

**PROJET DE RENFORCEMENT DU RÉSEAU
À 230 KV ET 120 KV ALIMENTANT LE PARC INDUSTRIEL
DE BÉCANCOUR**

TABLE DES MATIÈRES

1	INTRODUCTION.....	5
2	OBJECTIFS VISÉS	6
2.1	Objectifs visés par le Projet	6
3	DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS VISÉS	11
3.1	Description des travaux	11
3.1.1	<i>Pour augmenter la capacité de transformation du poste de Bécancour</i>	<i>12</i>
3.1.2	<i>Pour augmenter la capacité et rehausser la fiabilité de l'alimentation globale à 230 kV du poste de Bécancour.....</i>	<i>13</i>
3.2	Justification du Projet en relation avec les objectifs	14
4	SOLUTIONS ENVISAGÉES.....	16
4.1	Solution 1 – Reconstruction de deux circuits à 230 kV qui alimentent le poste de Bécancour et ajout d'un 3^e transformateur.....	16
4.2	Solution 2 – Ajout d'une dérivation à 230 kV vers un nouveau départ au poste de Bécancour, redémarrage de la centrale de TCE, nouvelle ligne de 25 km à 120 kV et reconstruction de 31 km de ligne à 230 kV.....	17
4.3	Estimation des coûts des solutions envisagées	18
5	COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET	19
5.1	Sommaire des coûts	19
5.2	Principales composantes du coût des travaux.....	22
6	IMPACT TARIFAIRE	28
7	IMPACT SUR LA FIABILITÉ ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ	29
8	CONCLUSION	30

Tableaux

Tableau 1 Concordance entre la demande du Transporteur et le *Règlement*.....6
Tableau 2 Prévion des charges alimentées en été par le poste de Bécancour9
Tableau 3 Échéancier de réalisation du Projet.....16
Tableau 4 Comparaison économique des solutions (en M\$ actualisés 2011).....19
Tableau 5 Coûts des travaux avant-projet et projet par élément (en milliers de dollars de réalisation)
.....20
Tableau 6 Taux d'inflation spécifiques.....20
Tableau 7 Coûts du « Client »25
Tableau 8 Prévion des charges alimentées en été par le poste de Bécancour (Projet réalisé).....30

Figures

Figure 1 Réseau de transport alimentant le parc industriel de Bécancour.....8
Figure 2 Répartition des coûts d'HQÉ pour la phase projet23
Figure 3 Répartition des coûts d'HQÉ en %24

Annexes

Annexe 1 Schéma unifilaire – Ajout d'un transformateur au poste de Bécancour 230-120 kV
Annexe 2 Schéma de liaison – Réseau à 230 kV alimentant le poste de Bécancour
Annexe 3 Liste des principales normes appliquées au Projet
Annexe 4 Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois
Annexe 5 Analyse économique
Annexe 6 Coûts annuels
Annexe 7 Impact tarifaire

1 INTRODUCTION

1 Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le
2 « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin de
3 construire les immeubles et les actifs requis pour le renforcement du réseau à 230 kV et
4 120 kV alimentant le parc industriel de Bécancour par la reconstruction de certains circuits
5 reliant les postes de la Nicolet, de Bécancour et de Gentilly-2, ainsi que par l'ajout d'un
6 transformateur au poste de Bécancour et autres travaux connexes (le « Projet »). Les mises
7 en service prévues s'échelonnent entre juillet 2012 et octobre 2013.

8 Le Projet qui s'inscrit dans les catégories d'investissement « croissance des besoins de la
9 clientèle » et « maintien des actifs » est réalisé dans une zone privilégiée d'implantation
10 industrielle constituant un pôle de développement économique important au Québec. Le
11 Projet vise à répondre à l'accroissement prévu de la charge d'Hydro-Québec dans ses
12 activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») et à assurer la fiabilité et la pérennité
13 de certaines installations. Le coût total est de 100,5 M\$, dont 66,1 M\$ sont attribués à des
14 travaux destinés à répondre à la croissance de la charge locale, et 34,4 M\$ sont attribués à
15 des travaux relatifs au maintien de la fiabilité et de la pérennité des actifs visés.

16 Pour l'essentiel, le Projet consiste à :

- 17 • reconstruire les circuits 2383 et 2386 reliant les postes de la Nicolet, de Bécancour
18 et de Gentilly-2 ;
- 19 • réaménager l'ensemble des circuits à 230 kV reliant ces trois postes ;
- 20 • ajouter un troisième transformateur à 230-120 kV de 400 MVA au poste de
21 Bécancour ;
- 22 • remplacer des équipements de mesure et de protection et sécuriser les
23 équipements de mise à la terre du poste de Bécancour.

24 Le Transporteur précise qu'afin de respecter l'échéancier du Projet, des activités
25 d'ingénierie indispensables, notamment à la préparation des documents qui seront déposés
26 au soutien des futurs appels d'offres, doivent être entreprises dès maintenant. Ces activités
27 ne sont qu'un prolongement essentiel aux activités similaires à celles d'avant-projet, mais se
28 veulent plus détaillées.

29 Le tableau 1 suivant fait état de la concordance entre la demande du Transporteur,
30 présentée conformément à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « *Loi* »), et les
31 renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*
32 *autorisation de la Régie de l'énergie* (le « *Règlement* »).

Tableau 1
Concordance entre la demande du Transporteur et le Règlement

Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie				Pièce	Section ou annexe
Article	Alinéa	Para- graphe	Renseignements requis		
2	1	1 ^o	Les objectifs visés par le projet	HQT-1, Document 1	2
2	1	2 ^o	La description du projet	HQT-1, Document 1	3
2	1	3 ^o	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT-1, Document 1	3
2	1	4 ^o	Les coûts associés au projet	HQT-1, Document 1	5 Annexe 6
2	1	5 ^o	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-1, Document 1	4 et 6
2	1	6 ^o	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQT-1, Document 1	Annexe 4
2	1	7 ^o	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-1, Document 1	6 Annexe 7
2	1	8 ^o	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT-1, Document 1	7
2	1	9 ^o	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	HQT-1, Document 1	4 Annexe 5
3	1	1 ^o	La liste des principales normes techniques	HQT-1, Document 1	Annexe 3
3	1	3 ^o	Le cas échéant, les engagements contractuels et les contributions financières	HQT-1, Document 1	s.o.

2 OBJECTIFS VISÉS

2.1 Objectifs visés par le Projet

- 1 Le Projet vise à répondre à la croissance de la charge industrielle prévue au parc industriel
- 2 de Bécancour et à résoudre des enjeux identifiés en pérennité. En croissance, le Projet
- 3 permettra d'augmenter la capacité d'alimentation du parc industriel en éliminant la
- 4 surcharge de certains circuits à 230 kV et en augmentant la capacité de transformation de la
- 5 section à 230-120 kV du poste de Bécancour.

1 En pérennité, le Projet permettra de reconstruire un tronçon de 31 km de ligne monoterne à
2 230 kV et de remplacer des équipements au poste de Bécancour.

3 *Mise en contexte*

4 Le parc industriel de Bécancour est stratégique pour le développement économique du
5 Québec. Il s'agit d'un site privilégié d'implantation industrielle, faisant régulièrement l'objet
6 de prospection et de demandes de clients industriels majeurs.

7 Le poste source de Bécancour, situé dans ce parc industriel, en est la principale source
8 d'alimentation électrique. Ce poste est alimenté par quatre circuits à 230 kV. Deux circuits
9 proviennent du poste de la Nicolet (l'un ayant une capacité plus faible que l'autre). Les deux
10 autres proviennent du poste de Gentilly-2 (ici aussi, l'un des deux circuits a une capacité
11 plus faible que l'autre). La centrale de Gentilly-2 est reliée au poste de la Nicolet par un
12 autre circuit, portant à trois le nombre de circuits provenant du poste source de la Nicolet
13 vers la zone du parc industriel de Bécancour. Pour compléter,, la centrale de Gentilly-2 est
14 également reliée à la rive Nord par un dernier circuit à 230 kV.

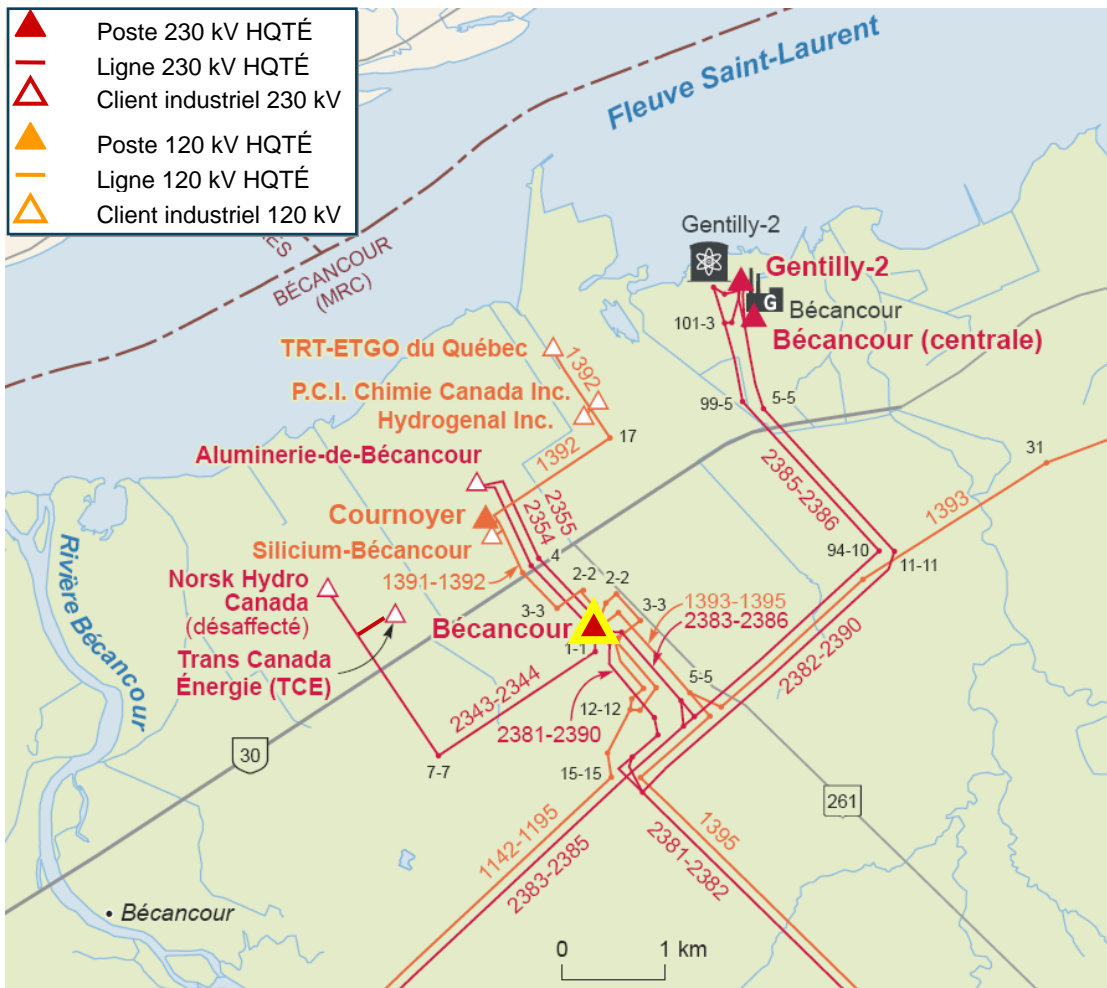
15 À 230 kV, le poste de Bécancour alimente le client industriel Aluminerie de Bécancour Inc.
16 (A.B.I.) par deux lignes monoternes à 230 kV. La centrale de production thermique de
17 TransCanada Energy Ltée (T.C.E.), dont la production est sous contrat avec le Distributeur,
18 est également reliée au poste par une autre ligne à 230 kV, cette fois biterne.

19 À 120 kV, la section source du poste de Bécancour, dotée actuellement de deux
20 transformateurs à 230-120 kV de 400 MVA, alimentent à 120 kV :

- 21 ◦ Quatre clients industriels : Hydrogénal, PCI Chimie Canada Inc. (Olin), Silicium
22 Bécancour Inc. (S.B.I.) et TRT-ETGO du Québec Inc. (depuis août 2009).
- 23 ◦ Six postes satellites à 120-25 kV : Cournoyer (situé dans le parc industriel), de
24 Daveluyville, Moras, de Parisville, de Plessisville et de Villeroy. Un 7^e poste, le poste de
25 Sainte-Perpétue, est considéré alimenté par le réseau avoisinant depuis l'arrivée du
26 client industriel TRT-ETGO en 2009.

27 La figure 1 suivante illustre le réseau de transport électrique alimentant à 230 kV et 120 kV
28 le parc industriel de Bécancour :

Figure 1
Réseau de transport alimentant le parc industriel de Bécancour



1 Il est à noter que la forte concentration de charges industrielles fait en sorte que les limites
 2 des équipements sont d'abord atteintes en été. Par conséquent, les limites de ce réseau
 3 sont définies par les contraintes d'été (à 30°C).

4 La charge globale à alimenter à 230 kV par le poste source de Bécancour est importante.
 5 Selon la prévision des charges du Distributeur pour l'été 2011, elle dépasse déjà 1100 MVA,
 6 incluant près de 430 MVA pour la section à 230-120 kV du poste.

7 *Enjeux liés à la croissance de la charge*

8 À 120 kV, la capacité d'alimentation du poste de Bécancour est pratiquement atteinte à l'été
 9 2011. Toute augmentation subséquente de charge à 120 kV entraîne le dépassement de la
 10 capacité limite de transformation à 230-120 kV du poste.

1 À 230 kV, la capacité d'alimentation globale du poste de Bécancour est déjà dépassée. Elle
 2 est limitée en été à 1086 MVA par les circuits 2383 et 2386 qui sont de plus faible capacité :

- 3 ○ Entre les postes de Bécancour et de Gentilly-2 (7 km) : dépassement de la capacité du
 4 circuit 2386 en été lors de l'indisponibilité de l'autre circuit 2390 lorsque la centrale de
 5 Gentilly-2 est en production.
- 6 ○ Entre les postes de Bécancour et de la Nicolet (44 km) : dépassement de la capacité du
 7 circuit 2383 en été lors de l'indisponibilité de l'autre circuit 2381 lorsque la centrale de
 8 Gentilly-2 est à l'arrêt.

9 Le tableau 2 ci-dessous résume ces constats selon l'évolution des charges prévues par le
 10 Distributeur si aucune action correctrice n'est réalisée. Le Transporteur mentionne que le
 11 Projet tient compte des plus récentes prévisions de la charge du Distributeur, tel que
 12 demandé par la Régie dans sa décision D-2010-161.

Tableau 2
Prévision des charges alimentées en été par le poste de Bécancour

Charge [MVA]		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028	2033
		historique		Prévision										
120 kV	Postes satellites	125	132	135	137	138	137	138	138	139	140	139	141	144
	Clients industriels	277	292	292	331	377	379	379	379	379	379	379	379	379
	Limite (transf.)	432												
	Total	402	424	427	468	515	516	517	517	518	519	518	520	523
230 kV	Clients industriels	714	714	714	714	764	846	846	871	871	871	871	871	871
	Limite (réseau)*	1086												
	Total	1116	1138	1141	1182	1279	1362	1363	1388	1389	1390	1389	1391	1394

* limite globale actuelle imposée en été par le circuit 2383 en contenance du circuit 2381 (centrale de Gentilly-2 à l'arrêt).

13 La capacité des circuits 2383 et 2386 réduit la fiabilité du poste. Elle requiert d'exploiter le
 14 poste de Bécancour comme deux postes indépendants, chacun alimenté par deux lignes à
 15 230 kV suite à l'ouverture des jeux de barres à 230 kV. Advenant un événement en simple
 16 contingence, des chutes de tension importantes entraîneraient alors un risque élevé de
 17 pertes de charges (incluant plusieurs clients industriels), ainsi que l'exploitation de six
 18 postes satellites sous les tensions minimales.

19 Cet enjeu de fiabilité pourrait être évité par la remise en production de la centrale de
 20 production thermique de TransCanada Energy Ltée, qui permettrait de reboucler les jeux de
 21 barres à 230 kV du poste de Bécancour. Exploité ainsi, ce réseau serait moins vulnérable,
 22 mais ne libèrerait toutefois pas de capacité d'alimentation globale additionnelle à 230 kV.

23 Le Transporteur constate que l'enjeu de croissance demeure, même en considérant la
 24 disponibilité du maximum d'installations de ce réseau. À 120 kV, lors du raccordement en

1 2009 du client industriel TRT-ETGO du Québec, une approche a été tentée pour évaluer s'il
2 était possible d'abaisser la puissance disponible des clients industriels existants afin de
3 l'utiliser pour d'autres clients, mais sans succès.

4 Ce faisant, le Transporteur a maximisé l'utilisation de ses postes et équipements qui sont
5 déjà en service et repoussé les investissements découlant de la présente demande,
6 conformément à sa pratique habituelle et tel que demandé par la Régie dans sa décision
7 D-2010-161.

8 Par conséquent, il est nécessaire d'intervenir pour permettre au réseau de transport à
9 230 kV et 120 kV desservant le parc industriel de Bécancour d'accueillir de nouvelles
10 charges.

11 Sur la base de son évaluation des projets industriels à l'étude, qui a été communiquée au
12 Transporteur, le Distributeur a établi sa prévision de croissance de charge dans la région de
13 Bécancour au cours des prochaines années à plus de 230 MW. Cette prévision est basée
14 sur l'ensemble d'un portefeuille de projets industriels qui présente un potentiel de croissance
15 de charge de près de 750 MW.

