

**TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU POSTE BÉLANGER
À 315-120/25 KV AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION ET DE
CONVERSION DE SES CHARGES DE 12 KV À 25 KV**

Table des matières

1. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET.....	5
1.1. DESCRIPTION DES TRAVAUX	5
1.1.1. Description des travaux civils	7
1.1.2. Description des travaux électriques souterrains	7
1.1.3. Description des travaux électriques aériens	8
1.1.4. Conversion des clients moyenne tension.....	8
1.2. ÉCHÉANCIER DE RÉALISATION	9
1.3. AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS.....	10
2. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET	10
2.1. SOMMAIRE DES COÛTS.....	10
2.2. INVESTISSEMENTS	11
2.3. CHARGES D'EXPLOITATION	13
3. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR	13
3.1. PARAMÈTRES	13
3.2. IMPACT RELATIF AUX INVESTISSEMENTS DU DISTRIBUTEUR	14
4. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION	15
5. MODE DE SUIVI PROPOSÉ.....	16

Tableaux

Tableau 1 : Séquence des travaux par zone	9
Tableau 2 : Coûts annuels des travaux de distribution (en k\$ courants)	12
Tableau 3 : Paramètres.....	13
Tableau 4 : Impact sur les revenus requis (en k\$ courants)	14
Tableau 5 : Analyses de sensibilité sur les revenus requis (en M\$ courants)	15

Figures

Figure 1 : Arrondissements desservis par le poste Bélanger à 315-25 kV	6
Figure 2 : Répartition des coûts de distribution par nature des travaux.....	11

Annexes

Annexe 1 Principales normes techniques applicables au projet.....	17
Annexe 2 Calcul de l'impact du Projet du Distributeur sur ses revenus requis.....	21

1. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET

1.1. Description des travaux

1 La construction d'un nouveau poste à 315-120/25 kV, en remplacement du poste
2 120-12 kV actuel, nécessitera la réalisation de travaux visant à adapter la charge du
3 Distributeur à ce niveau de tension. Les investissements demandés par le Distributeur
4 sont indispensables pour normaliser l'architecture du réseau à la tension de 25 kV et,
5 par conséquent, alimenter les clients à partir de ce nouveau poste.

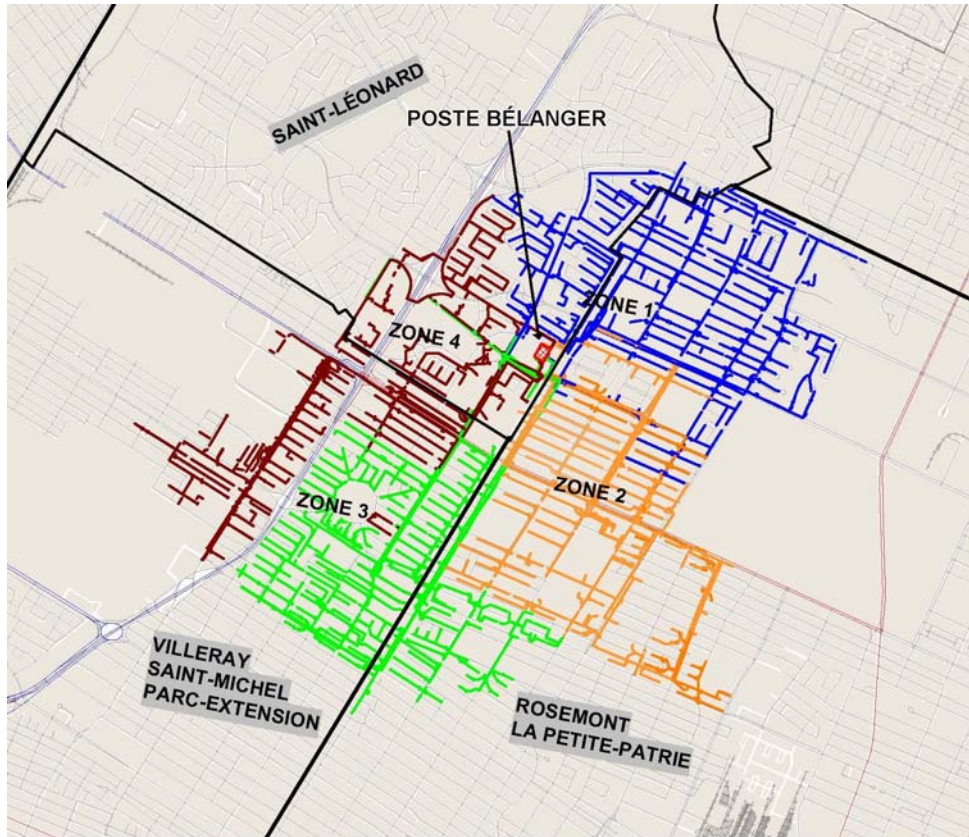
6 Le Projet du Distributeur consiste à préparer l'ensemble des composantes de son
7 réseau pour supporter une tension de 25 kV et à convertir 221 MVA de charges pour les
8 raccorder au nouveau poste Bélanger. Cette conversion impliquera des travaux de
9 démantèlement de câbles. En effet, les départs de lignes à 12 kV du poste Bélanger
10 sont constitués de deux câbles. La tension de 25 kV ne nécessitant qu'un seul câble, le
11 démantèlement du deuxième câble existant est requis.

