût raisonnable.

16 Jusqu'à maintenant, ODEMA a été mis à profit pour optimiser les stratégies de
17 maintenance et de renouvellement des structures civiles et des poteaux³.

18 La collecte de données est en cours pour plusieurs autres catégories d'actifs du réseau
19 de distribution (transformateurs, régulateurs, disjoncteurs et interrupteurs). De la même
20 façon et à l'aide de ODEMA, ces données permettront, à terme, de revoir les stratégies
21 pour ces catégories d'actifs dans une optique d'optimisation.

22 Dans la même décision⁴, la Régie émet le souhait que ODEMA permette d'établir un
23 indicateur pouvant comparer, d'une année à l'autre, les variations des investissements
24 du Distributeur en fonction des variations du niveau de la qualité du service. À ce sujet,
25 le Distributeur rappelle que, même s'il utilise plusieurs indicateurs de gestion, tout
26 comme les autres entreprises de l'industrie, il n'y a pas de corrélation directe entre le
27 niveau d'investissement requis et la qualité de service.

² Voir la page 111, paragraphe 411.

³ Voir l'annexe D de la pièce HQD-7, document 1.

1 Le Distributeur rappelle également que, concernant ses actifs hors réseau tels que les
2 bâtiments administratifs, le matériel roulant ainsi que les autres actifs de soutien, il a
3 déjà présenté ses approches pour déterminer les investissements requis en pérennité
4 dans le dossier tarifaire R-3644-2007⁵ et que la Régie s'est dite satisfaite dans la
5 décision D-2008-024⁶ qui en a découlé.

2.1.2 Centrales de production et réseau de transport

6 En 2013, le Distributeur établit ses besoins d'investissement pour assurer la pérennité
7 de ses installations dans les réseaux autonomes à 15,2 M\$, soit 10,5 M\$ de moins que
8 le montant autorisé pour 2012. Pour 2013, la diminution notable des investissements de
9 cette catégorie s'explique principalement par des changements dans la planification des
10 besoins spécifiques à la centrale Menihek du réseau de Schefferville.

2.1.3 Mesurage et relève

11 En baisse de 8,3 M\$, le Distributeur établit ses besoins d'investissement pour les
12 appareils de mesure à 8,6 M\$. Cette diminution des investissements est attribuable au
13 projet Lecture à distance (LAD)⁷. En effet, le déploiement de compteurs de nouvelle
14 génération occasionnera une diminution des besoins d'étalonnage des compteurs
15 actuels, et par le fait même, une baisse des investissements qui en découlent. De plus,
16 le Distributeur entend répondre en partie aux besoins courants d'appareils de mesurage
17 de 2013, en réutilisant les compteurs rendus disponibles en raison de la mise en œuvre
18 du projet LAD, diminuant ainsi les besoins d'investissement.

2.1.4 Autres actifs de soutien

19 Les investissements prévus pour la catégorie « Autres actifs de soutien » sont inférieurs
20 de 13,5 M\$ à ceux autorisés pour 2012 pour s'établir à 12,7 M\$. Les actifs en
21 technologies de l'information constituent un des principaux éléments de cette catégorie.

⁴ Voir la page 111, paragraphe 409.

⁵ Voir l'annexe 1 de la pièce HQD-13, document 1.

⁶ Voir la page 134.

⁷ Voir la section 3.2.

1 Ainsi, la priorisation du portefeuille des projets en technologies de l'information, pour
2 2013, a permis au Distributeur de diminuer ses investissements, et ce, tout en
3 répondant adéquatement à ses besoins d'affaires.

2.2 Amélioration de la qualité

4 Pour 2013, les investissements demandés pour les besoins d'amélioration de la qualité
5 s'élèvent à 26,6 M\$, soit un niveau similaire à celui autorisé pour 2012.

6 Ces investissements visent notamment à tirer profit des nouvelles technologies pour
7 développer le réseau de distribution et améliorer certaines fonctionnalités utilisées dans
8 les canaux de communication avec la clientèle, dans la perspective d'améliorer
9 l'expérience client⁸.

10 Par le biais du programme d'automatisation du réseau de distribution et du projet
11 CATVAR, le Distributeur a entrepris la modernisation de son réseau. D'autres projets de
12 moindre envergure sont envisagés pour y contribuer. Un montant de 7,3 M\$ est prévu
13 en 2013 pour ces derniers.

