

**PROJET DE CONVERSION DE 12 KV À 25 KV
DU POSTE CHARLAND 120-12 KV**

Table des matières

1. INTRODUCTION	5
2. CONTEXTE GÉNÉRAL.....	5
3. SITUATION ACTUELLE	8
3.1. ZONE D'ÉTUDE.....	8
3.2. PRÉVISION DE CHARGE POUR LA ZONE D'ÉTUDE	10
3.3. DESCRIPTION DES INSTALLATIONS DES POSTES CHARLAND À 120-12 kV ET À 315-25 kV ...	10
3.3.1. <i>Historique du poste Charland 120-12 kV:</i>	11
3.3.2. <i>Problématique du poste Charland 120-12 kV</i>	12
4. OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET	12
5. SOLUTIONS ENVISAGÉES.....	13
5.1. SOLUTION 1 : ADDITION D'UN QUATRIÈME TRANSFORMATEUR DE 140 MVA AU POSTE CHARLAND 315-25 kV.....	13
5.2. SOLUTION 2 : ADDITION D'UN QUATRIÈME TRANSFORMATEUR DE 100 MVA AU POSTE FLEURY À 315-25 kV	14
5.3. SOLUTION 3 : ADDITION D'UNE DIZAINE DE DÉPARTS SIMPLES AU NOUVEAU POSTE DE MONTRÉAL-NORD À 315 kV	15
5.4. COMPARAISON DES COÛTS DES SOLUTIONS ENVISAGÉES	16
6. DESCRIPTION DU PROJET.....	18
6.1. DESCRIPTION DES TRAVAUX DU DISTRIBUTEUR	18
6.1.1. <i>Description des travaux électriques souterrains</i>	21
6.1.2. <i>Description des travaux électriques aériens</i>	21
6.1.3. <i>Conversion des clients moyenne tension</i>	22
6.2. ÉCHÉANCIER DE RÉALISATION	23
6.3. AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS.....	24
7. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET	24
7.1. SOMMAIRE DES COÛTS.....	24
7.2. INVESTISSEMENTS	26
8. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR	27
8.1. PARAMÈTRES	27
8.2. IMPACT RELATIF AUX INVESTISSEMENTS DU DISTRIBUTEUR	28
9. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION	28
10. MODE DE SUIVI PROPOSÉ.....	29

Tableaux

Tableau 1 : Prévisions de la zone Nord	10
Tableau 2 : Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2011).....	18
Tableau 3 : Séquence des travaux par zone	24
Tableau 4 : Coûts annuels des travaux de distribution (en k\$ courants)	26
Tableau 5 : Paramètres.....	28
Tableau 6 : Impact sur les revenus requis (en k\$ courants)	28

Figures

Figure 1 : Réseau électrique de la zone Nord de l'île de Montréal	8
Figure 2 : Zone d' influence du poste Charland 120-12 kV.....	9
Figure 3 : Postes Charland 315-25 kV et 120-12 kV.....	11
Figure 4 : Arrondissements desservis par le poste Charland 315-12 kV	20
Figure 5 : Répartition des coûts de distribution par nature des travaux.....	25

Annexes

Annexe 1 Analyses économique et financière	31
Annexe 2 Principales normes techniques applicables au projet.....	35

1. INTRODUCTION

1 Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») sollicite
2 l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») pour les travaux de conversion de
3 12 kV à 25 kV du poste Charland et la réalisation de travaux connexes.

4 La présente demande découle du *Plan d'évolution du réseau de l'île de Montréal* (le «
5 Plan »)¹. L'objectif principal du Plan est de déterminer les solutions optimales afin de
6 répondre aux besoins du réseau de l'île de Montréal tout en assurant une convergence
7 des préoccupations du Transporteur et du Distributeur permettant de profiter de
8 l'opportunité créée par la réalisation conjointe du projet. Les solutions retenues visent la
9 poursuite du développement de l'architecture à 315 kV afin d'assurer la pérennité du
10 réseau du Transporteur tout en répondant aux besoins de croissance à court et long
11 termes de ce territoire urbain.

12 Le projet de conversion du poste Charland 120-12kV (« le Projet »)s'intègre à la
13 nouvelle architecture de réseau mise en place sur l'île de Montréal avec l'ajout, par le
14 Transporteur, d'un quatrième transformateur au poste Charland 315-25 kV, pour
15 démanteler par la suite le poste Charland 120-12 kV.

16 De façon plus spécifique, le Projet du Distributeur consiste essentiellement en :

- 17 • la préparation² de l'ensemble des composantes du réseau de distribution pour
18 soutenir une tension à 25 kV ;
- 19 • la conversion et le raccordement des charges au poste Charland 315-25 kV.

20 Le coût total du Projet du Distributeur s'élève à 15,4 M\$. Les travaux devraient se
21 terminer en décembre 2015.

2. CONTEXTE GÉNÉRAL

22 Le territoire de l'île de Montréal est actuellement alimenté par 47 postes satellites. De ce
23 nombre, 26 postes alimentent la charge à une tension de 12 kV. La plupart de ces

¹ Le Plan a été déposé sous pli confidentiel au dossier R-3750-2010, HQTD -1, Doc. 1, Annexe 1.