12 Le Projet du Distributeur impliquera la conversion à 25 kV de quatorze clients à
13 moyenne tension. Tous ces travaux auront un impact sur les clients des
14 arrondissements Saint-Léonard, Rosemont—La Petite-Patrie et Villeray—Saint-Michel—
15 Parc-Extension de la ville de Montréal.

16 La séquence des travaux est définie dans un souci de maintien de la qualité de service
17 et de flexibilité dans l'exploitation du réseau en cours de travaux. Aussi, le Distributeur a
18 divisé la charge alimentée par le poste Bélanger en quatre zones distinctes et
19 indépendantes. Les lignes dans une même zone serviront de relève entre elles pendant
20 la période des travaux. Le zonage permettra, durant les hivers qui chevaucheront les
21 années de conversion, d'assurer une relève pour toutes les lignes du poste Bélanger,
22 conférant ainsi une robustesse au réseau en période de pointe hivernale. La figure 1
23 présente la localisation des arrondissements desservis par le nouveau poste Bélanger à
24 315-25 kV et des quatre zones de travaux.

1
2

**FIGURE 1 :
ARRONDISSEMENTS DESSERVIS PAR LE POSTE BÉLANGER À 315-25 kV**



3

4 Les travaux par zones seront réalisés en deux étapes, soit une de préparation à la
5 tension de 25 kV et une de réalisation des travaux de conversion du réseau. L'étape de
6 préparation consiste à remplacer tous les équipements des réseaux aérien et souterrain
7 ne supportant pas la tension de 25 kV. Lors de l'étape de réalisation des travaux de
8 conversion, le Distributeur modifiera la configuration des équipements des réseaux
9 aérien et souterrain et raccordera les départs de lignes au nouveau poste. La
10 configuration des équipements inclut notamment le changement des prises des
11 transformateurs et des protections (par exemple les fusibles). Dans le cadre de son
12 projet, le Distributeur effectuera également, lorsque requis, le remplacement des
13 équipements vétustes de son réseau de distribution, tels que les poteaux, les isolateurs,
14 les transformateurs, etc.

1 La liste des principales normes techniques applicables à la planification et aux travaux
2 de distribution est présentée à l'annexe 1 du présent document.

1.1.1. Description des travaux civils

3 Les travaux civils à l'intérieur de la clôture délimitant le nouveau poste Bélanger à
4 315-25 kV seront réalisés et assumés par le Transporteur. En effet, tous les ouvrages
5 civils situés à l'intérieur des limites de propriété d'un poste sont des actifs du
6 Transporteur, ce qui inclut, par exemple, les canalisations et les chambres de
7 raccordements utilisées par les lignes de distribution. Comme le nouveau poste sera
8 construit sur le même terrain, les travaux requis consistent à :

- 9 • relocaliser les canalisations souterraines de distribution sur le terrain du poste ;
- 10 • déplacer des puits d'accès d'interception des départs de lignes.