2.3 Respect des exigences

TABLEAU 5
PROJETS < 10 M\$ EN RESPECT DES EXIGENCES (M\$)

PROJETS	Année historique 2011	Autorisé 2012 (D-2012-024)	Année de base 2012	Année témoin 2013
Demandes de tiers	39,2	42,1	29,1	37,3
Poteaux en commun	7,8	5,3	7,7	7,6
Ententes contractuelles avec la CSEM	5,7	10,0	10,5	12,7
TOTAL	52,7	57,4	47,3	57,6

14 Le Distributeur maintient pour 2013 le niveau d'investissement autorisé pour 2012.

⁸ Voir la section 3.3 de la pièce HQD-7, document 2.

1 Cependant, le Distributeur ne prévoit pas dépenser tout le montant autorisé pour 2012
2 considérant le nombre de projets prioritaires et les diverses contraintes rencontrées qui
3 l'ont obligé à revoir sa planification relative aux demandes de tiers.

2.4 Croissance de la demande

4 L'enveloppe globale d'investissement liée à la croissance de la demande totalise
5 329,3 M\$ pour 2013, soit un montant inférieur de 6,7 M\$ à celle autorisée pour 2012.

6 Alimentation des abonnés

7 Sur la base de la prévision des nouveaux abonnements du Distributeur, les
8 investissements prévus s'élèvent à 204,6 M\$ pour 2013 soit un niveau comparable à
9 celui de 2012.

10 Le tableau 6 présente l'évolution des nouveaux abonnements et des investissements
11 pour l'alimentation des abonnés, et ce, pour la période de 2011 à 2013.

TABLEAU 6
ÉVOLUTION DES NOUVEAUX ABONNEMENTS ET DES INVESTISSEMENTS POUR L'ALIMENTATION
DES ABONNÉS

	Année historique	Autorisé D-2011-028	Année de base	Année témoin
	2011	2012	2012	2013
Nouveaux abonnements résidentiels et agricoles ¹	48 228	43 000	46 200	43 000
Investissements (M\$)	208,5	204,0	203,3	204,6

¹ Correspond au nombre de nouveaux abonnements résidentiels et agricoles ayant servi
à l'établissement des besoins en investissement en alimentation des abonnés.

12

1 De plus, tel que mentionné lors du dernier dossier tarifaire⁹, le Distributeur a débuté sa
2 réflexion sur l'opportunité de développer des ententes multipartenaires visant la
3 conversion de portions du réseau monophasé en réseau triphasé. À cet égard, deux
4 projets pilotes sont en cours à Saint-Pierre-de-Lamy (Témiscouata) dans le
5 Bas-Saint-Laurent et Saint-Lucien dans le Centre-du-Québec. D'autres projets
6 pourraient s'ajouter. Ainsi, la prévision de 204,6 M\$ en 2013 inclut 5 M\$ relativement à
7 ces ententes.

8 À la lumière des résultats de ces projets pilotes, le Distributeur entend proposer un
9 programme multipartenaires dont il déposera les modalités à la Régie en 2013.

10 ***Réseau de distribution***

11 L'enveloppe globale demandée pour 2013 est de 108 M\$, soit des investissements
12 comparables à ceux autorisés pour 2012. Le Distributeur poursuit ses programmes
13 d'équipement ainsi que ses projets d'intégration des postes satellites du Transporteur.

14 ***Réseaux autonomes***

15 En 2013, les besoins en équipements de production des réseaux autonomes sont
16 estimés à 8,6 M\$, soit des investissements comparables au budget autorisé en 2012.
17 Ce montant inclut une somme de 2,0 M\$ pour le début des travaux relatifs à la
18 construction de la centrale de réserve de Schefferville, tel que présenté en annexe à la
19 présente pièce.

20 ***Mesurage et relève***

21 En baisse de 3,1 M\$ par rapport à ceux autorisés pour 2012, le Distributeur établit ses
22 besoins d'investissement pour les appareils de mesure à 7,1 M\$. Cette diminution des
23 investissements est attribuable à la réutilisation, pour les nouveaux abonnements, de
24 compteurs rendus disponibles en raison de la mise en œuvre du projet LAD.

⁹ Voir la pièce HQD-8, document 5, page 11 du dossier R-3776-2011.

3 PROJETS SUPÉRIEURS À 10 M\$

- 1 Conformément à la Loi, les projets de cette catégorie doivent être présentés
- 2 individuellement à la Régie et faire l'objet d'une demande d'autorisation spécifique.