16 La capacité d'alimentation du poste de Bécancour ayant atteint ses limites, le Transporteur
17 a établi des solutions optimales à implanter pour rencontrer la croissance de charge de ce
18 parc industriel. D'abord, pour renforcer la capacité globale d'alimentation à 230 kV du poste,
19 il est requis de reconstruire certains circuits à 230 kV qui l'alimentent. Cette reconstruction
20 doit être réalisée avant (ou après) l'arrêt de la centrale de Gentilly-2 pour sa réfection
21 (contraintes de réalisation). De plus, pour toute augmentation de charge se reflétant à
22 120 kV, l'ajout d'un troisième transformateur à 230-120 kV de 400 MVA au poste de
23 Bécancour est également requis. Ce poste source est prévu pour être doté de quatre
24 transformateurs à l'étape ultime.

25 *Besoins reliés à la pérennité visés par ce projet*

26 Le Transporteur identifie également des besoins reliés à la pérennité qui commandent des
27 interventions au niveau de certaines des installations du réseau de transport qui alimente le
28 parc industriel de Bécancour.

29 En effet, une partie de l'un des deux circuits à 230 kV à reconstruire est problématique. Il
30 s'agit d'un tronçon monoterne du circuit 2383 à 230 kV, d'une longueur de 31 km à partir du
31 poste de la Nicolet, construit en 1959 en portiques de bois. Sa reconstruction s'impose,
32 suite à une évaluation de son état, de sa performance et de sa fiabilité. En 2009, une

1 évaluation physique et mécanique de ses composantes a eu lieu pour en déterminer la
2 priorisation à y accorder, en fonction des critères de pérennité dont le Transporteur s'est
3 doté afin de planifier ses interventions sur le réseau de transport. La détérioration, le
4 vieillissement et la performance ont été évalués.

5 Il ressort de cette évaluation que la détérioration des principaux composants de cette partie
6 de ligne atteint un stade avancé. En ce qui a trait au vieillissement, ce tronçon a déjà plus
7 de 50 ans de service et pratiquement tous ses composants principaux dépassent désormais
8 leur durée de vie utile. Quand à la performance, celle-ci se trouve négativement affectée par
9 les indisponibilités de ce tronçon de ligne. Sur la base de ces critères, l'évaluation du
10 Transporteur révèle une déficience à laquelle il est impératif de remédier à court terme.
11 Finalement, comme cette ligne a été construite selon d'anciens critères de conception, sa
12 capacité de tenue face à la glace et au vent est nettement en-deçà de la norme de
13 conception actuellement en vigueur. Cet état de fait, combiné à l'état de désuétude de ce
14 tronçon, fait en sorte que le Transporteur identifie un risque important d'endommagements
15 au réseau advenant un événement climatique. Pour toutes ces raisons, sa reconstruction
16 est nécessaire.

17 De plus, au poste de Bécancour, il est requis de remplacer des équipements de mesure et
18 de protection, de sécuriser les équipements de mise à la terre du poste et de remplacer la
19 clôture.

3 DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS VISÉS

3.1 Description des travaux

20 Les caractéristiques de la solution retenue par le Transporteur sont précisées au moment
21 de la préparation du cahier des charges. Un avant-projet vient ensuite confirmer la faisabilité
22 de cette solution et circonscrire les contraintes techniques et économiques liées à sa
23 réalisation.

24 En ce qui concerne la reconstruction des circuits à 230 kV, la description du projet
25 présentée à la section 3.1.2 tient compte des précisions qui découlent d'un avant-projet.

26 Cependant, l'avant-projet est en cours de réalisation pour les travaux décrits à la section
27 3.1.1 qui suit (ajout du transformateur). Ceci implique que les coûts et délais qui y sont
28 associés sont paramétriques.

3.1.1 Pour augmenter la capacité de transformation du poste de Bécancour

1 Ce projet vise à ajouter un troisième transformateur à 230-120 kV de 400 MVA au poste
2 source de Bécancour, pour augmenter la capacité de transformation à 120 kV. À l'ultime, ce
3 poste est prévu pour être doté de quatre transformateurs. De plus, certaines interventions
4 en pérennité sont prévues.

5 Aucune construction ou reconstruction de ligne à 120 kV n'est requise.

6 Sommairement, les interventions reliées à la croissance sont les suivantes :

- 7 ◦ Ajout d'un disjoncteur à 230 kV, incluant 2 sectionneurs motorisés de chaque côté du
8 disjoncteur et 3 transformateurs de courant ;
- 9 ◦ Prolongation du jeu de barres à 230 kV pour raccorder le nouveau transformateur à
10 230 kV, incluant 1 sectionneur combiné motorisé en amont du nouveau transformateur
11 (à 230 kV) et 3 parafoudres à 230 kV ;
- 12 ◦ Ajout de 1 transformateur à 230-120 kV de 400 MVA avec changeur de prises en charge
13 (CPC) à puissance constante ;
- 14 ◦ Prolongation du jeu de barres à 120 kV vers la section du nouveau transformateur,
15 incluant 3 parafoudres sur ledit transformateur, 1 sectionneur combiné motorisé en aval
16 du transformateur (à 120 kV), 2 disjoncteurs et 3 sectionneurs.
- 17 ◦ Travaux de sécurisation de l'installation puisque l'ajout de ce transformateur provoque le
18 passage du poste à une cote de sécurisation physique de niveau 3 ;
- 19 ◦ Travaux connexes directement reliés à l'ajout du transformateur. Sans s'y limiter, ces
20 travaux peuvent concerner la commande et la protection des équipements, les
21 infrastructures civils (bassin de récupération d'huile, murs coupe-feu, etc.).

22 Dans un constant souci d'optimisation de ses interventions sur le réseau de transport,
23 conformément à sa démarche de planification intégrée des investissements, le Transporteur
24 intègre au présent Projet des travaux visant à satisfaire les besoins en pérennité
25 actuellement détectés au poste de Bécancour. Une évaluation réalisée en 2010, puis
26 actualisée en 2011, a permis d'identifier les interventions requises en pérennité pouvant être
27 intégrées au Projet. La méthode d'évaluation de l'état et de la performance des actifs
28 utilisée est basée sur une matrice de risque couvrant 3 horizons (5, 10 et 15 ans). Les
29 interventions en pérennité suivantes ont ainsi été identifiées:

- 30 ◦ En appareillage, le remplacement des 3 phases de 10 unités de mesures et la
31 sécurisation des équipements de mise à la terre du poste ;

- 1 ◦ En automatismes, le remplacement des relais « Optimho » de la protection de la ligne
2 L17 (ligne à 120 kV vers le poste de Parisville) et des relais IAC-53B, CO-7 et RXEG-2
3 des protections des batteries de condensateurs à 120 kV XC5 et XC6 ;
4 ◦ Au niveau civil, le remplacement de la clôture du poste.

5 Ces interventions, et possiblement d'autres interventions connexes, seront précisées au
6 terme de l'avant-projet actuellement en cours de réalisation (ex : étude de bruit, évaluation
7 globale de la grille de mise à la terre).

8 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel au soutien de la présente
9 demande, comme annexe 1, le schéma unifilaire modifié du poste source de Bécancour à
10 230-120 kV.

3.1.2 Pour augmenter la capacité et rehausser la fiabilité de l'alimentation globale à 230 kV du poste de Bécancour

11 Ce projet vise à construire deux lignes biternes à 230 kV, une d'environ 7 km entre les
12 postes de Bécancour et de Gentilly-2 et une autre d'environ 44 km du poste de la Nicolet
13 jusqu'à proximité du poste de Bécancour. Cette dernière inclut un tronçon de 31 km
14 (actuellement) à partir du poste de la Nicolet pour lequel des besoins en pérennité ont été
15 constatés, suite à une évaluation de son état, de sa performance et de sa fiabilité, tell qu'il
16 appert plus amplement de la section 2.1.

17 Ces nouvelles lignes seront construites en utilisant les emprises des lignes existantes après
18 leur démantèlement. Ce choix est nécessaire en raison des courts délais pour respecter une
19 première mise en service en juillet 2012, soit avant l'arrêt anticipé de la centrale de
20 Gentilly-2 pour sa réfection. L'ensemble des circuits à 230 kV reliant ces trois postes seront
21 réarrangés. Ce réarrangement est essentiel pour maximiser la capacité d'alimentation à
22 230 kV au poste de Bécancour, tout en visant à réduire le nombre de croisements de lignes
23 (aspect sécurisation). Le jeu de barres à 230 kV du poste de Bécancour pourra être
24 rebouclé, l'enjeu de fiabilité décrit à la section 2.1 étant alors résolu par cette intervention.
25 Aux trois postes, des interventions mineures aux protections des lignes sont requises.

26 Les travaux à effectuer pour la reconstruction des circuits à 230 kV 2386 et 2383 sont
27 essentiellement les suivants :

- 28 ◦ Études et ingénierie de projet relatives à ces nouvelles lignes (ex : études
29 géotechniques de sol, conception de pylônes) ;

- 1 ◦ Reconstruction du circuit 2386 (7 km) entre le poste de Bécancour et le poste de départ
2 de la centrale de Gentilly-2, en conducteur « Curlew » à double faisceau, pour en
3 augmenter la capacité à 1029 MVA (à 30°C) ;
- 4 ◦ Reconstruction d'environ 14 km du circuit 2383 à partir du poste de Bécancour vers le
5 poste de la Nicolet (14 km sur 44 km), en conducteur « Curlew » à double faisceau, pour
6 en augmenter la capacité à 1029 MVA (à 30°C) ;
- 7 ◦ Reconstruction en pérennité d'environ 30 km de la ligne 2383 à partir du poste de la
8 Nicolet vers le poste de Bécancour (30 km sur 44 km), en conducteur « Curlew » à
9 double faisceau, pour en augmenter la capacité et pour solutionner l'enjeu lié à son état
10 et à sa fiabilité ;
- 11 ◦ Localisation des nouvelles lignes biternes dans les emprises existantes, à l'exception
12 d'une amélioration du tracé sur 2,2 km pour la ligne de 30 km ;
- 13 ◦ Reconstruction du circuit 2385, entraîné par les reconstructions des circuits ci-haut
14 mentionnés, sur 60 % de sa longueur (environ 21 km à partir du poste de départ de la
15 centrale de Gentilly-2) ;
- 16 ◦ Réarrangement de l'ensemble des circuits à 230 kV reliant les trois postes de la Nicolet,
17 de Bécancour et de Gentilly-2, afin d'inverser la destination des circuits 2382 et 2383,
18 ainsi que l'ordre des circuits reliés aux départs de ces trois postes ;
- 19 ◦ Modifications de certaines protections requises à ces trois postes, pour les adapter aux
20 nouvelles caractéristiques des circuits et aux changements de configuration du réseau
21 découlant du projet.

22 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel au soutien de la présente
23 demande, comme annexe 2 le schéma de liaison illustrant la reconstruction des circuits à
24 230 kV reliant les postes de la Nicolet, de Bécancour et de Gentilly-2.

3.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs

25 La solution recommandée par le Transporteur permet d'augmenter la capacité
26 d'alimentation à 230 kV et 120 kV du poste source de Bécancour et ainsi satisfaire la
27 croissance des charges prévue par le Distributeur pour le parc industriel de Bécancour. Elle
28 permet également de résoudre les enjeux de pérennité identifiés.

29 La reconstruction des lignes à 230 kV vise à solutionner les enjeux de dépassements et à
30 procurer une marge d'alimentation à 230 kV additionnelle, tout en réglant la question de
31 fiabilité liée au mode d'exploitation du poste de Bécancour.

32 De plus, cette reconstruction de lignes à 230 kV permettra également la mise en place d'une
33 infrastructure facilitant le développement ultérieur de ce réseau. La conception du projet

1 tient compte de reconfigurations possibles, tel qu'un éventuel démantèlement de la
2 traversée fluviale vers Trois-Rivières par exemple, ou encore du besoin d'ajouter un
3 cinquième circuit d'alimentation à 230 kV pour le parc industriel de Bécancour.

4 Enfin, cette reconstruction solutionne les problèmes de détérioration diagnostiqués sur une
5 partie de ligne de 31 km sur structures en bois.

6 Au poste de Bécancour, l'ajout d'un troisième transformateur à 230-120 kV permettra
7 d'augmenter de 413 MVA la capacité limite de transformation (de 432 MVA à 845 MVA, à
8 30°C). Cette augmentation de capacité sera disponible à 120 kV pour des charges
9 industrielles prévues par le Distributeur ou pourra accueillir des charges futures aux 6
10 postes satellites à 120-25 kV dont le poste de Bécancour est la source.

11 Cette intervention au poste de Bécancour permet d'y intégrer les travaux de remplacement
12 identifiés en pérennité énumérés à la section 3.1.1, ainsi que les travaux liés à la
13 sécurisation physique de l'installation. En effet, cet ajout de transformateur provoque le
14 passage du poste d'une cote de sécurisation physique de niveau 2 à une cote de niveau 3.
15 Pour répondre aux exigences de sécurisation, des travaux pour sécuriser et contrôler
16 davantage l'accès à cette installation sont requis.

17 Cette intervention est bien localisée, en ajoutant la capacité d'alimentation à 120 kV au parc
18 industriel de Bécancour, où la charge est susceptible d'augmenter. Aucune construction ou
19 reconstruction de ligne à 120 kV n'est requise.

20 L'ajout d'un transformateur dans le cadre du Projet présente comme autre avantage de
21 permettre l'ajout éventuel d'autres départs à 120 kV au poste de Bécancour, selon
22 l'évolution des besoins des clients industriels futurs.

23 Enfin, le Transporteur rappelle que sa mission de base est notamment de maintenir un
24 service de transport permettant de répondre aux besoins des clients, en assurant la
25 continuité et la qualité de ce service, le tout dans le respect des critères de conception de
26 son réseau de transport. À son avis, le Projet est conforme à cette mission.

27 *Calendrier de réalisation*

28 Le Transporteur présente, au tableau 3 suivant, l'échéancier de réalisation des étapes du
29 projet :

Tableau 3
Échéancier de réalisation du Projet

Activité	Début	Fin
Avant-projet (lignes à 230 kV)	février 2009	janvier 2011
Avant-projet (ajout du transformateur)	février 2011	septembre 2011
Autorisation de la Régie de l'énergie	juin 2011	septembre 2011
Autorisations gouvernementales	février 2011	septembre 2011
Travaux : ligne Bécancour - Nicolet (44 km)	janvier 2012	juillet 2012
Travaux : ligne Bécancour - Gentilly-2 (7 km)	janvier 2012	juin 2013
Travaux : ajout du transformateur	octobre 2011 *	octobre 2013 *

* estimation : l'avant-projet est en cours de réalisation.

1 Par ailleurs, le Transporteur fournit, à l'annexe 3 de la présente pièce, la liste des
2 principales normes techniques appliquées au Projet. De plus, il fournit à l'annexe 4 la liste
3 des autorisations exigées en vertu d'autres lois qui s'appliquent au Projet.

4 SOLUTIONS ENVISAGÉES

4 Dans le cadre de son processus de planification du réseau de transport, le Transporteur a
5 identifié la solution optimale, des points de vue technique, économique et environnemental,
6 afin d'atteindre les objectifs visés par le Projet. Selon les pratiques usuelles, le processus
7 d'analyse a permis de dégager divers scénarios pour ensuite proposer la solution optimale
8 la plus efficiente.

9 Le Transporteur a examiné deux solutions possibles. Les deux solutions envisagées par le
10 Transporteur sont :

- 11 • solution 1 : reconstruire les circuits à 230 kV 2383 et 2386 reliant les postes de la
12 Nicolet, de Bécancour et de Gentilly-2. Au poste de Bécancour, ajouter un troisième
13 transformateur à 230-120 kV ;
- 14 • solution 2 : relier le circuit à 230 kV 2382 à un nouveau départ au poste de
15 Bécancour. La centrale de TransCanada Energy Ltée (TCE) devra être en
16 production sur une base permanente. Construire une ligne d'environ 25 km à
17 120 kV entre les postes de Daveluyville et des Bois-Francs. En pérennité,
18 reconstruire 31 km du circuit à 230 kV 2383.

4.1 Solution 1 – Reconstruction de deux circuits à 230 kV qui alimentent le poste de Bécancour et ajout d'un 3^e transformateur

19 Tel que présenté à la section 3.1 précédente, la solution 1 retenue par le Transporteur
20 consiste d'une part à reconstruire les circuits à 230 kV 2386 et 2383 qui alimentent le poste

1 source de Bécancour, pour augmenter leur capacité afin d'éliminer leur surcharge et pour
2 résoudre un enjeu de pérennité concernant un tronçon de 31 km sur structures en bois
3 datant de 1959. La première mise en service est prévue en juillet 2012. Une fois ces circuits
4 reconstruits, la capacité globale d'alimentation à 230 kV sera portée à 1584 MVA, soit une
5 augmentation de 498 MVA par rapport au réseau actuel, ce qui est nettement avantageux
6 par rapport à la solution 2. Le jeu de barres à 230 kV du poste de Bécancour pourra alors
7 être exploité bouclé, solutionnant l'enjeu de fiabilité associé au mode d'exploitation actuel.
8 D'autre part, la solution consiste à ajouter un troisième transformateur au poste de
9 Bécancour, dont la mise en service est estimée en octobre 2013. Une fois ajouté, la
10 capacité limite de transformation sera de 845 MVA (une augmentation de 413 MVA).

11 Au-delà des besoins d'alimentation des charges industrielles prévues et des enjeux de
12 pérennité et de fiabilité réglés, cette solution est structurante pour l'évolution de ce réseau
13 en tenant compte, dès maintenant, de reconfigurations possibles telles que celles
14 mentionnées précédemment à la section 3.2. De plus, comme autre avantage majeur de
15 cette solution, les pertes électriques évitées sont significatives (environ 50 M\$).