11 Puisque les travaux sont effectués sur le territoire de l'île de Montréal, les autres travaux
12 civils en réseau seront réalisés par la Commission des services électriques de Montréal
13 (CSEM). Ces travaux mineurs comprennent :

- 14 • installer de nouveaux conduits localisés pour rendre conforme le réseau à
15 l'architecture à 25 kV ;
- 16 • installer de nouveaux conduits pour convertir les installations de certains clients
17 moyenne tension.

1.1.2. Description des travaux électriques souterrains

18 Les travaux de préparation et de conversion du réseau souterrain consistent
19 essentiellement à :

20 Travaux de préparation

- 21 • remplacer 14 km de câbles de plomb de type PILC, car ce type de câble n'est
22 plus utilisé par le Distributeur ;
- 23 • normaliser l'architecture pour supporter la tension de 25 kV ;
- 24 • enlever 36 km de câbles inutilisés suite à la modification d'architecture ;
- 25 • préparer les installations des clients desservis par le poste Bélanger afin qu'elles
26 soient en mesure de supporter une tension de 25 kV.

1 Travaux de conversion

- 2 • installer 11 km de câbles entre la sortie du poste et les puits d'accès
3 d'interception des départs de lignes ;
4 • convertir des clients moyenne tension à la tension de 25 kV ;
5 • reprendre des attaches souterraines des zones déjà converties.

1.1.3. Description des travaux électriques aériens

6 Les travaux requis de préparation et de conversion du réseau aérien consistent
7 essentiellement à :

8 Travaux de préparation

- 9 • remplacer 470 transformateurs et 540 poteaux ;
10 • remplacer les équipements non-isolés à 25 kV (parafoudres, isolateurs, etc.) ;
11 • isoler les lignes interzones et inter-postes.

12 Travaux de conversion

- 13 • modifier les protections du réseau aérien ;
14 • changer les prises des transformateurs aériens ;
15 • reprendre les attaches aériennes des zones déjà converties ;
16 • mettre sous-tension à 25 kV les lignes converties.

1.1.4. Conversion des clients moyenne tension

17 Le réseau du poste Bélanger à 315-25 kV compte quatorze clients moyenne tension
18 dont l'Institut de Cardiologie de Montréal, l'hôpital Maisonneuve-Rosemont et l'hôpital
19 Santa Cabrini.

20 En matière de conversion, tel qu'indiqué aux articles 14.11 et 14.12 des conditions de
21 service d'électricité, le client a le choix de modifier son poste moyenne tension de 12 kV
22 à 25 kV ou bien d'opter pour une alimentation en basse tension (600 V). Dans les deux
23 cas, cela implique des travaux civils et électriques pour le client et pour le Distributeur.

1 Pour les clients qui optent pour une alimentation en basse tension (600 V), le
 2 Distributeur doit exécuter des travaux pour ajouter des transformateurs. L'ajout de ces
 3 transformateurs implique la réalisation de certains travaux civils et électriques qui
 4 dépendent de la solution proposée par le Distributeur et retenue par le client. Les
 5 solutions possibles sont :

- 6 • une chambre souterraine de transformation (25 kV-600 V) ;
- 7 • un transformateur sur socle (25 kV-600 V) ;
- 8 • une chambre annexe (25 kV-600 V) ;
- 9 • un poste hors réseau aérien.

1.2. Échéancier de réalisation

10 La mise en service du poste Bélanger est prévue au printemps 2014. Afin de respecter
 11 l'échéancier du Projet du Transporteur, les travaux de préparation du réseau à la tension
 12 de 25 kV débuteront en 2011 pour s'achever en 2015, tandis que les travaux de
 13 conversion du réseau à la tension de 25 kV se dérouleront de 2014 à 2017. Des mises
 14 en service partielles seront effectuées de 2014 à 2017. Le tableau 1 résume la
 15 séquence des travaux pour chacune des zones.

TABLEAU 1 : SÉQUENCE DES TRAVAUX PAR ZONE

	Travaux de préparation				Travaux de conversion		
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Zone 1	←→			←→			
Zone 2		←→			←→		
Zone 3			←→			←→	
Zone 4				←→			←→

17

18 Pour chaque zone, les travaux d'ingénierie se réalisent l'année qui précède les travaux
 19 de préparation et de conversion.