3.1 Projets autorisés

TABLEAU 7
PROJETS > 10 M\$ AUTORISÉS (M\$)

PROJETS	Année de base 2012	Année témoin 2013	2014	2015	2016	2017
Raccordement du village de La Romaine	0,2					
Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution	0,4					
Construction centrale thermique Kuujuaq	1,0					
Réhabilitation du 201 Jarry	3,7					
Optimisation des systèmes clientèles (OSC)	18,3					
Automatisation du réseau	24,8					
Réaménagement de l'échangeur Dorval	2,2	2,1	0,5			
Construction de la centrale thermique d'Akulivik	3,6	13,0	23,2	7,7	0,1	
Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)	22,3	22,7	20,4	21,6	25,3	27,0
Travaux de raccordement du réseau de distribution						
<i>Poste Anne Hébert</i>	0,8					
<i>Poste Neubois</i>	3,8					
<i>Poste St-Bruno-de-Montarville</i>	8,3	9,8				
<i>Poste Charlesbourg</i>	11,3	8,9	2,9			
<i>Poste Limoilou</i>	20,7	10,4	6,2	1,8		
<i>Poste Lefrançois</i>	2,5	5,1	5,2	9,4	4,7	
<i>Poste Bélanger</i>	16,2	14,5	15,2	5,0	5,4	3,9
<i>Poste Bourassa</i>	0,9	6,0	7,6	12,2	2,7	3,5

- 3 Le rapport annuel 2011 du Distributeur fait état de l'avancement des projets de plus de
- 4 10 M\$. De ces derniers, seul l'échéancier du projet de l'échangeur Dorval ne peut être
- 5 confirmé, ce dernier étant tributaire du calendrier des travaux réalisés par le Ministère
- 6 du transport du Québec (MTQ).

- 7 Par ailleurs, le Distributeur a obtenu, en avril dernier, l'autorisation de la Régie pour le
- 8 projet de raccordement du poste Lefrançois, lequel apparaît au tableau 7.

- 9 Cependant, le Distributeur tient à préciser certains éléments relativement à trois des
- 10 projets dont il fait état dans son rapport annuel, soit le projet du raccordement du village
- 11 de La Romaine, le projet CATVAR, ainsi que le projet OSC.

1 ***Raccordement du village de La Romaine***

2 En juin 2009, dans sa décision D-2009-080, la Régie autorisait la réalisation du projet de
3 raccordement du village de La Romaine pour un coût estimatif de 32,1 M\$. Dans ses
4 Rapports annuels 2010 et 2011, le Distributeur indiquait que, suite au premier appel
5 d'offres public lancé durant l'automne 2010, aucun contrat n'avait été attribué en raison
6 des prix soumis par les entrepreneurs en construction qui étaient significativement
7 supérieurs aux estimations initiales. Cette situation s'explique notamment par la
8 complexité du milieu d'accueil et des conditions de réalisation du projet sur la
9 Basse-Côte-Nord.

10 En 2011, le Distributeur a décidé de procéder à une réévaluation du projet. Dans le
11 contexte de la mise en place des initiatives reliées au Plan Nord, le Distributeur désire
12 s'assurer que la solution retenue sera techniquement et économiquement optimale.
13 Ainsi, le Distributeur souhaite analyser toutes les solutions possibles afin de retenir le
14 projet assurant la pérennité et la fiabilité de l'alimentation dans le contexte de l'ouverture
15 du territoire.

16 Considérant l'ensemble de ces éléments, le Distributeur a décidé de suspendre le projet
17 tel que présenté en 2009. Les dépenses engagées depuis le début du projet s'élèvent à
18 8,2 M\$. Les travaux réalisés à ce jour (ingénierie, déboisement et plantage de poteaux)
19 pourront être valorisés, dans le cadre des activités normales du Distributeur ou lors de
20 l'implantation de la solution qui sera éventuellement retenue.

21 Le Distributeur tient à souligner que cette décision n'engendre aucun impact tarifaire
22 dans le présent dossier et, qu'en attendant une nouvelle solution, il prend les mesures
23 nécessaires afin d'assurer la fiabilité et la robustesse de l'actuelle centrale de production
24 électrique.