16 Le report en 2012 de la réfection de la centrale de Gentilly-2 permet d'envisager la
17 réalisation de ce projet, puisque le circuit 2383 pourra être reconstruit avant l'arrêt de la
18 centrale. Concernant l'ajout du transformateur, pour lequel la reconstruction des circuits à
19 230 kV est requise au préalable, l'échéancier dépendra en grande partie du délai
20 d'approvisionnement de l'appareil et se précisera au terme de l'avant-projet en cours.

21 Enfin, tel qu'il appert du tableau 4 plus loin, la solution 1 présente le coût global actualisé le
22 plus faible comparativement au coût de l'autre solution. De plus, la solution 1 demeure
23 techniquement la plus souhaitable.

4.2 Solution 2 – Ajout d'une dérivation à 230 kV vers un nouveau départ au poste de Bécancour, redémarrage de la centrale de TCE, nouvelle ligne de 25 km à 120 kV et reconstruction de 31 km de ligne à 230 kV

24 D'une part, afin d'augmenter la capacité globale d'alimentation à 230 kV au parc industriel
25 de Bécancour, l'alternative évaluée consiste à ajouter une dérivation du circuit à
26 230 kV 2382 Nicolet ⇔ Gentilly-2 pour le relier à un nouveau départ au poste de Bécancour
27 et de compter sur la production minimale de la centrale TCE. Il faudrait donc y ajouter les
28 coûts contractuels du Distributeur pour l'exploitation sur une base permanente de la centrale
29 de TransCanada Energy Ltd. Toutefois, cette alternative ne solutionne pas l'enjeu de

1 pérennité du circuit 2383, qui devrait alors être réglé séparément par la reconstruction de
2 cette partie de ligne (31 km).

3 Suivant cette solution, l'augmentation de capacité d'alimentation à 230 kV n'est que
4 d'environ 230 MVA. Si plus de 30% de l'ensemble des charges potentielles du Distributeur
5 se concrétisent, il faudra alors recourir au projet de nouvelles lignes à 230 kV, tel que
6 recommandé (solution 1).

7 D'autre part, pour augmenter la capacité d'alimentation à 120 kV au parc industriel de
8 Bécancour, l'alternative évaluée consiste à ajouter une nouvelle ligne à 120 kV d'environ
9 25 km entre les postes de Daveluyville et des Bois-Francis. L'augmentation de capacité
10 d'alimentation à 120 kV au parc industriel de Bécancour est limitée à un maximum d'environ
11 60 MVA. Par rapport à la solution recommandée, son coût paramétrique est supérieur de
12 15 % et le délai typique de réalisation est plus long.

13 Cette solution présente un coût plus élevé que la solution 1, tel qu'il appert du tableau 4
14 suivant et n'est pas retenue par le Transporteur.

4.3 Estimation des coûts des solutions envisagées

15 Le Transporteur compare les coûts des solutions envisagées en tenant compte des
16 investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles, des taxes sur les
17 services publics et sur le capital, des pertes et du coût du capital.

18 Le Transporteur fournit ci-après les hypothèses utilisées pour son analyse économique,
19 incluant celles pour l'établissement des valeurs résiduelles des investissements.

20 L'analyse économique a été réalisée sur une période de 52 ans, soit 50 ans après la mise
21 en service du Projet.

22 Les taux utilisés sur toute la durée visée par l'analyse sont les suivants :

- 23 • taux d'actualisation de long terme de 5,95 % ;
- 24 • taux d'inflation générale de 2,0 % ;
- 25 • taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

26 La valeur résiduelle correspond à la valeur actuelle du flux d'investissement pour la portion
27 comprise entre la fin de la durée visée par l'analyse et la fin de la durée de vie spécifique de
28 chaque flux d'investissement. La durée d'un flux d'investissement est fonction des
29 catégories d'équipements établis par le Transporteur.

- 1 Le tableau 4 présente une comparaison économique des deux solutions décrites
2 précédemment. Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année 2011.

Tableau 4
Comparaison économique des solutions (en M\$ actualisés 2011)

	Solution 1	Solution 2
Augmentation de capacité à 230 kV (à 120 kV)	498 MVA (415 MVA)	230 MVA (60 MVA)
Production de la centrale de TCE	non-requise	requise
Investissement	90,4 M\$	82,8 M\$
Valeurs résiduelles	-0,2 M\$	-0,6 M\$
Taxes	5,7 M\$	5,1 M\$
Pertes électriques différentielles	-49,5 M\$	-37,0 M\$
Coûts globaux actualisés (CGA)	46,3 M\$	50,3 M\$

- 3 Comme mentionné précédemment, les résultats de l'analyse économique réalisée par le
4 Transporteur démontrent que les coûts globaux actualisés de la première solution sont
5 inférieurs à ceux de la deuxième solution et ce, même sans les coûts de redémarrage de la
6 centrale de TCE ni les investissements supplémentaire à moyen terme si les prévisions du
7 Distributeur se réalisent à plus de 30 %. Le détail de l'analyse économique et les
8 paramètres utilisés sont présentés à l'annexe 5 du présent document.

5 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

5.1 Sommaire des coûts

- 9 Comme indiqué précédemment, le coût total des divers travaux associés au Projet (le « coût
10 total du Projet ») s'élève à 100,5 M\$.

- 11 Le tableau 5 suivant présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et
12 projet.

Tableau 5
Coûts des travaux avant-projet et projet par élément
(en milliers de dollars de réalisation)

	Total Lignes	Total Postes	Total Transport (lignes et postes)
Coûts de l'avant-projet			
Études d'avant-projet	698,7	402,5	1 101,2
Autres coûts	9,5	8,4	17,9
Frais financiers	26,9	19,5	46,4
Sous-total	735,1	430,4	1 165,5
Coûts du projet			
Ingénierie interne	1 055,5	2 012,9	3 068,4
Ingénierie externe	899,0		899,0
Client	1 194,7	1 883,7	3 078,4
Approvisionnement	24 312,9	9 207,8	33 520,7
Construction	33 582,1	5 228,4	38 810,5
Gérance interne	2 001,2	1 146,8	3 147,9
Gérance externe	454,5		454,5
Provision	7 138,9	3 025,3	10 164,2
Autres coûts	1 503,9	451,3	1 955,2
Frais financiers	2 585,9	1 619,6	4 205,5
Sous-total	74 728,7	24 575,8	99 304,5
TOTAL	75 463,8	25 006,2	100 470,0

- 1 Par ailleurs, les tableaux détaillés des coûts sont présentés à l'annexe 6 de la présente
2 pièce. Tel qu'il appert du tableau présenté à la page 3 de cette annexe, les coûts de
3 reconstruction de la ligne Bécancour - Nicolet associés à la catégorie « maintien des actifs »
4 sont de 30,6 M\$. Ces coûts ont été déterminés sur la base des coûts estimés d'un projet de
5 reconstruction d'un tronçon de 31 km de la ligne actuelle en utilisant une conception offrant
6 une capacité semblable à celle de la ligne existante.
- 7 Les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet sont présentés au
8 tableau 6 suivant :

Tableau 6
Taux d'inflation spécifiques

Produit	2011	2012	2013
Lignes	2,2 %	4,3 %	2,9 %
Postes	2,5 %	2,5 %	3,1 %

1 Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de
2 l'année de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet
3 proviennent des prévisions d'Hydro-Québec Équipement (« HQÉ »).

4 Afin d'établir les indices d'inflation, chaque produit a été découpé selon ses principales
5 composantes types, soit :

- 6 • Main-d'œuvre ;
- 7 • Machinerie lourde nécessaire aux travaux ;
- 8 • Matériel stratégique permanent ; et
- 9 • Matériaux fournis par les entrepreneurs (p. ex: béton, bâtiments).

10 Les indices d'inflation utilisés afin de prévoir les coûts en dollars courants résultent
11 essentiellement de l'application du pourcentage des principales composantes types de
12 chacun des produits à leurs indices propres.

13 Le Transporteur souligne que c'est à la division HQÉ que revient la responsabilité de mener
14 à bien les projets de construction de lignes et de postes et de renforcement du réseau de
15 transport. En effet, le déploiement d'un réseau de l'ampleur de celui du Transporteur a
16 permis à HQÉ, au fil des ans, de former des professionnels chevronnés dont les
17 compétences et l'expertise sont hautement reconnues. Or, l'organisation et la gérance d'un
18 projet d'envergure requièrent un personnel chevronné qui connaît à fond le fonctionnement
19 et la mission du Transporteur.

20 La gestion de projet requiert notamment une saine gestion des coûts. À cet effet, le
21 Transporteur mentionne que HQÉ procède fréquemment au regroupement des
22 approvisionnements et des travaux de divers projets afin d'obtenir une réduction significative
23 des coûts au bénéfice des clients du Transporteur. De plus, il importe de souligner que
24 l'absence de marge bénéficiaire dans les coûts encourus par HQÉ pour réaliser un projet de
25 même que l'élimination de toute provision inutilisée sont deux éléments économiques
26 importants qui bénéficient au Transporteur et à ses clients en confiant ses projets à HQÉ.

27 Par ailleurs, le Transporteur rappelle qu'il a intégré depuis 2009, dans sa démarche
28 d'efficience, une mesure visant la réingénierie de la chaîne d'approvisionnement pour les
29 équipements stratégiques de son réseau. Cette mesure, déjà déployée pour les
30 transformateurs de puissance et les inductances shunt, privilégie différentes étapes, dont la
31 planification des besoins sur un horizon de cinq ans, la sélection de fournisseurs, la
32 normalisation des équipements et la conclusion d'ententes cadres avec les fournisseurs

1 retenus. Celle-ci vise notamment à sécuriser l'approvisionnement, tout en protégeant le
2 Transporteur d'une hausse des délais de livraison et des coûts des appareils stratégiques
3 en cas de surchauffe mondiale. Le Transporteur élargit maintenant le type d'équipements
4 couvert par ce projet d'efficience en y intégrant les disjoncteurs. De plus, le Transporteur
5 procède, dans les cas où cela s'applique, à la transposition des plans et devis d'un projet à
6 un autre semblable permettant ainsi une optimisation des façons de faire.

7 En fait, l'ensemble de ces mesures a notamment pour objectif de réduire la croissance des
8 coûts des projets du Transporteur et d'optimiser les pratiques d'affaires.

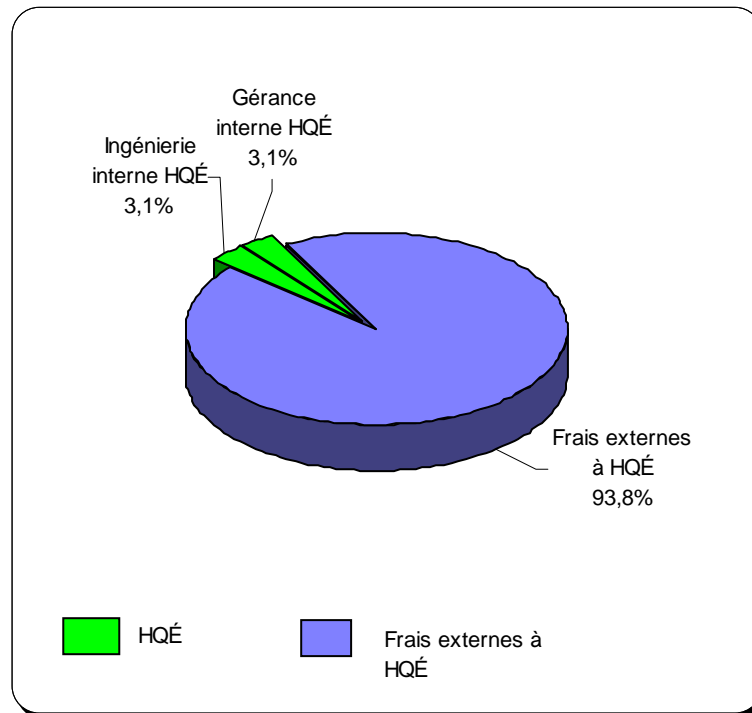
9 Le Transporteur souligne que le coût total du Projet ne doit pas dépasser de plus de 15 % le
10 montant autorisé par le Conseil d'administration, auquel cas il doit obtenir une nouvelle
11 autorisation de ce dernier. Le cas échéant, le Transporteur s'engage à en informer la Régie
12 en temps opportun. Le Transporteur indique qu'il continuera de s'efforcer de contenir les
13 coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

5.2 Principales composantes du coût des travaux

14 Comme présentés à la figure 2 suivante, les coûts externes à HQÉ pour la phase projet sont
15 de 94,3 M\$, soit 93,8 % du coût total du Projet de 100,5 M\$.

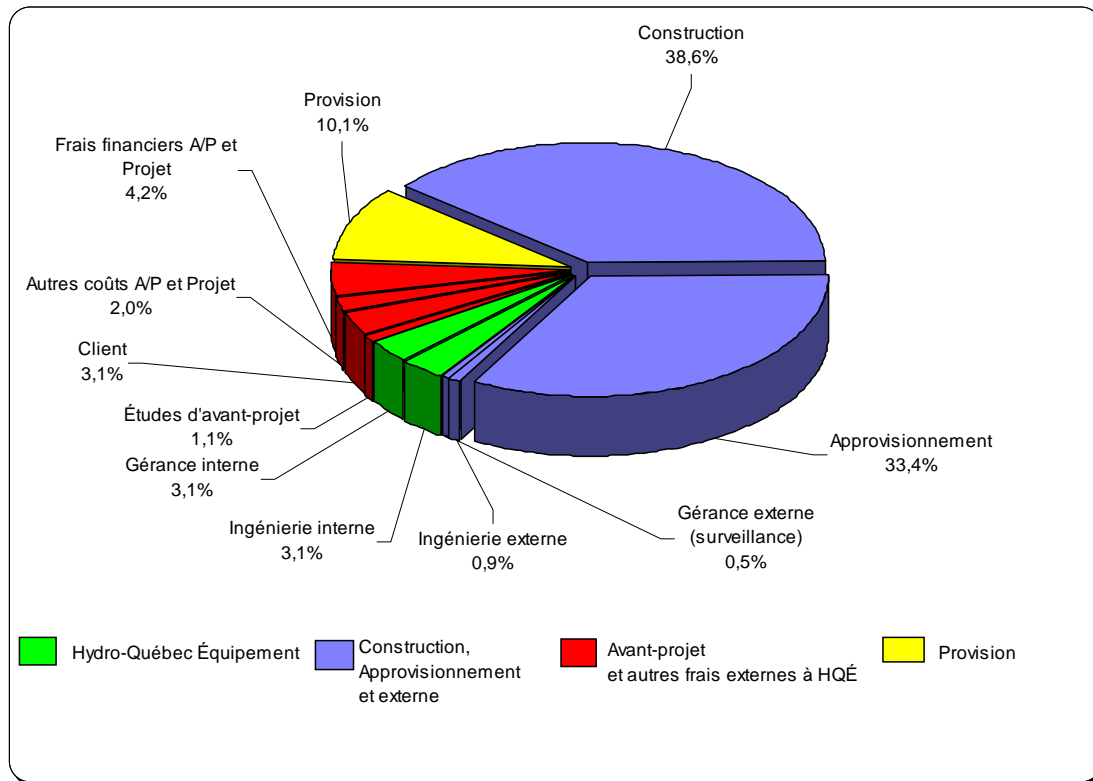
16 À cet effet, le Transporteur précise que HQÉ s'assure de la réalisation de l'ingénierie de
17 détail et de la production des plans et devis. L'approvisionnement est alors réalisé par le
18 biais d'appels d'offres et de soumissions. Par la suite, les travaux de construction sont
19 généralement réalisés sous la responsabilité d'HQÉ par des entrepreneurs externes retenus
20 conformément aux directives corporatives d'acquisition de biens meubles et de services.

Figure 2
Répartition des coûts d'HQÉ pour la phase projet



- 1 La figure 3 suivante présente la répartition des coûts entre les diverses activités requises
- 2 pour la réalisation du Projet.

Figure 3
Répartition des coûts d'HQÉ en %



1 *Approvisionnement et construction*

2 Le coût des activités liées à l'approvisionnement et à la construction du présent Projet
3 s'élève à 72,3 M\$, soit 72,0 % du coût total du Projet de 100,5 M\$.

4 Comme mentionné précédemment, la réalisation des travaux sera adjugée par appels
5 d'offres. Le respect des directives en place en cette matière garantit à HQÉ une gestion
6 efficace, équitable et transparente de ses relations avec l'ensemble de ses fournisseurs au
7 bénéfice des clients du Transporteur.

8 *Ingénierie, frais de gérance et études d'avant-projet*

9 Les frais d'ingénierie, les frais de gérance et les frais des études d'avant-projet s'élèvent à
10 8,7 M\$, soit 8,7 % du coût total du Projet de 100,5 M\$.

11 Pour les travaux d'ingénierie sous-traités à l'externe, qui représentent 0,9 % du coût total du
12 Projet, les coûts seront imputés au Transporteur au prix coûtant. Par ailleurs, les services
13 d'ingénierie interne sont facturés par le mécanisme de facturation interne. Quant aux coûts
14 de 3,6 M\$ pour la gérance de projet, soit 3,6 % du coût total du Projet de 100,5 M\$, ils

1 représentent tous les frais relatifs à la gestion de projet et à la gérance de chantier. Ces
 2 coûts incluent les activités de surveillance de chantier dont une partie, pour un montant
 3 d'environ 0,5 M\$, sera confiée à une firme externe. Les frais de gérance sont mesurés en
 4 pourcentage du coût des projets. Dans le cadre du Projet, le ratio des frais de gérance
 5 interne propres à HQÉ s'élève à 3,1 % du coût total du Projet de 100,5 M\$.