1 La séquence des travaux a été établie de façon à optimiser les ressources humaines et
2 matérielles du Distributeur et à tenir compte des autres travaux de distribution requis
3 durant la période 2011 à 2017.

4 Chacune des zones de travaux sera convertie au cours d'une même année puisque
5 chaque zone représente un regroupement de lignes qui se relèvent entre elles en
6 situation de contingence. De même, afin de conserver l'intégrité des zones, l'étape de
7 préparation sera réalisée sur une année pour une zone donnée.

1.3. Autorisations exigées en vertu d'autres lois

8 Aucune autorisation n'est requise en vertu d'autres lois dans le cadre du Projet du
9 Distributeur.

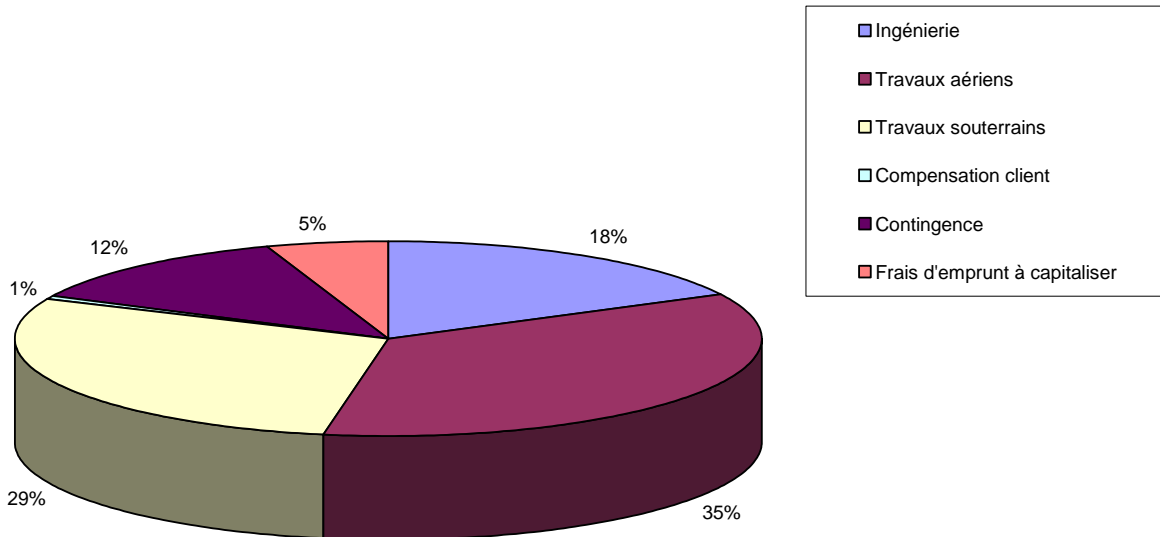
2. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

2.1. Sommaire des coûts

10 Les coûts de distribution versés aux investissements sont de 67,9 M\$. Les coûts
11 d'investissement les plus importants sont reliés aux travaux électriques aériens (35 %) et
12 souterrains (29 %). La contingence et les frais d'emprunt à capitaliser représentent
13 respectivement 12 % et 5 % des coûts totaux.

1
2

**FIGURE 2 :
RÉPARTITION DES COÛTS DE DISTRIBUTION PAR NATURE DES TRAVAUX**



4

6 Le Distributeur souligne que le coût total de son projet ne doit pas dépasser de plus de
8 15 % le montant autorisé par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec auquel cas il
10 doit obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier. Le cas échéant, le Distributeur en
12 informera la Régie en temps opportun. Cependant, le Distributeur s'efforcera de contenir
14 les coûts de son projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

2.2. Investissements

15 Le détail des coûts associés au Projet du Distributeur est présenté dans le tableau 2.

1 **TABLEAU 2 :**
 2 **COÛTS ANNUELS DES TRAVAUX DE DISTRIBUTION (EN k\$ COURANTS)**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Ingénierie	1 927	1 694	2 542	2 902	896	1 035	945		11 941
Travaux civils		-	-	-	-	-	-	-	-
Travaux électriques:									
- aériens		5 756	3 417	6 453	6 431	449	693	633	23 832
- souterrains		1 705	2 529	2 552	4 872	2 593	2 780	2 539	19 570
Compensation financière		114	52		333				499
Sous-total	1 927	9 269	8 540	11 908	12 532	4 077	4 418	3 172	55 842
Contingence	289	1 390	1 281	1 786	1 880	611	663	476	8 376
Frais d'emprunt à capitaliser	84	575	529	758	826	290	321	264	3 647
Total	2 300	11 234	10 350	14 451	15 238	4 978	5 402	3 912	67 865