25 ***CATVAR***

26 L'échéancier du projet CATVAR a dû être revu de telle sorte que le projet sera finalisé
27 en 2018 plutôt qu'en 2015, comme il était prévu initialement. Le déploiement de
28 l'asservissement de la tension sur le réseau de distribution requiert des travaux tant sur

1 le réseau de distribution qu'au niveau des postes satellites du Transporteur. Or, à court
2 terme, plusieurs projets prioritaires sur les réseaux de distribution et de transport doivent
3 être réalisés. Conséquemment, et de concert avec le Transporteur, le Distributeur a dû
4 revoir la planification des travaux associés au projet CATVAR.

5 Le Distributeur tient à préciser qu'en aucun cas, ce report d'échéancier ne remet en
6 question l'atteinte de l'objectif de 2 TWh d'économie d'énergie à l'horizon du projet.

7 **OSC**

8 Tel que prévu au dossier R-3747-2010¹⁰, le Distributeur effectue une gestion active et
9 en continu des risques associés au projet OSC. Ainsi, le Distributeur a choisi de réviser
10 le périmètre des optimisations fonctionnelles afin de mieux gérer les impacts sur le
11 centre d'appels et le service à la clientèle. Il en découle un léger report au niveau du
12 calendrier des travaux, avec une mise en service prévue en décembre 2012.

¹⁰ Voir la pièce HQD-1, document 1, section 6 du dossier R-3747-2010.

3.2 Projets à autoriser

**TABLEAU 8
PROJETS > 10 M\$ À AUTORISER (M\$)**

PROJETS	Année historique 2011	Année de base 2012	Année témoin 2013	2014	2015	2016	2017
Lecture à distance (LAD)	28,0	44,3	182,5	240,2	164,0	70,7	69,5
Travaux de raccordement du réseau de distribution							
<i>Poste Port Daniel</i>		0,2	4,1	7,2	6,2		
<i>Poste Fleury</i>			1,8	17,4	17,4	15,2	6,1
<i>Poste Charland</i>			5,9	6,8	1,9		
<i>Poste Duchesnay</i>				5,2	5,9		
<i>Poste Lac des rapides</i>				7,0	6,0	5,0	
<i>Poste St-Jean</i>				0,5	11,8	11,8	10,7
<i>Poste Baie St-Paul</i>					4,5	7,6	
<i>Poste Delorimier</i>					7,2	8,6	8,3
<i>Poste Atwater</i>						0,6	12,1
<i>Poste Longue-Pointe</i>						0,5	13,1
<i>Poste Montréal-Nord</i>						0,3	7,5
<i>Poste Reed</i>							0,6
Réfection de la ligne de transport L0778 des Îles-de-la-Madeleine		0,3	1,6	28,6			
Optimisation des systèmes Maintenance - POM			15,6	8,0			
Alimentation Clova			1,5	6,2	6,2		
Plan évolution Rimouski			0,1	8,0	8,1		
Ajouts de puissance							
<i>Centrale thermique de Tasiujaq</i>				4,8	11,9	7,2	
<i>Centrale thermique de Kuujuaq</i>						1,9	11,6
<i>Centrale thermique de Cap-aux-Meules</i>						1,7	3,0
Construction de la centrale thermique de Puvirnituq				1,6	2,3	23,9	26,9
Réfection des digues Menihék - Schefferville				0,5	3,5	7,0	3,0
Évacuateur de crues Menihék - Schefferville					6,0	6,0	6,0
Remplacement du câble de relève de l'île d'Orléans					0,7	5,5	6,0

1 **Lecture à distance (LAD)¹¹**

2 Le Distributeur est en attente des décisions de la Régie quant à l'approbation de la
3 première phase du projet LAD¹² et de l'option d'installation d'un compteur n'émettant pas
4 de radiofréquences¹³. Cette phase couvre la mise en place des technologies de
5 l'information en support à l'infrastructure de mesurage avancée et le déploiement de la
6 première phase d'un plan de remplacement des compteurs qui s'étalera sur une période
7 d'environ dix-huit mois. Le projet s'inscrit dans une initiative plus globale d'implantation
8 de la lecture à distance pour quelque 3,8 millions de compteurs de nouvelle génération
9 qui seront déployés sur une période d'environ cinq ans. Le Distributeur rappelle
10 également que le projet LAD inclut des travaux préparatoires ayant débuté en 2010.

¹¹ Voir la pièce HQD-4, document 2 traitant des projets supérieurs à 10 M\$ intégrés mais non autorisés.

¹² Voir le dossier R-3770-2011.