² Détails section 6.1.1 et 6.1.2

1 postes ont été mis en service dans les années 1950 et 1960 ; plusieurs cumulent donc
2 plus de 50 années de service. En raison de leur âge, ces postes et leurs équipements
3 connexes devront faire l'objet d'investissements importants au cours des prochaines
4 années afin d'en assurer la pérennité. À cet égard, les investissements en pérennité des
5 équipements du réseau de transport à 120-12 kV sont prioritaires par rapport aux
6 investissements dans les postes à 120-25 kV.

7 Les clients de l'île de Montréal sont alimentés à deux niveaux de tension différents, soit
8 à 12 kV et à 25 kV. Bien que la tension normalisée des réseaux du Distributeur soit de
9 25 kV, près de la moitié de la charge demeure alimentée par un réseau à 12 kV. De
10 plus, les zones de charges à 12 kV et à 25 kV sont entremêlées sur l'ensemble du
11 territoire, de sorte que certaines zones de charges sont entourées par des zones d'une
12 autre tension. Cela est vrai tant pour le niveau de tension à 12 kV que pour celui à
13 25 kV. Cette situation rend difficile la relève entre les postes satellites du réseau de
14 transport par le réseau du Distributeur, et plus particulièrement lors des interventions de
15 maintenance et de réparation sur les équipements des postes satellites. Ainsi, il devient
16 difficile d'assurer la fiabilité du réseau à long terme.

17 ***Orientations du Plan d'évolution du réseau de l'île de Montréal***

18 Comme mentionné par le Transporteur au dossier R-3750-2010, l'orientation principale
19 retenue dans ce Plan consiste à favoriser le développement de l'architecture du réseau
20 à 315-25 kV, en implantant de nouveaux postes satellites 315-25 kV en remplacement
21 des postes 120-12 kV. Cette architecture sera retenue à chaque fois que le besoin le
22 justifiera et que les avantages techniques seront prépondérants, tout en tenant compte
23 des enjeux économiques. La généralisation de l'architecture à 315-25 kV aura pour effet
24 de renforcer la sécurité du réseau et par conséquent éviter une perte d'alimentation
25 prolongée du réseau.

26 Pour une zone de densité urbaine comme celle de l'île de Montréal, les avantages de
27 l'implantation d'une architecture à 315 kV sont nettement supérieurs à ceux d'une
28 architecture à 120 kV. À titre d'exemple, dans l'est de Montréal, la capacité des lignes à
29 315 kV est environ six fois supérieure à celle des lignes à 120 kV, tout en générant
30 moins de pertes électriques. De plus, le nombre d'équipements dans un poste dont

1 l'alimentation primaire est à 315 kV est réduit comparativement à un poste 120 kV. Ainsi,
2 certaines installations 120-12 kV de l'île de Montréal comportent six transformateurs de
3 puissance, et ont atteint ou sont près d'atteindre leur capacité limite de transit (« CLT »),
4 alors que trois transformateurs seraient suffisants si l'on alimentait la même charge à
5 315-25 kV.

6 L'île de Montréal possède la densité de charge la plus importante du territoire
7 québécois. La disponibilité des terrains pouvant accueillir des postes satellites sur l'île
8 de Montréal se raréfie. Dans ce contexte, il devient de plus en plus indispensable
9 d'utiliser une technologie pouvant réduire le nombre d'équipements, de postes et de
10 lignes, tout en offrant une grande capacité d'expansion, ce que favorise assurément
11 l'architecture 315-25 kV.

12 Le Distributeur profite des avantages de convertir progressivement à 25 kV ses charges
13 qui sont actuellement alimentées à 12 kV. Ainsi, le plan d'intervention du Distributeur
14 prévoit la conversion de 50 % de la charge à 12 kV d'ici une quinzaine d'années.

15 Par ailleurs, le réseau souterrain à 12 kV est limité en terme de courant admissible, ce
16 qui implique un plus grand nombre d'équipements de distribution qui encombrant le
17 réseau civil existant. De plus, le réseau souterrain à 12 kV est difficilement exploitable
18 en raison du nombre élevé de manœuvres nécessaires pour isoler le câble principal en
19 situation de panne.

20 En plus de faciliter les transferts de charge et de simplifier les interventions de
21 maintenance, cette conversion aura également pour effet bénéfique de réduire les coûts
22 récurrents engendrés par les pertes électriques sur le réseau du Distributeur. La figure 1
23 présente l'emplacement géographique du poste Charland 120-12 kV.