3 Note 1 : Le Distributeur tiendra compte de la date à laquelle la décision de la Régie sera rendue pour la
 4 réalisation des travaux d'ingénierie prévus en 2010.

5 **Compensation financière pour conversion de tension**

6 Des compensations financières prévues aux articles 14.11 et 14.12 et à l'Annexe V des
 7 *Conditions de service d'électricité* seront versées aux clients moyenne tension.

8 **Frais d'emprunt à capitaliser**

9 Les frais d'emprunt à capitaliser ont été calculés au taux de rendement sur la base de
 10 tarification du Distributeur, tel qu'autorisé par la Régie dans sa décision D-2004-47.
 11 Dans la décision D-2010-022, la Régie a autorisé un taux de rendement de 7,542 %.

12 **Contingence**

13 Le taux de contingence prévu pour le projet est de 15 % appliqué sur le coût des travaux
 14 (excluant les frais d'emprunt à capitaliser). Elle est basée sur le niveau de risque que
 15 présente le projet pour le Distributeur et tient compte des incertitudes associées aux
 16 travaux électriques (aérien et souterrain). À ce stade, aucune ingénierie détaillée n'a
 17 encore été réalisée et l'estimation du coût des travaux des zones 3 et 4 est basée sur la
 18 connaissance du Distributeur des travaux à réaliser des zones 1 et 2. La contingence

1 devrait permettre de couvrir les principaux écarts de coûts, le cas échéant, et faire face
 2 aux imprévus en cours de réalisation du projet.

2.3. Charges d'exploitation

3 Les travaux civils réalisés par la CSEM auront un impact sur les redevances qui lui sont
 4 versées annuellement. Le montant de l'ajustement de la redevance sera évalué par la
 5 CSEM, à la suite des travaux effectués. Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir
 6 une estimation de l'impact du coût des travaux civils car cette estimation requiert des
 7 travaux d'ingénierie qui seront effectués suite à la décision de la Régie. Le Distributeur
 8 souligne toutefois que les travaux civils réalisés par la CSEM représentent une part
 9 négligeable de l'enveloppe globale de son projet.

3. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR

3.1. Paramètres

10 Le calcul de l'impact sur les revenus requis du Distributeur est réalisé avec les
 11 paramètres suivants :

TABLEAU 3 : PARAMÈTRES

Paramètres	Valeurs	Sources
Coût du capital prospectif	5,913 %	D-2010-022, page 30
Taux de taxe sur les services publics	0,550 %	Budget provincial
Taux d'inflation	2,0 %	Cible de l'indice des prix à la consommation (IPC) de la Banque du Canada
Durée de vie utile	30 ans sauf travaux civils 40 ans	Répertoire des immobilisations Hydro-Québec
Méthode d'amortissement	Linéaire sur la durée de vie des actifs	D-2010-020

13

3.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur

1 Afin de déterminer l'impact relatif à ses investissements, le Distributeur prend en
 2 considération les coûts de son projet, soit les coûts associés à l'amortissement, au
 3 financement, à la taxe sur les services publics, à l'entretien et l'exploitation ainsi qu'à la
 4 radiation d'actifs. Ces coûts incluent :

- 5 • les coûts évités annuels attribuables à la réduction de pertes sur le réseau de
 6 distribution, soit 287 k\$ en 2018 en croissance jusqu'à 435 k\$ en 2039 ;
- 7 • une contribution de 47,6 M\$¹ que le Distributeur doit verser au Transporteur en
 8 2015, pour l'ajout d'un poste au réseau de transport, conformément à
 9 l'appendice J des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec.
 10 Cette contribution est versée dans un compte de frais reportés amorti sur la
 11 durée de vie du poste soit 40 ans ;
- 12 • la radiation d'actifs de 2,3 M\$ associée au démantèlement du deuxième câble
 13 des départs de lignes du poste Bélanger.