¹³ Voir le dossier R-3788-2012.

1 ***Travaux de raccordement du réseau de distribution***

2 Les travaux de raccordement du réseau de distribution aux postes satellites du
3 Transporteur sont requis, soit pour répondre à la croissance de la charge locale, soit
4 pour assurer la pérennité des équipements du Transporteur ou pour le maintien des
5 actifs du Distributeur.

6 Outre le projet du poste Charland, déposé récemment, deux autres projets feront l'objet
7 de demandes d'autorisation spécifique au cours des prochains mois, soit ceux des
8 postes de Port-Daniel et Duchesnay.

9 ***Réfection de la ligne de transport L0778 des Îles-de-la-Madeleine***

10 Afin de sécuriser l'alimentation électrique des Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur
11 prévoit faire la réfection de la ligne de transport à 69 kV qui est située dans une zone de
12 forte pollution saline. Ce projet fait présentement l'objet d'analyses afin de sélectionner
13 la solution optimale.

14 ***Optimisation des systèmes Maintenance - POM***

15 Ce projet, qui vise une optimisation des processus de planification et
16 d'ordonnancement, intégrera la mobilité des activités réalisées par le Distributeur sur
17 son réseau. Ce projet devrait faire l'objet d'une demande d'autorisation à la Régie au
18 cours des prochains mois.

19 ***Alimentation Clova***

20 Le village de Clova en Haute-Mauricie est actuellement alimenté par une centrale diesel
21 qui arrive à la fin de sa vie utile. Le Distributeur envisageait la construction d'une ligne
22 d'alimentation à 25 kV afin de raccorder le village au réseau intégré. Pour des
23 considérations économiques et techniques, la solution est présentement en
24 réévaluation.

1 ***Plan évolution Rimouski***

2 En raison de l'augmentation de la charge, ce projet vise une reconfiguration du réseau
3 de la ville de Rimouski et de ses environs. La réalisation du projet se fera conjointement
4 avec le Transporteur.

5 ***Ajouts de puissance de production***

6 Afin de répondre à la croissance de la demande à Tasiujaq, à Kuujuaq et aux Îles-de-
7 la-Madeleine, le Distributeur prévoit procéder à un ajout de puissance aux centrales
8 alimentant ces réseaux autonomes. L'analyse de l'opportunité de raccorder les Îles-de-
9 la-Madeleine au réseau intégré pourrait influencer la réalisation du projet d'ajout de
10 puissance à ce réseau autonome.

11 ***Construction de la centrale thermique de Puvirnituk***

12 Le Distributeur envisage actuellement la possibilité de construire une nouvelle centrale
13 permettant l'intégration d'un éventuel projet éolien, considérant que la centrale
14 alimentant en électricité le village de Puvirnituk est en fin de vie utile.

15 ***Réfection des digues Menihek - Schefferville***

16 Les digues de la centrale Menihek sont âgées de près de soixante ans. Un diagnostic
17 est en cours d'établissement afin de déterminer leur état et, de fait, le besoin d'une
18 réfection pour en assurer la pérennité.

19 ***Évacuateur de crues Menihek - Schefferville***

20 Ce projet concerne la réfection de l'évacuateur de crues de la centrale Menihek qui a
21 près de soixante ans.

22 ***Remplacement du câble de relève de l'île d'Orléans***

23 Ce projet vise le remplacement du câble de relève qui assure l'alimentation de la charge
24 de l'île d'Orléans.

4 INVESTISSEMENTS AUTORISÉS AVANT L'ENTRÉE EN VIGUEUR DE L'ARTICLE 73

- 1 Le programme d'enfouissement se poursuit comme prévu, sous les volets
 2 « Multipartenaires d'enfouissement sur des sites d'intérêt patrimonial et culturel » et
 3 « Embellir les voies publiques ».