6 Par ailleurs, Hydro-Québec surveille étroitement les frais de gérance de ses projets afin que
 7 ceux-ci demeurent concurrentiels.

8 *Coûts du client*

9 Le Transporteur présente au tableau 7 une ventilation et une brève description de la nature
 10 des coûts de la rubrique « Client » de la figure 3 précédente. Ces coûts s'élèvent à 3,1 M\$,
 11 soit 3,1 % du coût total du Projet.

Tableau 7
Coûts du « Client »

Sommaire (ligne et poste)	en milliers de dollars				
	Total	2010	2011	2012	2013
Expertise technique	144,5		42,2	92,9	9,3
Inspection finale mise en route.	1873,8			80,3	1793,5
Communications et relations publiques	36,7		30,2	6,2	0,3
Mise en valeur	33,5			33,5	
Expertise immobilière	990,1	15,8	848,1	118,9	7,3
Total	3078,5	15,8	920,5	331,8	1810,4

- 12
- Expertise technique : Activités réalisées par certaines unités du Transporteur ;
 - 13
 - Inspection finale et mise en route : Activités réalisées par le Transporteur associées
 14 aux essais techniques et spécialisés pour s'assurer du bon fonctionnement des
 15 équipements installés avant la mise en service commerciale ;
 - 16
 - Communications et relations publiques : Activités réalisées par l'unité régionale qui
 17 assure les communications avec le public, les municipalités et les différents
 18 organismes régionaux ;
 - 19
 - Expertise immobilière : Activités réalisées par l'unité Immobilier de la direction
 20 principale Centre de Services partagés pour, entre autres, l'obtention des droits de
 21 servitude, l'acquisition de terrains, l'évaluation des indemnités immobilières ;

- 1 • Mise en valeur : Crédit consacré pour la mise en valeur de l'environnement et
2 l'appui au développement régional afin d'amortir les impacts du Projet dans le
3 milieu. La mise en valeur est établie à 1 % des crédits d'engagements incluant les
4 intérêts.

5 *Frais financiers*

6 Les frais financiers totaux s'élèvent à 4,3 M\$, soit 4,2 % du coût total du Projet.
7 Conformément à la décision D-2002-95¹ de la Régie, la capitalisation des frais financiers
8 aux immobilisations en cours est réalisée au taux du coût en capital de l'année témoin
9 projetée 2011, soit 7,205 %².

10 De plus, conformément aux décisions D-2003-68³ et D-2005-63⁴, le Transporteur précise
11 que la capitalisation des frais financiers selon le coût en capital prospectif de 5,950 %⁵
12 procure une réduction de 0,8 M\$ pour un investissement total de 99,7 M\$.

13 *Autres coûts*

14 Les autres coûts regroupent notamment les éléments suivants :

- 15 • Gestion des matières dangereuses ;
16 • Fourniture de matériel ;
17 • Matériel à projets et guichet unique ;
18 • Revalorisation des biens meubles excédentaires ;
19 • Frais d'acquisition des biens et services ; et
20 • Gestion des données et des documents (originaux et géomatique).

21 Ces frais s'élèvent à 2,0 M\$ et représentent 2,0 % du coût total du Projet de 100,5 M\$.

22 Ces autres coûts sont estimés en fonction des besoins réels du Projet et correspondent à
23 des activités nécessaires au bon déroulement du Projet. Ces coûts seront facturés par la
24 suite au Projet en fonction des coûts réels.

25 Ces activités sont des services fournis principalement par la direction principale Centre de
26 services partagés.

¹ Décision D-2002-95, 30 avril 2002, page 91.

² Décision D-2011-039, 6 avril 2011, page 75.

³ Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 26.

⁴ Décision D-2005-63, 15 avril 2005, page 4, faisant suite à la décision D-2005-50.

⁵ Décision D-2011-039, 6 avril 2011, page 75.

1 *Provision*

2 La valeur de la provision s'élève à 10,2 M\$, soit 10,1 % des coûts du Projet de 100,5 M\$.
3 Toutefois, conformément à la demande de la Régie précisée à sa décision D-2003-68⁶, la
4 provision s'élève à 10,8 % lorsque l'on retranche du coût du Projet les autres coûts et les
5 frais financiers. Cette provision de 10,1 % reflète le fait que certains travaux demeurent à
6 préciser puisqu'il sont encore en avant-projet.

7 La provision est un montant inclus dans une estimation pour couvrir les incertitudes
8 imputables aux risques et aux imprécisions associés notamment aux durées, aux quantités,
9 au contenu technique, au mode d'approvisionnement, à la concurrence sur le marché
10 (fournisseurs, entrepreneurs), aux conditions climatiques et géographiques, au contexte
11 social, économique ou politique, ainsi qu'à tout autre élément défini dans l'étendue des
12 travaux du Projet.

13 Conformément à la pratique généralement suivie dans l'industrie, la méthodologie de calcul
14 de la provision est basée sur la fiabilité de la source de données, le degré de détail du
15 contenu, les facteurs de risque inhérents à chaque étape de réalisation du Projet ainsi que
16 le degré de risque que l'organisation est prête à accepter.

17 Le Transporteur rappelle aussi que les provisions prévues sont déterminées en fonction des
18 risques propres à chaque projet et peuvent donc varier grandement d'un projet à l'autre. Le
19 Transporteur rappelle que ces provisions ne sont « facturées » à un projet que dans la
20 mesure où des risques se matérialisent et deviennent des coûts réels engagés pour la
21 réalisation du Projet. Autrement dit, les sommes engagées (budget) pour le Projet et non
22 utilisées ne seront pas imputées à ce dernier. Par conséquent, le coût final du Projet
23 correspond au montant réellement déboursé au cours du Projet. De la même façon
24 qu'aucune marge bénéficiaire n'est facturée par HQÉ, le Transporteur rappelle qu'aucune
25 provision n'est calculée sur les autres coûts et les frais financiers.

26 Finalement, le Transporteur souligne qu'HQÉ déploie tous les efforts requis et agit avec la
27 plus grande diligence afin de réaliser le Projet de manière à en minimiser les coûts.

28 *Suivi des coûts du Projet*

29 Le Transporteur soumet en premier lieu que les coûts détaillés plus avant sont nécessaires
30 à la réalisation du Projet à l'étude et conséquemment, qu'ils sont raisonnables. Dans un
31 souci constant de contrôler les coûts liés à la réalisation de ses projets d'investissements, le

⁶ Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 18

1 Transporteur assurera par surcroît un suivi étroit des coûts du Projet. Enfin, suivant la
2 pratique établie depuis la réglementation des activités du Transporteur, ce dernier fera état
3 de leur évolution lors du dépôt de son rapport annuel du Transporteur à la Régie, si celle-ci
4 le requiert.

6 IMPACT TARIFAIRE

5 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories d'investissement
6 « croissance des besoins de la clientèle » et « maintien des actifs ». Les mises en service
7 s'échelonnent de juillet 2012 à octobre 2013.

8 Les ajouts au réseau de transport provenant de la catégorie d'investissements « maintien
9 des actifs » assurent la pérennité des installations du Transporteur, en permettant de
10 maintenir le bon fonctionnement du réseau et d'assurer le transport d'électricité de façon
11 sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les clients du réseau de transport. La Régie a
12 indiqué dans sa décision D-2002-95, page 297, qu'il est équitable que tous les clients
13 contribuent au paiement de ces ajouts au réseau. Les coûts de cette catégorie sont de
14 l'ordre de 34,4 M\$.

15 Les coûts de la catégorie d'investissements « croissance des besoins de la clientèle » sont
16 de l'ordre de 66,1 M\$, donnant lieu à une contribution estimée du Distributeur pour
17 l'ensemble de ces coûts. En effet, le Transporteur ne considère pas de besoins de transport
18 pour ce Projet puisqu'il est en amont des raccordements des clients industriels et des
19 postes satellites. Le montant final de la contribution sera déterminé après la mise en service
20 du Projet, conformément aux modalités des *Tarifs et conditions des tarifs de transport*
21 *d'Hydro-Québec*, appendice J, section C, quant aux ajouts pour répondre aux besoins de
22 croissance de la charge locale.

23 L'impact sur les revenus requis suite à la mise en service du Projet prend en compte les
24 coûts du Projet nets de la contribution estimée, soit les coûts associés à l'amortissement, au
25 financement et à la taxe sur les services publics.

26 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période de 50 ans,
27 conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Cependant, les résultats pour la période
28 de 50 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus requis puisqu'ils sont plus
29 comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations du Projet.

30 L'impact annuel moyen du Projet du Transporteur sur les revenus requis est de 2,6 M\$ sur
31 une période de 20 ans et de 1,7 M\$ sur une période de 50 ans, ce qui représente un faible

1 impact à la marge de 0,1 % pour ces deux périodes par rapport aux revenus requis
2 approuvés par la Régie pour l'année 2011.

3 Le Transporteur présente aussi l'impact du Projet sur le tarif de transport à titre indicatif, en
4 mentionnant que la dépense d'amortissement des autres actifs permettant d'amoinrir
5 l'impact sur les revenus requis n'est pas prise en compte par rapport à ce Projet.

6 Une analyse de sensibilité est également présentée sous l'hypothèse d'une variation à la
7 hausse de 15 % du coût du Projet et du coût du capital prospectif.

8 L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité sont présentés à
9 l'annexe 7 de la présente pièce.

7 IMPACT SUR LA FIABILITÉ ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

10 Le Projet vise à répondre à la croissance prévue de la demande d'énergie électrique du
11 réseau du Transporteur desservant le parc industriel de Bécancour, ainsi qu'à assurer la
12 pérennité des installations visées. En plus de solutionner les enjeux de dépassements de
13 capacité et de pérennité identifiés pour ce réseau, le Projet permet d'assurer la fiabilité de
14 l'alimentation électrique du poste source de Bécancour.

15 Les impacts positifs du Projet qui se manifestent au niveau de la fiabilité du service pour les
16 charges alimentées par le poste source de Bécancour, d'écoulent du fait qu'il sera possible,
17 une fois les lignes à 230 kV reconstruites, de boucler les jeux de barres à 230 kV au poste
18 de Bécancour. Ce bouclage permettra d'exploiter en parallèle les quatre circuits à 230 kV.
19 Cette configuration sera plus robuste. Advenant l'indisponibilité d'un circuit, la tension sera
20 maintenue à un niveau acceptable grâce aux trois autres, minimisant les variations de la
21 tension perçues par les clients, tant à 230 kV qu'à 120 kV.

22 Plus spécifiquement pour la section à 230-120 kV du poste, cette configuration permettra
23 d'éviter qu'un déclenchement de transformateur n'entraîne l'indisponibilité d'un circuit à
24 230 kV correspondant, avec une chute importante de la tension à 120 kV. Ces impacts
25 positifs se répercutent sur la fiabilité et la qualité d'alimentation de l'ensemble des six postes
26 satellites du secteur dont le poste de Bécancour en est la source à 120 kV. Ainsi, la qualité
27 de l'alimentation minimisera le risque de perte de procédés industriels et la tension à 25 kV
28 délivrée par ces postes satellites ne risquera plus de demeurer longtemps sous les tensions
29 minimales (le temps qu'un opérateur s'y déplace pour y débloquent les régulateurs
30 verrouillés dans leur position).

1 En termes de croissance, la capacité d'alimentation du parc industriel de Bécancour est
 2 limitée aux charges actuelles par deux des circuits à 230 kV qui alimentant le poste source
 3 de Bécancour et par l'atteinte de la capacité limite de transformation de la section à
 4 230-120 kV du poste. D'une part, les charges industrielles prévues par le Distributeur sont
 5 importantes et les premières mises en service sont anticipées dès 2012-2013. D'autre part,
 6 les contraintes de réalisation liées à l'arrêt de la centrale de Gentilly-2 pour sa réfection sont
 7 préoccupantes. Le report en 2012 de ladite réfection permet de réaliser ce projet
 8 d'augmentation de capacité avec diligence.

9 Le tableau 8 ci-après présente l'évolution des charges prévues par le Distributeur en
 10 considérant la réalisation de ce projet :

Tableau 8
Prévision des charges alimentées en été par le poste de Bécancour (Projet réalisé)

Charge [MVA]		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028	2033	
		historique			Prévision										
120 kV	Postes satellites	125	132	135	137	138	137	138	138	139	140	139	141	144	
	Clients industriels	277	292	292	331	377	379	379	379	379	379	379	379	379	
	Limite (transf.)	432					845 (augmentation de 413 MVA)								
	Total	402	424	427	468	515	516	517	517	518	519	518	520	523	
230 kV	Clients industriels	714	714	714	714	764	846	846	871	871	871	871	871	871	
	Limite (réseau)*	1086					1584 (augmentation de 498 MVA)								
	Total	1116	1138	1141	1182	1279	1362	1363	1388	1389	1390	1389	1391	1394	

* nouvelle limite imposée en été par un départ du poste Gentilly-2, en contigence du circuit 2381 (centrale de Gentilly-2 à l'arrêt).

8 CONCLUSION

11 Le Transporteur soumet respectueusement que la Régie dispose de toutes les informations
 12 pertinentes à l'évaluation de son projet relatif au renforcement du réseau à 230 kV et 120 kV
 13 alimentant le parc industriel de Bécancour.

14 En effet, la preuve contenue dans le présent dossier traite spécifiquement de chacun des
 15 renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite en vertu du
 16 premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi* et du *Règlement*. De plus, le
 17 Transporteur a démontré que son Projet est rendu nécessaire afin de répondre à
 18 l'accroissement prévu de la charge qu'il dessert, tout en assurant la fiabilité et la qualité de
 19 service de transport.

20 Finalement, le Transporteur soumet que la solution mise de l'avant est optimale et qu'elle
 21 respecte les critères de conception qu'il applique. Aussi, les investissements découlant de
 22 ce Projet seront, une fois réalisés, utiles à l'exploitation fiable du réseau de transport.

PIÈCE DÉPOSÉE SOUS PLI CONFIDENTIEL

Annexe 1

SCHÉMA UNIFILAIRE

**AJOUT D'UN TRANSFORMATEUR AU POSTE DE
BÉCANCOUR 230-120 KV**

PIÈCE DÉPOSÉE SOUS PLI CONFIDENTIEL

Annexe 2

SCHÉMA DE LIAISON

**RÉSEAU À 230 KV ALIMENTANT LE POSTE DE
BÉCANCOUR**

Annexe 3

**LISTE DES PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES
APPLIQUÉES AU PROJET**

SPÉCIFICATIONS NORMALISÉES (SN)

SN-01 EMBALLAGES			
Numéro	Titre	Date	
SN-1.1	Emballage du matériel de postes, de lignes et de centrales	1996-09	

SN-03 FOURNITURE DES LISTES ET/OU DESSINS PAR UN FOURNISSEUR D'HQ			
Numéro	Titre	Date	
SN-3.1a	Exigences relatives à la fourniture des listes et/ou dessins d'appareil ou système par un fournisseur d'HQ	2009-03	

SN-11 INSTALLATION ÉLECTRIQUE			
Numéro	Titre	Date	
SN-11-2i	Réalisation des installations électriques et travaux connexes dans les postes	2003-11	

SN-12 MISE À LA TERRE			
Numéro	Titre	Date	
SN-12.1f	Installation du réseau de mise à la terre dans les postes	2007-06	
SN-12.3b	Réalisation et contrôle de la qualité des connexions dans les réseaux de terre	2005-12	
Note explicative	Soudage aluminothermique – Moules homologués à HQ	2007-12	

SN-14 TRANSFORMATEURS			
Numéro	Titre	Date	
SN-14.1h	Transformateurs de puissance et inductances shunt de 69 à 765 kV	2007-07	
SN-14.2g	Essais des transformateurs de puissance, des inductances de mise à la terre et des inductances shunt	2004-11	
SN-14.4e	Fourniture de transformateur de mise à la terre (avec amendement 1)	1997-11	
SN-14.6b	Fourniture de transformateur de services auxiliaires	2000-11	

SN-15 DISJONCTEURS			
Numéro	Titre	Date	
SN-15.1h	Essais des disjoncteurs de 26,4 à 765 kV	1995-01	
SN-15.6a	Disjoncteurs à 26,4 et 28,4 kV	1993-12	
A1-SN-15.6a	Amendement A1 – SN-15.6a	1998-03	
SN-15.7	Disjoncteurs à courant alternatif 72.5 à 800kV	2007-08	

SN-16 TRANSFORMATEURS DE MESURE			
Numéro	Titre	Date	
SN-16.1g + A1	Essais sur les transformateurs de mesure de 26,4 à 765 kV	2003-07/2009-03	
SN-16.2g + A1	Fourniture des transformateurs de courant de 26,4 à 765 kV	2003-07/2009-03	
SN-16.3e + A1	Fourniture des transformateurs de tension de 26,4 à 765 kV	2003-07/2009-03	

SN-17 PARAFONDRES			
Numéro	Titre	Date	
SN-17.3a	Parafoudres à oxyde métallique sans éclateur pour réseaux 26,4 kV à 765 kV	2007-10	

SN-18 CONDENSATEURS			
Numéro	Titre	Date	
SN-18.1d+ A1	Essais sur les unités des batteries triphasées de condensateurs shunt de 26,4 à 245 kV	1997-01/2010-02	
SN-18.3a +A1+A2	Fourniture de batteries triphasées de condensateurs shunt à fusibles internes de 26,4 à 245 kV	1997-01/1998-03/2010-02	