14 L'impact sur les revenus requis du Distributeur ne tient pas compte des revenus générés
 15 par la croissance de la clientèle.

16 Une analyse réalisée sur une période de 30 ans permet d'évaluer l'impact maximal à
 17 9,9 M\$ atteint en 2017.

18 **TABLEAU 4 : IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS (EN k\$ COURANTS)**

	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2029	2034	2039
Charges d'exploitation¹	0	0	0	-287	-293	-323	-357	-394	-435
Amortissement	1 765	3 119	3 311	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425
Radiation	1 333	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	277	556	568	571	552	458	364	270	176
Frais financiers	2 930	5 893	6 042	6 046	5 844	4 831	3 819	2 806	1 793
Revenus requis	6 306	9 568	9 921	9 755	9 528	8 391	7 251	6 107	4 959

19 Note 1 : Pertes électriques.

20 Note 2 : Les totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis.

¹ La contribution du Distributeur de 47,6 M\$ est composée des investissements de 41,4 M\$ et des charges d'exploitation et d'entretien de 6,2 M\$ du Transporteur.

1 Le Distributeur a réalisé trois analyses de sensibilité sous l'hypothèse d'abord d'une
2 variation à la hausse de 15 % du coût total du projet, puis celle du coût du capital
3 prospectif de 15 % et, enfin, cas extrême, celle de l'effet combiné de ces deux facteurs.
4 Les résultats de l'impact maximal atteint en 2017 sont présentés au tableau 5.

5 **TABLEAU 5 : ANALYSES DE SENSIBILITÉ SUR LES REVENUS REQUIS (EN M\$ COURANTS)**

Variation	2017
Cas de base	9,9
+ 15 % coût total du projet	10,8
+ 15 % taux du coût du capital prospectif	10,8
+ 15 % coût total du projet et + 15 % taux du coût du capital prospectif	11,7

6

4. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION

7 Le Projet du Transporteur a comme objectif de régler l'enjeu lié à la vétusté de ses
8 installations. En permettant d'assurer le maintien des actifs du Transporteur,
9 l'avènement du nouveau poste Bélanger à 315-25 kV aura un impact positif sur la
10 fiabilité du réseau de transport et, par le fait même, sur la fiabilité du réseau de
11 distribution.

12 Par ailleurs, dans le cadre du *Plan d'évolution du réseau de l'Île de Montréal*, la
13 conversion et l'uniformisation du réseau à une tension de 25 kV permettront, à terme,
14 des transferts de charge entre le poste Bélanger et ses postes avoisinants, amenant une
15 flexibilité dans les opérations du Distributeur.

16 L'ensemble du Projet du Distributeur aura ainsi un impact positif sur la qualité de service
17 de distribution.

5. MODE DE SUIVI PROPOSÉ

- 1 Le Distributeur propose de faire le suivi de son projet dans le cadre de son rapport
- 2 annuel déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Le
- 3 suivi annuel fera état des coûts réels des travaux de distribution selon la présentation du
- 4 tableau 2 du présent document et fournira une explication des écarts majeurs entre les
- 5 coûts réels et les coûts projetés, de même qu'un suivi de l'échéancier des travaux de
- 6 distribution.

ANNEXE 1
PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES
APPLICABLES AU PROJET