**TABLEAU 9
PROGRAMME D'ENFOUISSEMENT (M\$)**

Année de base 2012	Année témoin 2013	2014	2015	2016	2017
10,0	12,0	14,0	15,0	15,0	12,0

5 SOMMAIRE DES PRÉVISIONS LONG TERME DES INVESTISSEMENTS

**TABLEAU 10
ÉVOLUTION DES BESOINS D'INVESTISSEMENT PRÉVUS À LONG TERME (M\$)**

CATÉGORIES	Année de base 2012	Année témoin 2013	2014	2015	2016	2017
Maintien des actifs	315,0	442,5	544,4	461,0	367,8	367,1
Amélioration de la qualité	44,6	26,6	40,4	39,2	37,9	49,6
Croissance de la demande	423,1	433,1	473,1	464,2	469,8	488,1
Respect des exigences	59,5	71,7	74,1	68,7	65,6	61,5
TOTAL	842,2	973,9	1 132,0	1 033,1	941,1	966,3

- 4 Les investissements en maintien des actifs contribuent pour une très large part à
 5 l'augmentation des besoins totaux d'investissement au cours des années 2013 à 2015.
 6 De façon plus précise, cette augmentation s'explique par le projet LAD dont le
 7 déploiement s'échelonne jusqu'en 2018 et pour lequel le plus fort des investissements
 8 seront réalisés de 2013 à 2015.

- 9 En ce qui a trait aux investissements prévus en croissance de la demande, le projet
 10 CATVAR ainsi que les projets de travaux d'intégration du réseau de distribution aux

- 1 postes satellites expliquent l'essentiel de l'évolution des besoins sur la période
- 2 observée.

ANNEXE

ÉLÉMENTS JUSTIFIANT LES INVESTISSEMENTS

REQUIS POUR SCHEFFERVILLE

1 CONTEXTE

1 La présente annexe vise en premier lieu à répondre à la demande que la Régie
2 formulait dans sa décision D-2012-024.

3 « Avant d'autoriser un investissement pour un bâtiment abritant des groupes de
4 secours et l'installation d'un nouveau groupe de secours, la Régie demande au
5 Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une mise à
6 jour de sa stratégie globale d'investissement en lien avec l'évolution de
7 l'ensemble des besoins futurs du réseau de Schefferville¹⁴. »

8 Dans cette même décision¹⁵, la Régie énonçait qu'elle était « sensible aux arguments
9 présentés par le Distributeur quant à la *permanetisation* des groupes existants dans
10 une centrale thermique de réserve » et se disait « préoccupée par l'état de la ligne de
11 transport entre Menihek et Schefferville, qui doit faire l'objet d'importants travaux de
12 réhabilitation, ainsi que par l'état du réseau de distribution de Schefferville et des
13 contrôles de ce réseau. »

14 Ainsi, en second lieu, le Distributeur souhaite apporter des éléments complémentaires
15 aux faits justifiant la construction d'une centrale thermique de réserve à Schefferville.

16 Le Distributeur réitère toutes les explications qu'il a déjà données, relativement au
17 réseau de Schefferville, au cours des dossiers tarifaires précédents et des plans
18 d'approvisionnement, en particulier quant aux moyens à mettre en place pour assurer la
19 fiabilité de l'alimentation électrique de cette région¹⁶.

20 Toute interruption prolongée de l'alimentation électrique met en péril la satisfaction de
21 besoins essentiels de la communauté isolée. Pour ne donner qu'un exemple des risques
22 potentiels, une panne générale en plein hiver pourrait provoquer le gel du système d'eau
23 potable de la ville et des résidences, en moins de 48 heures, puisque les câbles

¹⁴ Page 168.

¹⁵ Page 167.

¹⁶ Voir, entre autres *et de façon non limitative* : R-3648-2007, HQD-2, document 1, p. 33-34, HQD-3, document 1, r. 45.4-45.7 ; R-3740-2010, HQD-12, document 5 ; R-3748-2010, HQD-2, document 1, p. 42-43, HQD-4, document 1.1, r. 34.1, HQD-5, document 1.1, r. 8.1-8.5 R-3776-2011, HQD-13, document 1, p. 28-31, HQD-14, document 1, r. 12.1-12.3, 13.1, HQD-14, document 1.2, r. 114.1-114.4, 115.1-115.2, HQD-14, document 1.3, r. 27.1, 28.1-28.2.

1 chauffants du réseau d'eau ne fonctionneraient plus.

2 Le Distributeur rappelle qu'une centrale de réserve est essentielle, indépendamment de
3 tout gain d'efficacité énergétique pouvant être réalisé¹⁷. Il souligne que, conformément à
4 la demande de la Régie¹⁸, il poursuit ses efforts pour concevoir des mesures concrètes
5 de gestion de la demande en puissance à Schefferville.

2 INVESTISSEMENTS PRÉVUS 2012-2017

6 Le Distributeur présente ci-après un tableau sommaire des investissements prévus. Les
7 montants inscrits font l'objet de mises à jour systématiques dans le cadre des
8 demandes d'autorisation des investissements et ne sont donc fournis qu'à titre indicatif.