SN-19 SECTIONNEURS			
Numéro	Titre	Date	
SN-19.3	Sectionneurs et sectionneurs de terre à courant alternatif de 26.4 kV à 800 kV	2008-10	

SN-20 SUPPORTS ISOLANTS, CONDUCTEURS ET CÂBLES, CHÂÎNES D'ISOLATEURS, JEUX DE BARRES			
Numéro	Titre	Date	
SN-20.2g	Fourniture et essais de supports isolants destinés aux installations de postes de 26,4 à 765 kV	2005-06	
SN-20.3	Conducteurs tubulaires en aluminium de 114,3 mm (NPS 4 po) et 168,3 mm (NPS 6 po)	1984-10	
SN-20.5c	Fourniture de conducteurs câblés en aluminium de 1796 et 400 MCM	1984-05	
SN-20.6g	Fourniture d'accessoires des chaînes d'isolateurs pour les postes	1994-08	
SN-20.8	Manchons d'alignement et bouchons d'extrémité pour conducteurs tubulaires en aluminium	1984-10	
SN-20.9b	Caractéristiques de performance et d'essais pour éléments de raccordement électrique de postes	1998-01	
SN-20.10	Fourniture et essais de barres blindées 13.8 kV et de l'appareillage connexe	2003-02	
SN-20.11	Fourniture d'accessoires d'ancrage des câbles de garde pour les postes	1994-08	
SN-20.12	Fourniture de câbles de puissance à isolation au polyéthylène réticulé (XPLE) pour les tensions nominales de 15 à 35 kV	2000-08	
SN-20.15	Fourniture de conducteurs câblés en acier mou galvanisé	1995-12	

SN-29 NORMES DE POSTES D'APPLICATION GÉNÉRALE			
Numéro	Titre	Date	
TET-APG-N-0001	Qualification parasismique des équipements, bâtiments et ouvrages du réseau de transport	2007-05	Remplace SN-29.1a
SN-29.3g	Revêtements sur l'appareillage de postes, les tableaux de commande et autres équipements connexes	1993-10	

SN-30 CONSTRUCTION GÉNÉRALE – ACIER D'ARMATURE			
Numéro	Titre	Date	
SN-30.2a	Fourniture et mise en oeuvre du béton	1996-02	
SN-30.3e	Construction des canalisations souterraines et des puits d'accès dans les postes	1985-02	
SN-30.5c	Devis cadre pour les travaux de génie civil et le montage des charpentes principales et des supports d'appareillage	2006-02	
SN-30.7d	Construction des tranchées pour câbles et tuyaux d'air comprimé	1998-07	
SN-30.8c	Fourniture et installation de clôtures grillagées et de clôtures de ferme	2002-04	

SN-31 CHARPENTES D'ACIER			
Numéro	Titre	Date	
A1-SN-31.101f	Amendement – Fourniture et montage des charpentes en acier pour les postes	1996-02	
A2-SN-31.101f	Amendement – Fourniture et montage des charpentes en acier pour les postes	2008-01	
A3-SN-31.101	Amendement – Fourniture et montage des charpentes en acier pour les postes	2008-08	
SN-31.101f	Fourniture et montage des charpentes en acier pour les postes	1996-02	

SN-40 GÉNÉRALITÉS EN LIGNES			
Numéro	Titre	Date	
SN-40.1	Critères de conception des lignes de transport et répartition d'HQ	1993-08	

SN-41 SUPPORTS DE LIGNES			
Numéro	Titre	Date	
SN-41.2	Identification des supports et de leurs pièces structurales	1994-05	
SN-41.3a	Fourniture des pylones à treillis et des fondations à grille pour lignes aériennes	2007-03	
SN-41.4b	Conception, fourniture et essais des pylones tubulaires	2007-01	

SN-42 ANCRAGES, FONDATIONS ET ACCESSOIRES DE LIGNES			
Numéro	Titre	Date	
SN-42.1	Fondations de pylones de lignes de transport – fourniture du béton et exécution des travaux	1997-05	
SN-42.2	Fondations de pylones de lignes de transport – fourniture et mise en œuvre du coulis de ciment	1997-05	
SN-42.4c	Fourniture des boulons d’ancrage à coquille expansible	2007-06	
SN-42.5	Fourniture et essais des dispositifs d’ancrage pour les haubans des pylones de lignes	1996-07	
SN-42.6	Fourniture de pieux – caissons en acier	2006-12	

SN-43 ACCESSOIRES DE LIGNES			
Numéro	Titre	Date	
SN-43.1c	Fourniture et essais d’accessoires de lignes et postes	2009-01	
SN-43.3a	Fourniture et essais des accessoires de haubans	2009-01	
SN-43.6a	Fourniture et essais des accessoires de chaînes de suspension des bretelles de continuité électrique	1992-02	
SN-43.7a	Conception et fourniture de manchons d’ancrage, de jonction et de dérivation des conducteurs alu-acier	1992-02	
SN-43.9	Fourniture et essais des chaînes de suspension conducteurs des lignes 315kV pylones EO et ET	1992-02	
SN-43.10	Fourniture des entretoises amortisseurs HQ	1997-10	
SN-43.15	Spécification technique pour la fourniture d’isolateurs de suspension capot et tige en verre trempé ou en porcelaine	2006-06	

SN-45 HAUBANS, CÂBLES DE GARDE ET ACCESSOIRES			
Numéro	Titre	Date	
SN-45.1b	Fourniture et essais de torons d’acier galvanisés	2008-08	
SN-45.3	Fourniture et essais des accessoires de suspension	1992-01	
SN-45.4	Conception et fourniture du système de support	1994-10	
SN-45.7	Fourniture des câbles toronnés à fils d’acier	2007-11	

	revêtus d'aluminium		
--	---------------------	--	--

SN-47 CONSTRUCTION DE LIGNES			
Numéro	Titre	Date	
SN-47.2c	Assemblage et montage des pylones	2007-12	
SN-47.3	Fondations de pylones de lignes aériennes – excavation mort-terrain		
SN-47.4	Fondations de pylones de lignes aériennes – excavation du roc		
SN-47.5	Fondations de pylones de lignes aériennes – mise en place des fondations à grille en mort-terrain		
SN-47.6	Fondations de pylones de lignes aériennes – mise en place des fondations ancrées dans le roc Inclut amendement A1-SN47.6	1996-11 1997-12	
SN-47.7	Fondations de pylones de lignes aériennes – mise en place des fondations béton		
SN-47.8	Fondations de pylones de lignes aériennes	1996-11	
SN-47.9	Mise en place des fondations de pylones de lignes aériennes – mise en place des fondations sur pieux et pieux-caissons	1996-11	
SN-47.10	Fondations de pylones de lignes aériennes – changement de type de fondations	1996-11	
SN-47.11	Fondations de pylones de lignes aériennes – remblayage des fondations		
SN-47.12	Fondations de pylones de lignes aériennes – mise en place des barres et pieux d'ancrage		
SN-47.14b	Pose des câbles et des accessoires	2009-03	
SN-47.15	Fabrication des haubans avec culots d'ancrage	2004-02	
SN-47.16	Pylones à treillis – installation des fondations de type roc et mort-terrain	2004-12	
SN-47.18	Installation des poteaux et portiques pour les lignes de transport	2008-12	

SN-48 CONDUCTEURS ÉLECTRIQUES AÉRIENS ET ACCESSOIRES			
Numéro	Titre	Date	
SN-48.5	Fourniture des conducteurs nus	2008-05	

SN-59 SIGNALISATION			
Numéro	Titre	Date	
SN-59.10.1f	L'identité visuelle et la signalisation extérieure – Normes graphiques	2003-10	
SN-59.10.2c	Signalisation intérieure	1993-10	

SN-61 TABLEAUX ET PUPITRES DE COMMANDE			
Numéro	Titre	Date	
SN-61.1c	Fourniture des tableaux de commande	1979-02	
SN-61.3a	Exigences de base pour la fourniture des panneaux de commande des systèmes auxiliaires mécaniques	2007-10	
SN-61.4e	Fourniture de décalques et rubans adhésifs pour schémas synoptiques	1981-02	

SN-62 TABLEAUX ET PUPITRES DE MESURE			
Numéro	Titre	Date	
SN-62.45h	Fourniture d'une unité de capteurs mesure des lignes, alternateurs et transformateurs	1995-05	
SN-62.48c	Spécification technique générale des capteurs	2000-05	
SN-62.101c	Interface de signalisation et d'enregistrement chronologique d'événements	1996-09	
SN-62.121f	Fourniture d'une unité de porte-fusibles pour un système d'alimentation	1996-06	
SN-62.122	Fourniture d'une unité d'interrupteurs pour un système d'alimentation	1989-02	
SN-62.123e	Fourniture d'une unité d'interrupteurs de déclenchement pour un système de commande d'interrupteurs de courant et tension	1989-02	
SN-62.124c	Fourniture d'une unité d'interrupteurs de d'interrupteurs de courant et tension	1989-02	
SN-62.125	Fabrication et fourniture de composantes en matière plastique	1989-02	
SN-62.130	Spécification technique relative à la fourniture d'une unité d'interface de commande synchrone universelle	2000-10	
SN-62.131	Fourniture d'un relais triphasé de blocage de la commande d'un changeur de prises de transformateur	1999-09	
SN-62.133	Système d'enregistrement et d'analyse de qualité de la tension d'alimentation	2004-10	
SN-62.208a	Fourniture de boîtiers de relais auxiliaires de protection, d'automatismes de réseau, d'automatismes locaux et de commande volontaire d'appareils	2005-12	

SN-62.210	Relais de protection – Fourniture et essais	2001-12	
SN-62.211	Téléprotection numérique		
SN-62.1003h	Fabrication des bâtis de 600mm pour le montage des boîtiers ou de platines de 482mm	1994-08	
SN-62.1004	Fabrication d'unités fonctionnelles	1981-06	
SN-62.1005c	Fabrication des tableaux de commande modulaire Comprend l'amendement A1 2003-02	1987-07	
SN-62.1008d	Matériel électronique et à relais – Fourniture et essais	1997-12	
SN-62.1010a	Fabrication de tableaux de protection modulaire Comprend l'amendement A-1-2003-02	1987-07	

SN-63 SERVICES AUXILIAIRES

Numéro	Titre	Date	
SN-63.1g	Chargeur de batteries d'accumulateurs	1994-01	
SN-63.2	Unité de bloc d'alimentation 24 et 129Vcc pour détecteur de mise à la terre	1995-02	
SN-63.4f	Batterie d'accumulateurs plomb-acide et support de batterie Comprend l'amendement A1-SN-63.4f	1994-08 2008-11	
SN-63.6c	Batterie d'accumulateurs nickel-cadmium et support de batterie Comprend l'amendement A1-SN63.6c	2006-04 2008-11	
SN-63.7	Onduleur Comprend le complément	2005-05	
SN-63.8	Fourniture d'une unité de surveillance	1994-05	
SN-63.9b	Batteries d'accumulateurs au plomb à recombinaison et support de batterie	2009-04	

SN-65 DISPOSITION DES CÂBLES

Numéro	Titre	Date	
SN-65.1h	Câbles de commande formés de conducteurs no.12,10,8,6 et 4 AWG isolés à 600 V Comprend amendement A1 1997-01	1988-11	
SN-65.3h	Câbles de signalisation formés de conducteurs no 19 AWG isolés à 300 V Comprend amendement A1 1997-01	1988-11	

SN-71 TÉLÉCOMMANDE ET TÉLÉMESURE, TABLEAUX DE MESURE			
Numéro	Titre	Date	
SN-71.104e	Unité d'acquisition (UAP) et matériel d'interface du perturbographe Inclut SNC-71.104e	2003-05 2004-09	
SPÉCIFICATIONS PRODUITS NUMÉRIQUES			
Numéro	Titre	Date	
SEG002	Système ALCID/SICC – Configuration des systèmes et réseaux de communication	2006-02	
SC-71.3	Spécification pour la fourniture d'un clavier spécialisé pour une UAC	1991-03	
SN-70.38	Fourniture du matériel employé dans un réseau local de commande	2008-02	
SN-70.104d	Fourniture d'une unité d'interface de commande (UIC) Inclut complément SNC-70.104d	2008-10	
SN-70.105	Spécification pour la fourniture des services d'un ensemble pour un système ALCID Inclut spec complémentaire SNC-70.105	2000-10	
SN-70.107	Procédures d'essais d'un système ALCID	1997-01	
SN-70.108	Fourniture d'un transmetteur de synchronisation du temps	1995-01	
SN-70.109	Spécification de fourniture d'un panier PES3 Inclut complément SNC-70.109	2001-12	
SN-70.110	Fourniture des claviers de l'UCC Inclut spec. Complémentaire SNC-70.110	1999-12	
SN-70.112a	Fourniture d'un panier de traitement universel (PTU) Inclut spec. Complémentaire SNC1-70.112a	1998-12	
SN-70.113	Fourniture d'un annonceur et/ou ECE numérique Inclut complément SNC-70.113	2001-12	
SN-70.114	Fourniture d'une unité d'acquisition et de commande de troisième génération (UAC3) Inclut complément SNC-70.114	2001-12	
SN-70.115	Fourniture d'une unité d'acquisition et de traitement (UAT) Inclut complément SNC-70.115	2001-12	
SN-70.116a	Fourniture d'une unité de téléconduite de deuxième génération (UT2) Inclut complément SNC-70.116	2003-11	
SN-70.118e	Fourniture d'une unité de conduite centralisée de deuxième génération Inclut complément SNC-70.118e	2008-09	
SN-70.200a	Fourniture d'une USDI et de passerelles Inclut complément SNC-70.200a	2008-04	

SN-71.110	Procédures d'échange entre une station terminale et le CCR	1996-12	
SN-71.114	Fourniture d'une unité station terminale de troisième génération (ST3) Inclut complément SNC-71.114	2001-12	

SN-80 GÉOLOGIE ET GÉOTECHNIQUE			
Numéro	Titre	Date	
SN-80.1	Spécification technique relative aux études géotechniques pour les postes	1998-04	

QUESTIONNAIRES TECHNIQUES NORMALISÉS (QT)

QUESTIONNAIRES TECHNIQUES NORMALISÉS – QT			
Numéro	Titre	Date	
QT-14.1b	Transformateurs de puissance	2007-10	
QT-15.6	Disjoncteurs 26,4 kV et 28,4 kV	1993-12	
QT-15.7	Disjoncteurs à courant électrique de 72,5 kV à 800 kV	2007-08	
QT-16.1c	Transformateurs de courant-tension de 26,4 à 245 kV	2009-03	
QT-16.2d	Transformateurs de courant de 26,4 à 765 kV	2009-03	
QT-16-3d	Transformateurs de tension 26,4 kV à 765 kV (En révision)	2009-03	
QT-17.3a	Parafoudres de postes de 15 kV à 765 kV	2007-10	
QT-18.1b	Batteries triphasées de condensateurs shunt de 26,4 à 245 kV	1993-10	
QT-19.2	Sectionneurs	1990-02	
QT-20-2	Supports isolants	1989-11	

EXIGENCES GÉNÉRALES DE CONCEPTION

EXIGENCES GÉNÉRALES DE CONCEPTION			
Numéro	Titre	Date	
EGC-AUT-3.01	Exigences générales de conception des systèmes numériques en commande	2006-12	
EGC-AUT-4.01	Exigences générales de conception –	2009-08	

	régulation de tension des transformateurs		
EGC-AUT-7.01	Exigences générales de conception – systèmes d'alimentation c.a.	2009-06	
EGCS-25190-001 REV 6	Exigences générales de conception – sectionneurs	2009-08	
0000-25150-001 REV 1	Exigences générales de conception – disjoncteurs	2007-12	

AUTRES DOCUMENTS (RE, RT)

AUTRES DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE – RE, RT			
Numéro	Titre	Date	
RE-C-2001-4-2, rév. A	Application des critères de protection du NPCC dans les postes de TransÉnergie		
RT-61.11	Renseignements techniques sur les étiquettes		
RT-61.12	Synoptique		
TET-APC-N-0002	Critères de conception pour le drainage et le renforcement des installations contre les inondations	2003-12	
TET-APG-N-0001	Qualification parasismique des équipements, bâtiments et ouvrages du réseau de transport		
TET-AUT-E-0.0.1.5	Critères pour déterminer le besoin d'installation de la fonction ECE et la sélection des points dans les installations de TransÉnergie		
TET-AUT-P-0.0.1.4	Identification et étiquetage des équipements d'automatisme des installations		
GÉSART	guide des équipements de surveillance des automatismes du réseau de Transport		

RÉFÉRENCES NORMATIVES POUR OSCILLO (POUR INSTALLATIONS DU RÉSEAU BULK)

Numéro	Titre
<u>Northeast Power Coordinating Council</u>	

Document A-15 August 23, 2007	Disturbance Monitoring Equipment Criteria
PRC-002	Disturbance Monitoring

EXIGENCES PARTICULIÈRES DE CONCEPTION

Numéro	Titre
1275-25770-001	EPC Comportement
1275-25200-034 rev 0	EPC Environnement
1275-25210-001 trev 0	EPC Bruit audible
1275-25590-001 rev 0	EPC Sécurisation physique des actifs
À venir	EPC Protection
À venir	EPC complémentaire – volet reconstruction des lignes