1

LISTE DES NORMES ET ENCADREMENTS APPLICABLES

- E.21.11 Service d'électricité en basse tension à partir des postes hors réseau, 5^e édition, 2009
 - E.21.12 Fourniture de l'électricité en moyenne tension, 1997
 - A.41-01 Chutes de tension maximales admissibles sur le réseau basse tension, 2004
 - A.41-02 Limites d'émission de déséquilibre de charges sur le réseau de distribution, 2007
 - A.41-03 Évaluation et correction des niveaux de déséquilibre inverse et homopolaire du courant et de la tension du réseau de distribution MT, 2007
 - A.5-01 Réseau de référence en distribution, 1999
 - A.5-02 Surcharges, sous-tensions et pertes en distribution MT : techniques de correction et d'optimisation, 2002
 - A.5-04 Architecture du réseau de distribution, 2006
 - A.51.22-01 Caractéristiques, impédances et courants admissibles des conducteurs aériens de distribution MT, 2001
 - A.52.3-01 Température maximale d'exploitation des câbles XLPE et TRXLPE en régime normal et en contingence, 2000
 - A.61.3-01 Protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités, 1987
 - B.41.11 Normes de construction réseau aérien
 - B.41.21 tome 1 Normes de construction réseau souterrain construction civile
 - B.41.21 tome 2 Normes de construction réseau souterrain construction électrique
 - C.21.1 Limites de tension, 1981
 - C.21.2 Limites de planification de la tension du réseau MT, 2001
 - C.22.1 Limites de papillotement sur le réseau de distribution moyenne et basse tension, 1981
 - A.11-03 Techniques d'analyse économique des travaux du domaine distribution, 2003
- La grille de partage des coûts et pratique commerciale entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec TransÉnergie.

ANNEXE 2

CALCUL DE L'IMPACT DU PROJET DU DISTRIBUTEUR

SUR SES REVENUS REQUIS

TABLEAU A2-1 : PARAMÈTRES

Paramètres du projet							
Paramètres	Particuliers	Hydro-Québec Distribution					
Amortissement linéaire		Structure de capital			Part	Coût de long terme	
Taux des frais de garantie	0,50%	Dette			65,00%	4,870%	
		Avoir propre			35,00%	7,849%	
		2010	2011	2012	2013	2014	2015
Taux de taxe sur le capital		0,120%	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		5,913%	5,913%	5,913%	5,913%	5,913%	5,913%
Taux pour la charge d'intérêt (excluant frais de garantie)		4,370%	4,370%	4,370%	4,370%	4,370%	4,370%

TABLEAU A2-2 : IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR (EN k\$)

TRAVAUX DE RACCORDEMENT DU
POSTE BÉLANGER AU RÉSEAU DE
DISTRIBUTION ET DE CONVERSION
DE SES CHARGES DE 12 kV À 25 kV

	TOTAL	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Charges	-7 835	0	0	0	0	0	0	0	0	-287	-293	-299	-305	-311	-317	-323	-330	-336	-343	-350	-357	-364	-371	-379	-386	-394	-402	-410	-418	-426	-435
Amortissement	86 115	0	76	446	788	1 264	1 765	3 119	3 311	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425	3 425
Radiation	2 345	0	0	0	0	1 012	1 333	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur le capital	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	10 034	0	13	73	127	201	277	556	568	571	552	534	515	496	477	458	439	421	402	383	364	345	326	308	289	270	251	232	213	195	176
Frais financiers	56 537	0	71	415	720	1 141	1 570	3 157	3 237	3 240	3 131	3 023	2 914	2 806	2 697	2 589	2 481	2 372	2 264	2 155	2 047	1 939	1 830	1 722	1 613	1 505	1 397	1 288	1 180	1 071	963
Dépenses totales	147 198	3	160	935	1 635	3 618	4 946	6 832	7 116	6 949	6 816	6 683	6 549	6 416	6 283	6 149	6 015	5 881	5 747	5 613	5 479	5 345	5 210	5 075	4 941	4 806	4 671	4 535	4 400	4 264	4 128
Bénéfice net	-147 198	-3	-160	-935	-1 635	-3 618	-4 946	-6 832	-7 116	-6 949	-6 816	-6 683	-6 549	-6 416	-6 283	-6 149	-6 015	-5 881	-5 747	-5 613	-5 479	-5 345	-5 210	-5 075	-4 941	-4 806	-4 671	-4 535	-4 400	-4 264	-4 128
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	48 945	0	62	360	624	988	1 360	2 735	2 805	2 807	2 712	2 618	2 524	2 430	2 336	2 242	2 148	2 054	1 960	1 866	1 772	1 678	1 583	1 489	1 395	1 301	1 207	1 113	1 019	925	831
Revenus requis	196 143	3	221	1 294	2 259	4 606	6 306	9 568	9 921	9 755	9 528	9 301	9 074	8 846	8 619	8 391	8 163	7 935	7 707	7 479	7 251	7 022	6 794	6 565	6 336	6 107	5 878	5 648	5 419	5 189	4 959