9 Ces investissements visent à assurer la pérennité des installations et, partant, à
10 améliorer la sécurité et la fiabilité de l'alimentation électrique de Schefferville.

11 **TABLEAU A-1**
12 **INVESTISSEMENTS PRÉVUS À SCHEFFERVILLE ET À MENIHEK (M\$)**
13 **2012-2017**

	Total	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Production	69,7	2,2	4,7	12,9	22,7	17,9	9,3
Transport	19,2	1,5	1,7	7,2	6,0	1,4	1,4
Distribution	1,9	0,5	0,3	0,1	0,4	0,1	0,5
Total	90,8	4,2	6,7	20,2	29,1	19,4	11,2

14
15 Deux projets supérieurs à 10 M\$ feront l'objet d'une demande d'autorisation spécifique à
16 la Régie¹⁹ :

- 17
- la réfection de l'évacuateur de crues, prévue de 2015 à 2018 ;
 - la réfection des digues et perrés, prévue de 2014 à 2017.
- 18

¹⁷ Voir la section 4.6.2 de la pièce HQD-8, document 8.

¹⁸ Décision D-2012-024, page 169.

¹⁹ Les dépenses relatives aux études d'avant-projet sont incluses dans les montants apparaissant au tableau A-1.

1 Un troisième projet pourrait aussi faire l'objet d'une demande d'autorisation spécifique,
2 selon les résultats de l'avant-projet de réfection du groupe turbine-alternateur # 1. Il est
3 important de rappeler que le Distributeur demeure tributaire de la réalisation des actions
4 de NALCOR pour la mise en œuvre des investissements dans les installations situées
5 en territoire terre-neuvien, propriété de cette dernière.

3 BESOINS JUSTIFIANT LA CENTRALE THERMIQUE DE RÉSERVE

3.1 Critère de fiabilité et de stabilité

6 Le Distributeur réitère que des groupes électrogènes fiables sont requis pour assurer le
7 respect du critère de fiabilité et de stabilité que la Régie a reconnu comme nécessaire.
8 Rappelons que la fiabilité de fonctionnement des groupes électrogènes actuels n'est
9 pas assurée l'hiver, comme le Distributeur l'a déjà expliqué, puisqu'ils ont été installés
10 en urgence dans des remorques temporaires non conçues pour les conditions
11 nordiques. Il est donc impératif de mettre les groupes à l'abri car ce problème de fiabilité
12 ne se présente pas qu'au démarrage des groupes mais se présente surtout pendant
13 leur fonctionnement, compte tenu du fort appel d'air froid des moteurs qui gèle les
14 composantes tel que déjà mentionné²⁰. Contrairement à Schefferville, les centrales de
15 réserve de la Basse-Côte-Nord sont des installations permanentes, ce qui permet un
16 fonctionnement adéquat en milieu nordique (radiateurs à l'extérieur, bâtiment chauffé,
17 ventilation appropriée, salle de commande indépendante, etc.).

18 Le Distributeur juge également important de rappeler que la centrale de Menihek est
19 propriété de NALCOR, laquelle est entièrement responsable des travaux liés à son
20 entretien et à son exploitation. Bien que le comité conjoint d'exploitation planifie les
21 activités en considérant les besoins du Distributeur, NALCOR demeure responsable de
22 la réalisation des travaux et des délais d'intervention. NALCOR a, par ailleurs,
23 l'obligation d'agir avec diligence en pareil cas, conformément aux dispositions prévues
24 au contrat.

²⁰ Voir la réponse à la question 115.2 de la demande de renseignement n° 1 de la Régie dans le cadre du dossier R-3776-2011, pièce HQD-14, document 1.2.

1 Le Distributeur souligne que le groupe turbine-alternateur # 3, d'une puissance de 8 MW
2 est arrêté depuis le 10 mars 2012 à cause de problèmes mécaniques. Lors de l'arrêt du
3 groupe # 3, les deux autres groupes de la centrale fonctionnaient à leur limite de
4 capacité pendant une période de grand froid. Cette situation a créé une instabilité du
5 réseau qui a entraîné trois pannes générales à Schefferville au cours de la semaine.