LISTE DES CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES GÉNÉRALES

Numéro d'identification	Caractéristique électrique générale
SE-230-4000-50-0 1	Sectionneur 245 kV, 4000 A, 50 kA
JB-230-4000-50-02	Jeu de barres 245 kV, 4000 A, 50 kA
DI-230-4000-50-01	Disjoncteur 245 kV, 4000 A, 50 kA
JB-230-1200-50-02	Jeu de barres 245 kV, 1200 A, 50 kA
SE-230-2000-50-01	Sectionneur 245 kV,2000 A, 50 kA
SE-230-50-01	Sectionneur de terre 245 kV, 50 kA
PA-230-01	Parafoudre ZnO 153kV, 10kA
TT-230-01-95	Transformateur de tension 245 kV
TC-230-01-95	Transformateur de courant 245 kV,4000 A, 50 kA
TP-230-120-400-08	Autotransformateur triphasé 230-120-12,5 kV400 MVA
JB-120-2500-40-02	Jeu de barres 145 kV,2500 A, 40 kA
DI-120-2500-40-01	Disjoncteur 145 kV,2500 A, 40 kA
SE-120-2500-40-01	Sectionneur 145 kV, 2500 A, 40 kA
PA-120-01	Parafoudre' ZnO 86 kV 10 kA
TT-120-01-93	Transformateur de tension 145 kV
TC-120-02-93	Transformateur de courant 145 kV,2000 A, 40 kA
1275-20600-031-01/06-0-PL-A	courants de défaut relatifs à l'élévation du potentiel de terre
1275-20620-011-01-0-PL-A	POSTE BÉCANCOUR 230-120 KV - Ajout du 3ième TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE Et remplacement des TRANSFORMATEURS DE MESURE TTT1, TTT2, TTL3, TTL4, TTL7, TTL8, TTL15, TTL17, TTL18 et TC du disjoncteur 120-6.
1275-20600-032-01/07-0-PL-A	POSTE BÉCANCOUR 230-120 KV - Ajout du 3ième TRANSFORMATEUR 230/120kV – AUTOMATISMES ET PROTECTIONS

Numéro d'identification	Caractéristique électrique générale
1275-20600-030-01/02-A-PL-A	POSTE BÉCANCOUR 230-120 KV - Reconstruction des circuits 2382, 2383, 2385, 2386 et 2390
1119-20600-021-01/03-A-PL-A	POSTE NICOLET 735-230KV - Reconstruction des circuits 2382, 2383, 2385, 2386 et 2390
1666-20600-010-01/03-A-PL-A	POSTE GENTILLY 230-24KV - Reconstruction des circuits 2382, 2383, 2385, 2386 et 2390
7113-20600-001-01/03-A-PL-A	LIGNE BITERNE À 230KV du poste Gentilly 2 jusqu'à celui de Bécancour, reconstruction sur ~ 7km des circuits actuels 2385/2386 (6km) et 2386/2383 (1km) qui deviendront les circuits 2386/2390
1751-20600-006-01/03-A-PL-A	LIGNE BITERNE À 230KV À 6km du poste Gentilly 2, reconstruction sur ~ 15km des circuits actuels 2385/2383 ainsi qu'environ 31km du circuit 2383 à partir du poste Nicolet dont les deux ternes sont exploités en parallèle

NORMES TET TRANSÉNERGIE

NUMÉRO	DATE	TITRE
--------	------	-------

SECTION ENVIRONNEMENT		
DIR-01		Conditions relatives à l'application du programme de mise en valeur intégrée
DIR-21		Acceptabilité environnementale et accueil favorable des nouveaux projets, travaux de réhabilitation et activités d'exploitation et de maintenance
DIR-22		Exigences de prévention de contrôle des pollutions et nuisances
DIR-23		Directive sur le patrimoine et la polyvalence
DIR-36		Conduite des relations avec les collectivités
TET-ENV-N-EVAL001		Activités devant faire l'objet d'une étude d'impact d'une évaluation environnementale ou d'une évaluation environnementale interne
TET-ENV-N-EVAL002		Intégration de l'environnement aux activités reliées aux installations de lignes et postes d'HQT
TET-ENV-N-CONT001		Bruit audible généré par les postes électriques
PR-DPPSE-447-001		Procédure sur les déversements accidentels des contaminants
TET-ENV-P-MNT-0001		Traversées des cours d'eau et autres milieux humides
TET-ENV-P-TRAV002		Utilisation d'engins de chantier
TET-ENV-P-VEG-0002		Restauration du couvert végétal
TET-ENV-N-FAU-0001		Emprises de lignes de transport dans les ravages de cerfs de virginie

TET-LIA-P-TRAV001		Gestion du matériel lors des activités de construction, de réfection, de démantèlement et de maintenance des lignes de transport
		Entente sur le passage des lignes de transport en milieu agricole et forestier, HQ-UPA

SECTION LIGNES		
TET-LIA-N-GEN0100	2005-02	Critères de conception des lignes aériennes de transport
TET-LIA-N-GEN0030	2008-09	Règles régissant l'outillage et le matériel utilisés pour les travaux sous tension
NG-002-81-D (N)	1984-11	Norme pour le calcul des emprises des lignes de transport d'énergie
TET-LIA-N-CON0200	2008-04	Dégagements, écartements et distances électriques sécuritaires applicables aux lignes aériennes de transport
TET-LIA-N-CON0220	2007-07	Contrôle des vibrations éoliennes des lignes aériennes
TET-LIA-N-GEN0020	2007-11	Règles régissant les travaux sous tension
TET-LIA-N-SUP0010	2005-11	Balisage des lignes aériennes de transport
TET-LIA-P-GEN0005	2009-06	Travaux réalisés par les entrepreneurs dans les supports de transport au voisinage d'un circuit sous tension
En révision	1996-01	Exigences de maintenance Lignes
TET-EMP-N-AP-LE-N001		Utilisation des emprises des lignes de transport
TET-EMP-N-VEG0001		Maîtrise intégrée de la végétation dans les emprises de lignes de transport, les postes et sites de télécommunications
TET-EMP-N-BGTÉ-001		Cueillette, mise à jour et gestion des données de niveau 1 de la Base Géographique de TransÉnergie (BGTÉ)

Annexe 4

**LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU
D'AUTRES LOIS**

1 **AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS**

2 Le Transporteur présente ci-après la liste des autorisations exigées en vertu d'autres
3 lois pour la réalisation du projet à l'étude et ce, conformément au paragraphe 6,
4 alinéa 1 de l'article 2 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*
5 *autorisation de la Régie de l'énergie.*

6 *Volet provincial*

- 7 • La reconstruction d'une ligne d'alimentation à 230 kV est soumise à l'obtention
8 préalable d'un certificat d'autorisation du ministère du Développement
9 durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) en application de l'article
10 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*¹ et en regard du *Règlement*
11 *relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*².
- 12 • Au soutien d'une demande de certificat d'autorisation auprès du MDDEP, des
13 certificats attestant que le projet ne contrevient à aucun règlement municipal
14 sont requis des municipalités locales où se situe le projet en vertu du
15 *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*³.
- 16 • Des avis de conformité (résolution) sont requis des municipalités régionales
17 de comté (MRC) où sera reconstruite la future ligne, le tout en vertu des
18 articles 149 et suivants de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*⁴.
- 19 • Une autorisation de la Commission de protection du territoire agricole du
20 Québec (CPTAQ) est requise pour la reconstruction de la ligne puisqu'elle
21 sera implantée en zone verte protégée⁵.

22 Aucune autre autorisation gouvernementale provinciale n'est requise.

¹ L.R.Q., c. Q-2

² R.R.Q., 1981, c. Q-2, r.1.001

³ *Id.*, art. 8.

⁴ *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, L.R.Q., c. A-19.1

⁵ *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*, L.R.Q., c. P-41.1

1 Volet fédéral

2 Aucune autorisation gouvernementale fédérale n'est requise.

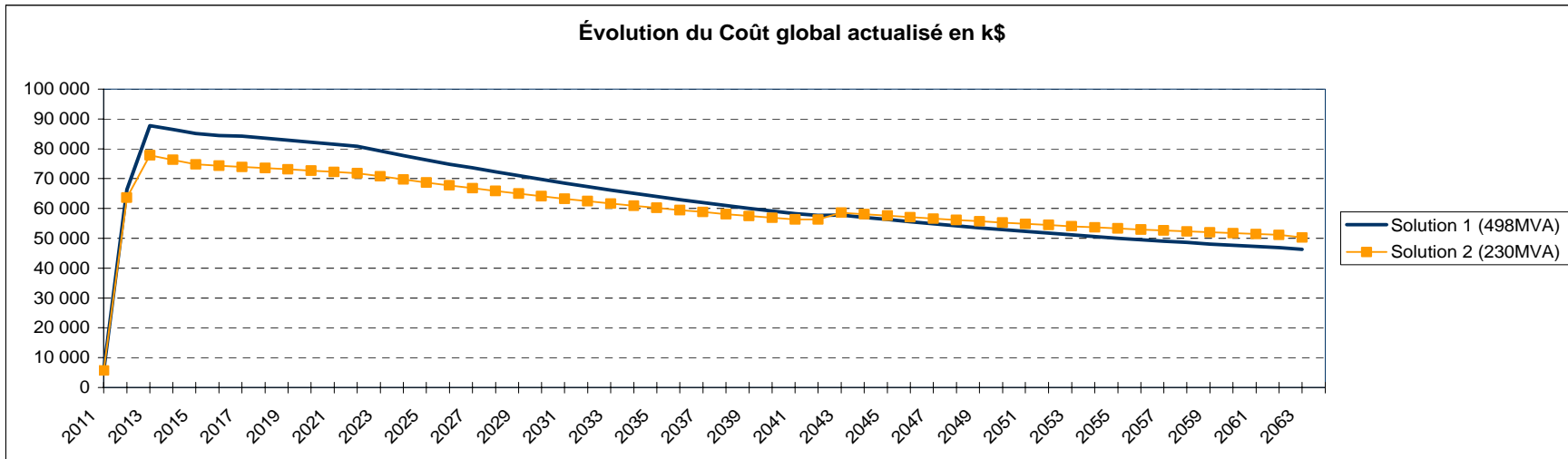
Annexe 5

ANALYSE ÉCONOMIQUE

Renforcement du réseau Bécancour

k\$ actualisés	Solution 1 (498MVA)	Solution 2 (230MVA)
Investissements (-)	90 351	82 817
Valeurs résiduelles (+)	174	569
Revenus (+)	0	0
Charge d'exploitation (-)	-49 548	-37 030
Taxe sur le capital (-)	0	0
Taxe sur les services publics (-)	5 677	5 081
Flux monétaire net	-46 306	-50 300
Coût global actualisé (CGA)	46 306	50 300

Évolution du Coût global actualisé en k\$



Renforcement du réseau Bécancour	TOTAL	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Solution 1 (498MVA)	k\$ act.*	k\$ courants*								
Investissements	90 351	5 603	64 280	25 496	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	174	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :										
Pertes électriques	-49 548	41	42	-1 844	-1 992	-2 145	-1 480	-731	-1 544	-1 576
Taxe sur les services publics	5 677	0	0	338	530	519	507	496	485	474
Dépenses totales	-43 871	41	42	-1 506	-1 462	-1 626	-972	-235	-1 059	-1 102
Flux monétaire net	-46 306	-5 644	-64 322	-23 990	1 462	1 626	972	235	1 059	1 102

* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

Flux monétaire net actualisé	-46 306	-5 644	-60 710	-21 372	1 229	1 291	728	166	707	694
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-5 644	-66 354	-87 725	-86 496	-85 206	-84 477	-84 311	-83 604	-82 910
Coût global actualisé (CGA)	46 306									

Solution 2 (230MVA)	k\$ act.*	k\$ courants*								
Investissements	82 817	5 714	61 241	17 743	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	569	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :										
Pertes électriques	-37 030	51	52	-2 051	-2 215	-2 386	-1 034	-1 056	-1 079	-1 101
Taxe sur les services publics	5 081	0	0	271	475	465	454	443	433	422
Dépenses totales	-31 949	51	52	-1 780	-1 740	-1 921	-580	-613	-646	-678
Flux monétaire net	-50 300	-5 765	-61 293	-15 963	1 740	1 921	580	613	646	678

* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

Flux monétaire net actualisé	-50 300	-5 765	-57 851	-14 221	1 463	1 525	434	433	431	427
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-5 765	-63 616	-77 837	-76 373	-74 849	-74 414	-73 981	-73 551	-73 123

Renforcement du réseau Bécancour	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Solution 1 (498MVA)											
Investissements	0	0	0	0	0	0	0	563	0	0	0
Valeurs résiduelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :											
Pertes électriques	-1 608	-1 640	-1 672	-3 603	-3 688	-3 746	-3 831	-3 908	-3 986	-4 066	-4 147
Taxe sur les services publics	463	451	440	429	418	406	395	384	376	364	353
Dépenses totales	-1 145	-1 189	-1 232	-3 174	-3 270	-3 340	-3 436	-3 524	-3 610	-3 701	-3 794
Flux monétaire net	1 145	1 189	1 232	3 174	3 270	3 340	3 436	2 961	3 610	3 701	3 794

* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

Flux monétaire net actualisé	681	667	652	1 587	1 543	1 487	1 444	1 174	1 352	1 308	1 265
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	-82 230	-81 563	-80 911	-79 324	-77 781	-76 294	-74 850	-73 676	-72 324	-71 016	-69 751
Coût global actualisé (CGA)											

Solution 2 (230MVA)											
Investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :											
Pertes électriques	-1 123	-1 145	-1 168	-2 517	-2 576	-2 617	-2 676	-2 730	-2 784	-2 840	-2 897
Taxe sur les services publics	412	401	390	380	369	359	348	337	327	316	305
Dépenses totales	-711	-745	-778	-2 137	-2 207	-2 259	-2 328	-2 393	-2 458	-2 524	-2 592
Flux monétaire net	711	745	778	2 137	2 207	2 259	2 328	2 393	2 458	2 524	2 592

* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

Flux monétaire net actualisé	423	418	412	1 068	1 041	1 006	978	949	920	892	864
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	-72 700	-72 283	-71 871	-70 803	-69 762	-68 756	-67 777	-66 828	-65 908	-65 016	-64 152

Renforcement du réseau Bécancour	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Solution 1 (498MVA)											
Investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	127
Valeurs résiduelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :											
Pertes électriques	-4 230	-4 315	-4 401	-4 489	-4 579	-4 670	-4 764	-4 859	-4 956	-5 055	-5 156
Taxe sur les services publics	342	331	320	308	297	286	275	263	252	241	230
Dépenses totales	-3 888	-3 984	-4 081	-4 181	-4 282	-4 384	-4 489	-4 596	-4 704	-4 814	-4 927
Flux monétaire net	3 888	3 984	4 081	4 181	4 282	4 384	4 489	4 596	4 704	4 814	4 800

* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

Flux monétaire net actualisé	1 224	1 184	1 144	1 106	1 070	1 034	999	965	932	901	848
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	-68 527	-67 344	-66 200	-65 093	-64 024	-62 990	-61 991	-61 026	-60 093	-59 193	-58 345
Coût global actualisé (CGA)											

Solution 2 (230MVA)											
Investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	423
Valeurs résiduelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :											
Pertes électriques	-2 955	-3 014	-3 074	-3 136	-3 199	-3 262	-3 328	-3 394	-3 462	-3 531	-3 602
Taxe sur les services publics	295	284	274	263	252	242	231	221	210	199	189
Dépenses totales	-2 660	-2 730	-2 801	-2 873	-2 946	-3 021	-3 097	-3 174	-3 252	-3 332	-3 413
Flux monétaire net	2 660	2 730	2 801	2 873	2 946	3 021	3 097	3 174	3 252	3 332	2 990

* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

Flux monétaire net actualisé	837	811	785	760	736	712	689	667	645	623	528
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	-63 315	-62 504	-61 719	-60 958	-60 222	-59 510	-58 821	-58 155	-57 510	-56 886	-56 358

Renforcement du réseau Bécancour	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
Solution 1 (498MVA)											
Investissements	913	6 151	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :											
Pertes électriques	-5 259	-5 365	-5 472	-5 581	-5 693	-5 807	-5 923	-6 042	-6 162	-6 286	-6 411
Taxe sur les services publics	218	208	237	225	214	202	190	178	166	154	143
Dépenses totales	-5 041	-5 157	-5 235	-5 356	-5 479	-5 605	-5 733	-5 863	-5 996	-6 131	-6 269
Flux monétaire net	4 128	-994	5 235	5 356	5 479	5 605	5 733	5 863	5 996	6 131	6 269

* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

Flux monétaire net actualisé	688	-156	777	751	725	700	676	652	629	607	586
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	-57 657	-57 813	-57 036	-56 285	-55 560	-54 861	-54 185	-53 533	-52 904	-52 296	-51 710
Coût global actualisé (CGA)											

Solution 2 (230MVA)											
Investissements	3 029	18 538	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :											
Pertes électriques	-3 674	-3 748	-3 823	-3 899	-3 977	-4 056	-4 138	-4 220	-4 305	-4 391	-4 479
Taxe sur les services publics	178	168	282	269	257	244	232	219	207	194	182
Dépenses totales	-3 496	-3 579	-3 541	-3 630	-3 720	-3 812	-3 906	-4 001	-4 098	-4 197	-4 297
Flux monétaire net	467	-14 959	3 541	3 630	3 720	3 812	3 906	4 001	4 098	4 197	4 297

* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

Flux monétaire net actualisé	78	-2 353	526	509	492	476	460	445	430	416	402
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	-56 281	-58 634	-58 108	-57 599	-57 107	-56 631	-56 171	-55 726	-55 296	-54 880	-54 478

Renforcement du réseau Bécancour	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063
Solution 1 (498MVA)											
Investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 522
Revenus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :											
Pertes électriques	-6 540	-6 670	-6 804	-6 940	-7 079	-7 220	-7 365	-7 512	-7 662	-7 815	-7 972
Taxe sur les services publics	131	119	107	95	83	72	60	48	37	25	16
Dépenses totales	-6 409	-6 551	-6 697	-6 844	-6 995	-7 148	-7 305	-7 464	-7 625	-7 790	-7 955
Flux monétaire net	6 409	6 551	6 697	6 844	6 995	7 148	7 305	7 464	7 625	7 790	11 478

* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

Flux monétaire net actualisé	566	546	527	508	490	473	456	440	424	409	568
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	-51 144	-50 599	-50 072	-49 564	-49 074	-48 602	-48 146	-47 706	-47 283	-46 874	-46 306
Coût global actualisé (CGA)											

Solution 2 (230MVA)											
Investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11 486
Revenus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :											
Pertes électriques	-4 568	-4 660	-4 753	-4 848	-4 945	-5 044	-5 145	-5 247	-5 352	-5 459	-5 569
Taxe sur les services publics	169	157	144	132	119	107	94	82	69	57	47
Dépenses totales	-4 399	-4 503	-4 608	-4 716	-4 825	-4 937	-5 050	-5 166	-5 283	-5 403	-5 522
Flux monétaire net	4 399	4 503	4 608	4 716	4 825	4 937	5 050	5 166	5 283	5 403	17 008

* Total : k\$ actualisés

Données annuelles : k\$ courants

Flux monétaire net actualisé	388	375	362	350	338	326	315	304	294	283	842
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	-54 090	-53 715	-53 353	-53 003	-52 665	-52 338	-52 023	-51 719	-51 425	-51 142	-50 300

Paramètres du projet

Paramètres	Normalisés	HQ TransÉnergie					
Date des paramètres	19-avr-11						
Taux des frais de garantie	0,50%						
Taux d'actualisation de long terme	5,950%						
		Structure de capital		Part	Coût de long terme		
		Dette		70,00%	5,441%		
		Avoir propre		30,00%	7,137%		
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
Taux de taxe sur le capital		0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
Taux de taxe sur les services publics		0,550%	0,550%	0,550%	0,550%	0,550%	0,550%
Taux pour frais d'emprunts à capitaliser		7,205%	7,205%	7,205%	7,205%	7,205%	7,205%
Taux pour la charge d'intérêt (excluant frais de garantie)		4,941%	4,941%	4,941%	4,941%	4,941%	4,941%

Annexe 6

COÛTS ANNUELS

Coûts annuels associés au projet du renforcement du réseau de Bécancour à 230 kV et à 120 kV

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Installation	Avant	2011	2012	2013	Total
Croissance					
Bécancour / Nicolet, reconstruction L-2383 et L-2385 (croissance)	749,7	1 779,8	31 345,2	28,1	33 902,8
Bécancour / Gentilly, reconstruction 230 kV L-2386 et L-2390 (croissance)	110,3	402,5	3 631,2	6 839,3	10 983,3
Poste Bécancour, addition 1 transformateur (croissance)	14,0	1 016,0	2 679,0	16 899,0	20 608,0
Poste Bécancour, Gentilly, Nicolet (croissance)		323,5	272,6	2,2	598,3
Sous-total croissance	874,0	3 521,9	37 927,9	23 768,7	66 092,4
Maintien des actifs					
Bécancour / Nicolet, reconstruction L-2383 et L-2385 (maintien des actifs)		2 281,8	28 269,9	25,9	30 577,6
Poste Bécancour, remplacement équipement de mesure (maintien des actifs)		76,0	532,0	3 192,0	3 800,0
Sous-total maintien des actifs		2 357,8	28 801,9	3 217,9	34 377,6
Global	874,0	5 879,6	66 729,8	26 986,6	100 470,0

Coûts annuels associés au projet du renforcement du réseau de Bécancour à 230 kV et à 120 kV

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Description	Année				Total
	Avant	2011	2012	2013	
Global - Lignes, Postes					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	711,9	313,1	76,2		1 101,1
Autres coûts	9,8	6,6	1,5		17,9
Frais financiers	27,3	16,1	3,0		46,4
Sous-total	749,0	335,8	80,7		1 165,5
Coûts du projet					
Ingénierie interne	50,8	1 336,5	1 310,8	370,4	3 068,4
Ingénierie externe	48,7	843,3	7,0		899,0
Client	15,7	920,5	331,8	1 810,4	3 078,4
Approvisionnement		1 399,0	24 196,9	7 924,7	33 520,7
Construction			29 447,8	9 362,7	38 810,5
Gérance interne	9,8	271,3	1 400,2	1 466,6	3 147,9
Gérance externe			351,4	103,1	454,5
Provision		5,2	6 149,0	4 010,0	10 164,2
Autres coûts		508,1	973,3	473,8	1 955,2
Frais financiers		259,8	2 481,0	1 464,6	4 205,5
Sous-total	125,0	5 543,8	66 649,2	26 986,6	99 304,5
TOTAL	874,0	5 879,6	66 729,8	26 986,6	100 470,0

Coûts annuels associés au projet du renforcement du réseau de Bécancour à 230 kV et à 120 kV

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Description	Année				Total
	Avant	2011	2012	2013	
Global - Lignes					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	698,7				698,7
Autres coûts	9,5				9,5
Frais financiers	26,9				26,9
Sous-total	735,1				735,1
Coûts du projet					
Ingénierie interne	50,8	787,2	131,6	86,0	1 055,6
Ingénierie externe	48,7	843,3	7,0		899,0
Client	15,7	903,8	242,7	32,6	1 194,8
Approvisionnement		995,8	23 317,1		24 312,9
Construction			28 824,8	4 757,3	33 582,1
Gérance interne	9,8	257,8	1 217,2	516,4	2 001,2
Gérance externe			351,4	103,1	454,5
Provision		5,2	6 094,8	1 038,9	7 138,9
Autres coûts		485,9	913,6	104,4	1 503,9
Frais financiers		185,0	2 146,1	254,7	2 585,8
Sous-total	125,0	4 464,0	63 246,3	6 893,4	74 728,7
TOTAL	860,1	4 464,0	63 246,3	6 893,4	75 463,8

Coûts annuels associés au projet du renforcement du réseau de Bécancour à 230 kV et à 120 kV

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Description	Année				Total
	Avant	2011	2012	2013	
Global - Postes					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	13,2	313,1	76,2		402,5
Autres coûts	0,3	6,6	1,5		8,4
Frais financiers	0,5	16,1	3,0		19,6
Sous-total	14,0	335,8	80,7		430,4
Coûts du projet					
Ingénierie interne		549,3	1 179,2	284,4	2 012,9
Ingénierie externe					
Client		16,7	89,1	1 777,9	1 883,7
Approvisionnement		403,2	879,8	7 924,7	9 207,8
Construction			623,0	4 605,4	5 228,4
Gérance interne		13,5	183,0	950,2	1 146,8
Gérance externe					
Provision			54,2	2 971,1	3 025,3
Autres coûts		22,2	59,7	369,4	451,3
Frais financiers		74,8	334,9	1 209,9	1 619,6
Sous-total		1 079,7	3 402,9	20 093,2	24 575,8
TOTAL	14,0	1 415,5	3 483,6	20 093,2	25 006,2

Coûts annuels associés au projet du renforcement du réseau de Bécancour à 230 kV et à 120 kV

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Description	Année				Total
	Avant	2011	2012	2013	
Bécancour / Nicolet, reconstruction L-2383 et L-2385 (croissance)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	591,9				591,9
Autres coûts	8,1				8,1
Frais financiers	24,8				24,8
Sous-total	624,7				624,7
Coûts du projet					
Ingénierie interne	50,8	265,1	58,4	21,8	396,1
Ingénierie externe	48,7	313,8	3,7		366,2
Client	15,7	386,3	129,5		531,5
Approvisionnement		436,3	10 472,0		10 908,3
Construction			15 147,4		15 147,4
Gérance interne	9,8	94,1	628,7	5,9	738,5
Gérance externe			184,7		184,7
Provision		2,3	3 201,8		3 204,1
Autres coûts		210,8	422,2	0,4	633,4
Frais financiers		71,1	1 096,8		1 167,9
Sous-total	125,0	1 779,8	31 345,2	28,1	33 278,1
TOTAL	749,7	1 779,8	31 345,2	28,1	33 902,8

Coûts annuels associés au projet du renforcement du réseau de Bécancour à 230 kV et à 120 kV

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Description	Année				Total
	Avant	2011	2012	2013	
Bécancour / Nicolet, reconstruction L-2383 et L-2385 (maintien des actifs)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet					
Autres coûts					
Frais financiers					
Sous-total					
Coûts du projet					
Ingénierie interne		339,9	52,7	20,2	412,8
Ingénierie externe		402,4	3,3		405,7
Client		495,4	86,6		582,0
Approvisionnement		559,5	9 455,6		10 015,1
Construction			13 677,4		13 677,4
Gérance interne		120,6	567,6	5,4	693,6
Gérance externe			166,7		166,7
Provision		2,9	2 891,0		2 893,9
Autres coûts		270,4	381,3	0,3	652,0
Frais financiers		90,7	987,7		1 078,4
Sous-total		2 281,8	28 269,9	25,9	30 577,6
TOTAL		2 281,8	28 269,9	25,9	30 577,6

Coûts annuels associés au projet du renforcement du réseau de Bécancour à 230 kV et à 120 kV

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Description	Année				Total
	Avant	2011	2012	2013	
Bécancour / Gentilly, reconstruction L-2386 et L-2390 (croissance)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	106,8				106,8
Autres coûts	1,4				1,4
Frais financiers	2,1				2,1
Sous-total	110,3				110,3
Coûts du projet					
Ingénierie interne		182,2	20,5	44,0	246,7
Ingénierie externe		127,1			127,1
Client		22,1	26,6	32,6	81,3
Approvisionnement			3389,5		3389,5
Construction				4757,3	4757,3
Gérance interne		43,1	20,9	505,1	569,1
Gérance externe				103,1	103,1
Provision			2,0	1038,9	1040,9
Autres coûts		4,7	110,1	103,7	218,5
Frais financiers		23,3	61,6	254,7	339,6
Sous-total		402,5	3631,2	6839,3	10873,0
TOTAL	110,3	402,5	3631,2	6839,3	10983,3

Coûts annuels associés au projet du renforcement du réseau de Bécancour à 230 kV et à 120 kV

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Description	Année				Total
	Avant	2011	2012	2013	
Poste Bécancour, addition d'un transformateur (croissance)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	13,2	244,5			257,7
Autres coûts	0,3	5,2			5,5
Frais financiers	0,5	10,1			10,6
Sous-total	14,0	259,8			273,8
Coûts du projet					
Ingénierie interne		253,5	905,1	133,2	1 291,9
Ingénierie externe					
Client		12,7	38,8	1 320,4	1 371,9
Approvisionnement		403,2	863,7	7 159,5	8 426,4
Construction			411,4	3 813,9	4 225,3
Gérance interne			132,8	664,7	797,5
Gérance externe					
Provision			8,9	2 513,2	2 522,1
Autres coûts		18,3	47,0	311,5	376,8
Frais financiers		68,5	271,2	982,6	1 322,3
Sous-total		756,2	2 679,0	16 899,0	20 334,2
TOTAL	14,0	1 016,0	2 679,0	16 899,0	20 608,0

Coûts annuels associés au projet du renforcement du réseau de Bécancour à 230 kV et à 120 kV

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Description	Année				Total
	Avant	2011	2012	2013	
Poste Bécancour, Gentilly, Nicolet, (croissance)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet					
Autres coûts					
Frais financiers					
Sous-total					
Coûts du projet					
Ingénierie interne		295,7			295,7
Ingénierie externe					
Client		4,0	22,4	2,2	28,6
Approvisionnement			16,1		16,1
Construction			131,6		131,6
Gérance interne		13,5	26,6		40,1
Gérance externe					
Provision			44,2		44,2
Autres coûts		3,9	3,0		6,9
Frais financiers		6,3	28,7		35,0
Sous-total		323,5	272,6	2,2	598,3
TOTAL		323,5	272,6	2,2	598,3

Coûts annuels associés au projet du renforcement du réseau de Bécancour à 230 kV et à 120 kV

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Description	Année				Total
	Avant	2011	2012	2013	
Poste Bécancour, remplacement d'équipement de mesure, (maintien des actifs)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet		68,6	76,2		144,8
Autres coûts		1,4	1,5		2,9
Frais financiers		6,0	3,0		9,0
Sous-total		76,0	80,7		156,6
Coûts du projet					
Ingénierie interne			274,0	151,2	425,3
Ingénierie externe					
Client			27,9	455,3	483,1
Approvisionnement				765,2	765,2
Construction			80,0	791,5	871,5
Gérance interne			23,6	285,6	309,2
Gérance externe					
Provision			1,1	457,9	459,0
Autres coûts			9,6	58,0	67,6
Frais financiers			35,1	227,3	262,4
Sous-total			451,3	3 192,0	3 643,3
TOTAL		76,0	532,0	3 192,0	3 800,0

Annexe 7

IMPACT TARIFAIRE

Tableau 1 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans

Coût du projet (M\$)	100,470
Contribution estimée du Distributeur (M\$)	66,092
Mise en service nette (M\$)	34,378
	2012-7
	30,578
	2013-10
	3,800
Amortissement linéaire ¹	
Coût moyen pondéré du capital prospectif ²	5,950%
Taxe sur les services publics (TSP) ³	0,55%
Nombre d'années	20

Années	Amortissement ent 2012-7 (M\$)	Amortissement ent 2013-10 (M\$)	Amortissement ent (M\$)	Amortissement ent cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)
2011									3 004,511	41 470	72,45	
2012	0,637	0,000	0,637	0,637	29,941	13,966	0,831	0,000	1,468	3 005,979	41 470	72,49
2013	1,529	0,032	1,561	2,198	32,180	30,049	1,788	0,165	3,513	3 008,024	41 470	72,54
2014	1,529	0,190	1,719	3,916	30,461	31,321	1,864	0,177	3,759	3 008,270	41 470	72,54
2015	1,529	0,190	1,719	5,635	28,742	29,602	1,761	0,168	3,648	3 008,159	41 470	72,54
2016	1,529	0,190	1,719	7,354	27,023	27,883	1,659	0,158	3,536	3 008,047	41 470	72,54
2017	1,529	0,190	1,719	9,073	25,305	26,164	1,557	0,149	3,424	3 007,935	41 470	72,53
2018	1,529	0,190	1,719	10,792	23,586	24,445	1,454	0,139	3,313	3 007,824	41 470	72,53
2019	1,529	0,190	1,719	12,511	21,867	22,726	1,352	0,130	3,201	3 007,712	41 470	72,53
2020	1,529	0,190	1,719	14,230	20,148	21,007	1,250	0,120	3,089	3 007,600	41 470	72,53
2021	1,529	0,190	1,719	15,949	18,429	19,288	1,148	0,111	2,977	3 007,488	41 470	72,52
2022	1,529	0,190	1,719	17,668	16,710	17,570	1,045	0,101	2,866	3 007,377	41 470	72,52
2023	1,529	0,190	1,719	19,386	14,991	15,851	0,943	0,092	2,754	3 007,265	41 470	72,52
2024	1,529	0,190	1,719	21,105	13,272	14,132	0,841	0,082	2,642	3 007,153	41 470	72,51
2025	1,529	0,190	1,719	22,824	11,553	12,413	0,739	0,073	2,530	3 007,041	41 470	72,51
2026	1,529	0,190	1,719	24,543	9,835	10,694	0,636	0,064	2,419	3 006,930	41 470	72,51
2027	1,529	0,190	1,719	26,262	8,116	8,975	0,534	0,054	2,307	3 006,818	41 470	72,51
2028	1,529	0,190	1,719	27,981	6,397	7,256	0,432	0,045	2,195	3 006,706	41 470	72,50
2029	1,529	0,190	1,719	29,700	4,678	5,537	0,329	0,035	2,084	3 006,595	41 470	72,50
2030	1,529	0,190	1,719	31,419	2,959	3,819	0,227	0,026	1,972	3 006,483	41 470	72,50
2031	1,529	0,190	1,719	33,137	1,240	2,100	0,125	0,016	1,860	3 006,371	41 470	72,50
2032	0,892	0,190	1,082	34,219	0,158	0,528	0,031	0,007	1,120	3 005,631	41 470	72,48
2033	0,000	0,158	0,158	34,378	0,000	0,067	0,004	0,001	0,163	3 004,674	41 470	72,45
Ensemble de la période 2012 à 2033									2,584			72,51

¹ Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.

² Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,950 %, selon la décision D-2011-039 pour la demande R-3738-2010.

³ Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

Tableau 2 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans – analyse de sensibilité

													<i>Analyse de sensibilité</i>	
											+ 15 %	115,541		
												76,006		
												39,534		
										2012-7		35,164		
										2013-10		4,370		
											+ 15 %	6,843%		
												0,55%		
												20		
Années	Amortissement 2012-7 (M\$)	Amortissement 2013-10 (M\$)	Amortissement (M\$)	Amortissement cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)		
2011									3 004,511	41 470	72,45			
2012	0,733	0,000	0,733	0,733	34,432	16,061	1,099	0,000	1,832	3 006,343	41 470	72,49		
2013	1,758	0,036	1,795	2,527	37,007	34,557	2,365	0,189	4,349	3 008,860	41 470	72,56		
2014	1,758	0,219	1,977	4,504	35,030	36,019	2,465	0,204	4,645	3 009,156	41 470	72,56		
2015	1,758	0,219	1,977	6,481	33,054	34,042	2,329	0,193	4,499	3 009,010	41 470	72,56		
2016	1,758	0,219	1,977	8,457	31,077	32,065	2,194	0,182	4,353	3 008,864	41 470	72,56		
2017	1,758	0,219	1,977	10,434	29,100	30,089	2,059	0,171	4,206	3 008,717	41 470	72,55		
2018	1,758	0,219	1,977	12,411	27,123	28,112	1,924	0,160	4,060	3 008,571	41 470	72,55		
2019	1,758	0,219	1,977	14,387	25,147	26,135	1,788	0,149	3,914	3 008,425	41 470	72,55		
2020	1,758	0,219	1,977	16,364	23,170	24,158	1,653	0,138	3,768	3 008,279	41 470	72,54		
2021	1,758	0,219	1,977	18,341	21,193	22,182	1,518	0,127	3,622	3 008,133	41 470	72,54		
2022	1,758	0,219	1,977	20,318	19,217	20,205	1,383	0,117	3,476	3 007,987	41 470	72,53		
2023	1,758	0,219	1,977	22,294	17,240	18,228	1,247	0,106	3,330	3 007,841	41 470	72,53		
2024	1,758	0,219	1,977	24,271	15,263	16,252	1,112	0,095	3,184	3 007,695	41 470	72,53		
2025	1,758	0,219	1,977	26,248	13,286	14,275	0,977	0,084	3,037	3 007,548	41 470	72,52		
2026	1,758	0,219	1,977	28,224	11,310	12,298	0,841	0,073	2,891	3 007,402	41 470	72,52		
2027	1,758	0,219	1,977	30,201	9,333	10,321	0,706	0,062	2,745	3 007,256	41 470	72,52		
2028	1,758	0,219	1,977	32,178	7,356	8,345	0,571	0,051	2,599	3 007,110	41 470	72,51		
2029	1,758	0,219	1,977	34,155	5,380	6,368	0,436	0,040	2,453	3 006,964	41 470	72,51		
2030	1,758	0,219	1,977	36,131	3,403	4,391	0,300	0,030	2,307	3 006,818	41 470	72,51		
2031	1,758	0,219	1,977	38,108	1,426	2,415	0,165	0,019	2,161	3 006,672	41 470	72,50		
2032	1,026	0,219	1,244	39,352	0,182	0,607	0,042	0,008	1,293	3 005,804	41 470	72,48		
2033	0,000	0,182	0,182	39,534	0,000	0,077	0,005	0,001	0,188	3 004,699	41 470	72,46		
Ensemble de la période 2012 à 2033									3,132		72,53			

¹ Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009

² Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,95 %, selon la décision D-2011-039 pour la demande R-3738-2010.

³ Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

Tableau 3 : Impact tarifaire du Projet sur 50 ans

Coût du projet (M\$)	100,470
Contribution estimée du Distributeur (M\$)	66,092
Mise en service nette (M\$)	34,378
	2012-7
	30,578
	2013-10
	3,800
Amortissement linéaire ¹	
Coût moyen pondéré du capital prospectif ²	5,950%
Taxe sur les services publics (TSP) ³	0,55%
Nombre d'années	50

Années	Amortissement 2012-7 (M\$)	Amortissement 2013-10 (M\$)	Amortissement (M\$)	Amortissement cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)
2011									3 004,511	41 470	72,45	
2012	0,255	0,000	0,255	0,255	30,323	14,054	0,836	0,000	1,091	3 005,602	41 470	72,48
2013	0,612	0,013	0,624	0,879	33,499	30,892	1,838	0,167	2,629	3 007,140	41 470	72,51
2014	0,612	0,076	0,688	1,567	32,811	33,155	1,973	0,184	2,845	3 007,356	41 470	72,52
2015	0,612	0,076	0,688	2,254	32,123	32,467	1,932	0,180	2,800	3 007,311	41 470	72,52
2016	0,612	0,076	0,688	2,942	31,436	31,780	1,891	0,177	2,755	3 007,266	41 470	72,52
2017	0,612	0,076	0,688	3,629	30,748	31,092	1,850	0,173	2,710	3 007,221	41 470	72,52
2018	0,612	0,076	0,688	4,317	30,061	30,405	1,809	0,169	2,666	3 007,177	41 470	72,52
2019	0,612	0,076	0,688	5,004	29,373	29,717	1,768	0,165	2,621	3 007,132	41 470	72,51
2020	0,612	0,076	0,688	5,692	28,686	29,029	1,727	0,162	2,576	3 007,087	41 470	72,51
2021	0,612	0,076	0,688	6,379	27,998	28,342	1,686	0,158	2,532	3 007,043	41 470	72,51
2022	0,612	0,076	0,688	7,067	27,311	27,654	1,645	0,154	2,487	3 006,998	41 470	72,51
2023	0,612	0,076	0,688	7,755	26,623	26,967	1,605	0,150	2,442	3 006,953	41 470	72,51
2024	0,612	0,076	0,688	8,442	25,935	26,279	1,564	0,146	2,398	3 006,909	41 470	72,51
2025	0,612	0,076	0,688	9,130	25,248	25,592	1,523	0,143	2,353	3 006,864	41 470	72,51
2026	0,612	0,076	0,688	9,817	24,560	24,904	1,482	0,139	2,308	3 006,819	41 470	72,51
2027	0,612	0,076	0,688	10,505	23,873	24,217	1,441	0,135	2,264	3 006,775	41 470	72,51
2028	0,612	0,076	0,688	11,192	23,185	23,529	1,400	0,131	2,219	3 006,730	41 470	72,50
2029	0,612	0,076	0,688	11,880	22,498	22,842	1,359	0,128	2,174	3 006,685	41 470	72,50
2030	0,612	0,076	0,688	12,567	21,810	22,154	1,318	0,124	2,129	3 006,640	41 470	72,50
2031	0,612	0,076	0,688	13,255	21,123	21,466	1,277	0,120	2,085	3 006,596	41 470	72,50
2032	0,612	0,076	0,688	13,943	20,435	20,779	1,236	0,116	2,040	3 006,551	41 470	72,50
2033	0,612	0,076	0,688	14,630	19,748	20,091	1,195	0,112	1,995	3 006,506	41 470	72,50
2034	0,612	0,076	0,688	15,318	19,060	19,404	1,155	0,109	1,951	3 006,462	41 470	72,50
2035	0,612	0,076	0,688	16,005	18,372	18,716	1,114	0,105	1,906	3 006,417	41 470	72,50
2036	0,612	0,076	0,688	16,693	17,685	18,029	1,073	0,101	1,861	3 006,372	41 470	72,50
2037	0,612	0,076	0,688	17,380	16,997	17,341	1,032	0,097	1,817	3 006,328	41 470	72,49
2038	0,612	0,076	0,688	18,068	16,310	16,654	0,991	0,093	1,772	3 006,283	41 470	72,49
2039	0,612	0,076	0,688	18,755	15,622	15,966	0,950	0,090	1,727	3 006,238	41 470	72,49
2040	0,612	0,076	0,688	19,443	14,935	15,278	0,909	0,086	1,683	3 006,194	41 470	72,49
2041	0,612	0,076	0,688	20,130	14,247	14,591	0,868	0,082	1,638	3 006,149	41 470	72,49
2042	0,612	0,076	0,688	20,818	13,560	13,903	0,827	0,078	1,593	3 006,104	41 470	72,49
2043	0,612	0,076	0,688	21,506	12,872	13,216	0,786	0,075	1,548	3 006,059	41 470	72,49
2044	0,612	0,076	0,688	22,193	12,184	12,528	0,745	0,071	1,504	3 006,015	41 470	72,49
2045	0,612	0,076	0,688	22,881	11,497	11,841	0,705	0,067	1,459	3 005,970	41 470	72,49
2046	0,612	0,076	0,688	23,568	10,809	11,153	0,664	0,063	1,414	3 005,925	41 470	72,48
2047	0,612	0,076	0,688	24,256	10,122	10,466	0,623	0,059	1,370	3 005,881	41 470	72,48
2048	0,612	0,076	0,688	24,943	9,434	9,778	0,582	0,056	1,325	3 005,836	41 470	72,48
2049	0,612	0,076	0,688	25,631	8,747	9,090	0,541	0,052	1,280	3 005,791	41 470	72,48
2050	0,612	0,076	0,688	26,318	8,059	8,403	0,500	0,048	1,236	3 005,747	41 470	72,48
2051	0,612	0,076	0,688	27,006	7,372	7,715	0,459	0,044	1,191	3 005,702	41 470	72,48
2052	0,612	0,076	0,688	27,694	6,684	7,028	0,418	0,041	1,146	3 005,657	41 470	72,48
2053	0,612	0,076	0,688	28,381	5,996	6,340	0,377	0,037	1,102	3 005,613	41 470	72,48
2054	0,612	0,076	0,688	29,069	5,309	5,653	0,336	0,033	1,057	3 005,568	41 470	72,48
2055	0,612	0,076	0,688	29,756	4,621	4,965	0,295	0,029	1,012	3 005,523	41 470	72,48
2056	0,612	0,076	0,688	30,444	3,934	4,278	0,255	0,025	0,967	3 005,478	41 470	72,47
2057	0,612	0,076	0,688	31,131	3,246	3,590	0,214	0,022	0,923	3 005,434	41 470	72,47
2058	0,612	0,076	0,688	31,819	2,559	2,903	0,173	0,018	0,878	3 005,389	41 470	72,47
2059	0,612	0,076	0,688	32,506	1,871	2,215	0,132	0,014	0,833	3 005,344	41 470	72,47
2060	0,612	0,076	0,688	33,194	1,184	1,527	0,091	0,010	0,789	3 005,300	41 470	72,47
2061	0,612	0,076	0,688	33,882	0,496	0,840	0,050	0,007	0,744	3 005,255	41 470	72,47
2062	0,357	0,076	0,433	34,314	0,063	0,211	0,013	0,003	0,448	3 004,959	41 470	72,46
2063	0,000	0,063	0,063	34,378	0,000	0,027	0,002	0,000	0,065	3 004,576	41 470	72,45
Ensemble de la période 2012 à 2063									1,738		72,49	

¹ Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.

² Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,950 %, selon la décision D-2011-039 pour la demande R-3738-2010.

³ Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

Tableau 4 : Impact tarifaire du Projet sur 50 ans – analyse de sensibilité

													<i>Analyse de sensibilité</i>	
Coût du projet (M\$)											+ 15 %	115,541		
Contribution estimée du Distributeur (M\$)												76,006		
Mise en service nette (M\$)												39,534		
											2012-7	35,164		
											2013-10	4,370		
Amortissement linéaire ¹														
Coût moyen pondéré du capital prospectif ²											+ 15 %	6,843%		
Taxe sur les services publics (TSP) ³												0,55%		
Nombre d'années												50		
Années	Amortissement ent 2012-7 (M\$)	Amortissement ent 2013-10 (M\$)	Amortissement ent (M\$)	Amortissement ent cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)		
2011	0,293	0,000	0,293	0,293	34,871	16,162	1,106	0,000	1,399	3 004,511	41 470	72,45		
2012	0,293	0,000	0,293	0,293	34,871	16,162	1,106	0,000	1,399	3 005,910	41 470	72,48		
2013	0,703	0,015	0,718	1,011	38,523	35,526	2,431	0,192	3,341	3 007,852	41 470	72,53		
2014	0,703	0,087	0,791	1,802	37,733	38,128	2,609	0,212	3,611	3 008,122	41 470	72,54		
2015	0,703	0,087	0,791	2,592	36,942	37,337	2,555	0,208	3,553	3 008,064	41 470	72,54		
2016	0,703	0,087	0,791	3,383	36,151	36,547	2,501	0,203	3,495	3 008,006	41 470	72,54		
2017	0,703	0,087	0,791	4,174	35,361	35,756	2,447	0,199	3,436	3 007,947	41 470	72,53		
2018	0,703	0,087	0,791	4,964	34,570	34,965	2,392	0,194	3,378	3 007,889	41 470	72,53		
2019	0,703	0,087	0,791	5,755	33,779	34,175	2,338	0,190	3,319	3 007,830	41 470	72,53		
2020	0,703	0,087	0,791	6,546	32,989	33,384	2,284	0,186	3,261	3 007,772	41 470	72,53		
2021	0,703	0,087	0,791	7,336	32,198	32,593	2,230	0,181	3,202	3 007,713	41 470	72,53		
2022	0,703	0,087	0,791	8,127	31,407	31,803	2,176	0,177	3,144	3 007,655	41 470	72,53		
2023	0,703	0,087	0,791	8,918	30,617	31,012	2,122	0,173	3,085	3 007,596	41 470	72,53		
2024	0,703	0,087	0,791	9,708	29,826	30,221	2,068	0,168	3,027	3 007,538	41 470	72,52		
2025	0,703	0,087	0,791	10,499	29,035	29,430	2,014	0,164	2,969	3 007,480	41 470	72,52		
2026	0,703	0,087	0,791	11,290	28,244	28,640	1,960	0,160	2,910	3 007,421	41 470	72,52		
2027	0,703	0,087	0,791	12,080	27,454	27,849	1,906	0,155	2,852	3 007,363	41 470	72,52		
2028	0,703	0,087	0,791	12,871	26,663	27,058	1,851	0,151	2,793	3 007,304	41 470	72,52		
2029	0,703	0,087	0,791	13,662	25,872	26,268	1,797	0,147	2,735	3 007,246	41 470	72,52		
2030	0,703	0,087	0,791	14,453	25,082	25,477	1,743	0,142	2,676	3 007,187	41 470	72,52		
2031	0,703	0,087	0,791	15,243	24,291	24,686	1,689	0,138	2,618	3 007,129	41 470	72,51		
2032	0,703	0,087	0,791	16,034	23,500	23,896	1,635	0,134	2,559	3 007,070	41 470	72,51		
2033	0,703	0,087	0,791	16,825	22,710	23,105	1,581	0,129	2,501	3 007,012	41 470	72,51		
2034	0,703	0,087	0,791	17,615	21,919	22,314	1,527	0,125	2,442	3 006,953	41 470	72,51		
2035	0,703	0,087	0,791	18,406	21,128	21,524	1,473	0,121	2,384	3 006,895	41 470	72,51		
2036	0,703	0,087	0,791	19,197	20,338	20,733	1,419	0,116	2,326	3 006,837	41 470	72,51		
2037	0,703	0,087	0,791	19,987	19,547	19,942	1,365	0,112	2,267	3 006,778	41 470	72,51		
2038	0,703	0,087	0,791	20,778	18,756	19,152	1,310	0,108	2,209	3 006,720	41 470	72,50		
2039	0,703	0,087	0,791	21,569	17,966	18,361	1,256	0,103	2,150	3 006,661	41 470	72,50		
2040	0,703	0,087	0,791	22,359	17,175	17,570	1,202	0,099	2,092	3 006,603	41 470	72,50		
2041	0,703	0,087	0,791	23,150	16,384	16,780	1,148	0,094	2,033	3 006,544	41 470	72,50		
2042	0,703	0,087	0,791	23,941	15,593	15,989	1,094	0,090	1,975	3 006,486	41 470	72,50		
2043	0,703	0,087	0,791	24,731	14,803	15,198	1,040	0,086	1,916	3 006,427	41 470	72,50		
2044	0,703	0,087	0,791	25,522	14,012	14,407	0,986	0,081	1,858	3 006,369	41 470	72,50		
2045	0,703	0,087	0,791	26,313	13,221	13,617	0,932	0,077	1,799	3 006,310	41 470	72,49		
2046	0,703	0,087	0,791	27,103	12,431	12,826	0,878	0,073	1,741	3 006,252	41 470	72,49		
2047	0,703	0,087	0,791	27,894	11,640	12,035	0,824	0,068	1,683	3 006,194	41 470	72,49		
2048	0,703	0,087	0,791	28,685	10,849	11,245	0,769	0,064	1,624	3 006,135	41 470	72,49		
2049	0,703	0,087	0,791	29,476	10,059	10,454	0,715	0,060	1,566	3 006,077	41 470	72,49		
2050	0,703	0,087	0,791	30,266	9,268	9,663	0,661	0,055	1,507	3 006,018	41 470	72,49		
2051	0,703	0,087	0,791	31,057	8,477	8,873	0,607	0,051	1,449	3 005,960	41 470	72,49		
2052	0,703	0,087	0,791	31,848	7,687	8,082	0,553	0,047	1,390	3 005,901	41 470	72,48		
2053	0,703	0,087	0,791	32,638	6,896	7,291	0,499	0,042	1,332	3 005,843	41 470	72,48		
2054	0,703	0,087	0,791	33,429	6,105	6,501	0,445	0,038	1,273	3 005,784	41 470	72,48		
2055	0,703	0,087	0,791	34,220	5,315	5,710	0,391	0,034	1,215	3 005,726	41 470	72,48		
2056	0,703	0,087	0,791	35,010	4,524	4,919	0,337	0,029	1,157	3 005,668	41 470	72,48		
2057	0,703	0,087	0,791	35,801	3,733	4,129	0,282	0,025	1,098	3 005,609	41 470	72,48		
2058	0,703	0,087	0,791	36,592	2,943	3,338	0,228	0,021	1,040	3 005,551	41 470	72,48		
2059	0,703	0,087	0,791	37,382	2,152	2,547	0,174	0,016	0,981	3 005,492	41 470	72,47		
2060	0,703	0,087	0,791	38,173	1,361	1,757	0,120	0,012	0,923	3 005,434	41 470	72,47		
2061	0,703	0,087	0,791	38,964	0,570	0,966	0,066	0,007	0,864	3 005,375	41 470	72,47		
2062	0,410	0,087	0,498	39,461	0,073	0,243	0,017	0,003	0,517	3 005,028	41 470	72,46		
2063	0,000	0,073	0,073	39,534	0,000	0,031	0,002	0,000	0,075	3 004,586	41 470	72,45		
Ensemble de la période 2012 à 2063									2,168			72,50		

¹ Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.

² Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,950 %, selon la décision D-2011-039 pour la demande R-3738-2010.

³ Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.