3.2 Principaux risques de pannes majeures

6 Une revue des risques pour l'alimentation électrique de Schefferville, effectuée en 2011,
7 démontre clairement que ceux-ci sont plus étendus qu'une panne du groupe de 8 MW.
8 Ces risques sont notamment liés à la fiabilité des actifs de la centrale ainsi qu'au délai
9 d'intervention de NALCOR pour la remise en production lors de problèmes.

- 10 • Centrale de Menihék

- 11 • Les câbles de puissance ont déjà court-circuité deux fois à l'entrée du
12 transformateur # 2. Ces câbles alimentent Schefferville et passent dans
13 un caniveau désuet et non étanche. Risque : perte de la production de la
14 centrale pour plusieurs jours.

- 15 • Le groupe turbine-alternateur # 1 dépasse de 10 fois la norme de
16 verticalité. Risque : bris mécanique avec perte de 4,5 MW de production
17 pour plusieurs mois.

- 18 • Ouvrages civils

- 19 • Les quatre vannes de l'évacuateur, très dégradées, doivent être
20 parfaitement opérationnelles pour évacuer les crues. Or, la capacité
21 actuelle de celles-ci est dépassée en moyenne tous les cinq ans (p. ex.
22 1998, 2004, 2006). Il faut alors enlever des poutrelles des pertuis.
23 Plusieurs poutrelles sont cassées ou ont leurs points d'ancrage
24 dégradés, ce qui empêche de les enlever. Risque : en cas d'incapacité
25 d'évacuer la crue, l'installation pourrait être en partie inondée, ce qui
26 pourrait entraîner la perte de production de la centrale pour une longue
27 période (mois ou même années).

- 1 • Les vagues attaquent les digues lors de tempêtes dont la période de
2 récurrence est de deux ans. La revanche des digues est insuffisante. Il
3 faut refaire le perré et rehausser les digues. Risque : rupture de digues,
4 ce qui entraînerait la perte de la production électrique et de l'accès
5 ferroviaire pendant plusieurs mois.
- 6 • Lignes et poste de Menihek
- 7 • Le Distributeur l'a déjà souligné, les lignes de transport, situées
8 majoritairement au Labrador, sont en mauvais état. Risque : pannes suite
9 à un bris d'équipement.
- 10 • Le poste de Menihek a manqué d'entretien depuis 1982. Risque : pannes
11 prolongées (plusieurs semaines) à cause d'un bris majeur d'équipement.

4 CONCLUSION

12 Le Distributeur propose deux axes pour améliorer la sécurité de l'alimentation électrique
13 de Schefferville.

14 Le premier axe concerne la centrale de réserve proposée.

15 Pour respecter le critère de fiabilité, le Distributeur réitère qu'il est essentiel d'assurer
16 une source fiable de réserve pour la région de Schefferville. La meilleure façon d'arriver
17 à cette fin est de relocaliser les groupes électrogènes dans un abri conçu pour les
18 conditions hivernales propres à cette région. La centrale de réserve proposée constitue
19 le concept minimal et de moindre coût pour répondre à ce besoin.

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

1 Au besoin, cette centrale de réserve servirait aussi lors de travaux d'entretien de
2 NALCOR nécessitant un arrêt de production ou d'entretien majeur du Distributeur dans
3 ses postes. À cet égard, la situation de Schefferville est semblable à celle du réseau du
4 Lac-Robertson où des centrales thermiques sont conservées en « réserve froide » pour
5 satisfaire le critère de puissance garantie et en même temps pallier d'éventuelles
6 interruptions d'alimentation causées par une panne ou un entretien majeur de la ligne
7 de transport ou de la centrale hydroélectrique.

8 Le second axe est le plan d'investissement proposé et préparé conjointement avec
9 NALCOR par l'intermédiaire du comité d'exploitation. La mise en œuvre de ce plan est
10 sous la responsabilité de NALCOR pour tous les actifs situés au Labrador, soit la totalité
11 des installations de production et de plus de 85 % des lignes de transport.

12 Le Distributeur souligne que ses investissements dans ses réseaux autonomes sont
13 essentiels pour assurer, au meilleur coût, la fiabilité de l'alimentation électrique des
14 communautés isolées et éloignées.

15 Le Distributeur demande donc à la Régie l'autorisation d'investir pour Schefferville, en
16 2013, une somme de 6,7 M\$, prévue dans l'enveloppe pour les projets de moins de
17 10 M\$. Ce montant inclut une somme de 2,0 M\$ pour le début des travaux relatifs à la
18 construction de la centrale de réserve.