1
2

FIGURE 1
RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE LA ZONE NORD DE L'ÎLE DE MONTRÉAL



3

3. SITUATION ACTUELLE

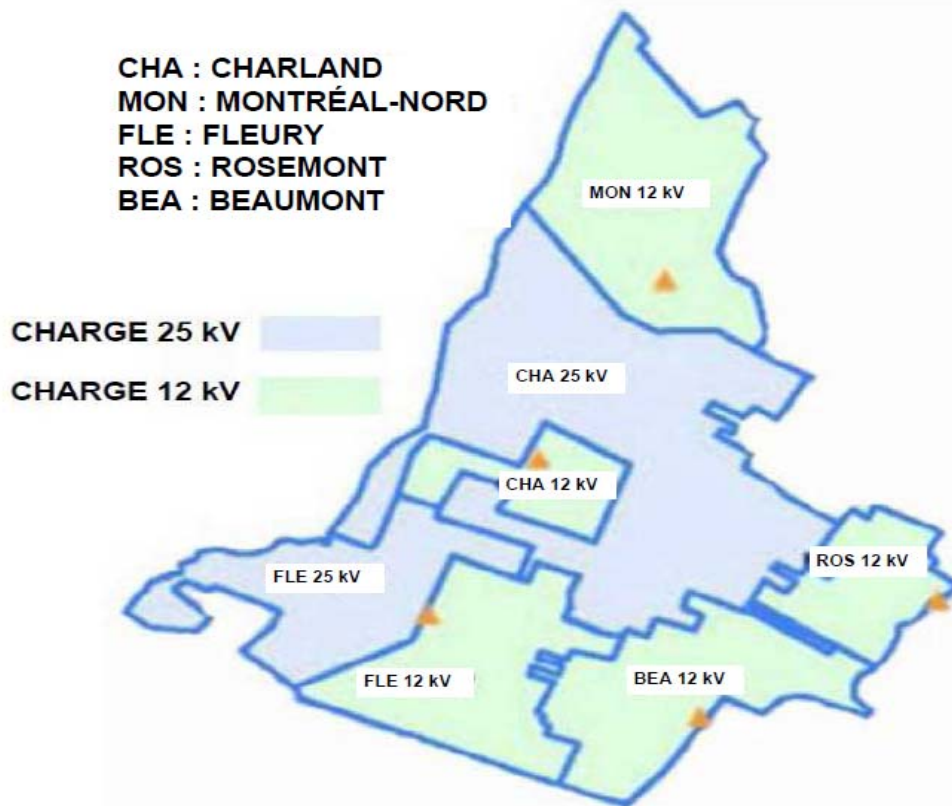
4 Cette section présente la zone d'étude, ainsi que les enjeux spécifiques que les projets
5 du Transporteur et du Distributeur visent à régler.

3.1. Zone d'étude

6 Le poste Charland 120-12 kV alimente un îlot de charges à 12 kV entouré de charges à
7 25 kV. La figure 2 présente la zone d'étude du poste Charland 120-12 kV, soit les postes
8 Charland 315-25 kV, de Montréal-Nord 120-12 kV, Fleury 120-25 kV, Fleury 120-12 kV,
9 Beaumont 120-12 kV et de Rosemont 120-12 kV.

1
2

FIGURE 2
ZONE D'ÉTUDE DU POSTE CHARLAND À 120-12 kV



3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13

Les conclusions du Plan pour le réseau du Transporteur et pour le réseau du Distributeur de la zone d'étude sont de procéder de manière progressive :

- à la conversion et au transfert de la charge du poste Charland 120-12 kV vers Charland 315-25 kV ;
- à la construction de deux nouveaux postes 25 kV en remplacement des postes satellites (de Montréal-Nord 120-12 kV et Fleury 120-12 kV) ;
- à la conversion et au transfert des charges des postes Fleury 120-12 kV et Montréal-Nord 120-12 kV vers les deux nouveaux postes ;
- au démantèlement des postes de Montréal-Nord 120-12 kV, Fleury 120-12 kV et Charland 120-12 kV.

3.2. Prévion de charge pour la zone d'étude

1 Le tableau 1 présente la prévion de charge pour la zone d'étude, sur un horizon de
 2 quinze ans. Le projet sous étude tient compte des plus récentes prévions de la charge
 3 du Distributeur, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2010-161.

4 **TABLEAU 1**
 5 **PRÉVISIONS DE LA ZONE NORD**

Zones d'étude	Historique		Prévions 2011 (MVA)														
	CLT	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26
Montréal-Nord 12 kV	188	166	183	183	184	184	185	185	186	187	188	189	190	191	191	192	192
Beaumont 12 kV	165	162	162	162	163	163	163	164	164	165	165	166	167	167	168	168	168
Rosemont 12 kV	108	92	92	92	94	94	94	85	85	86	87	88	88	89	89	90	90
Fleury 12	139	123	118	118	119	119	120	120	120	121	122	123	124	125	125	126	126
Fleury 25	128	124	129	131	134	134	135	135	136	136	137	138	139	140	141	141	142
Charland 12	90	50	49	41	42	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charland 25	389	326	337	347	348	369	391	392	393	394	396	398	400	402	403	405	406

6 Il appert du tableau 1 des dépassements de CLT à court ou moyen terme, notamment aux
 7 postes : de Montréal-Nord 120-12 kV, Fleury 120-25 kV, Beaumont 120-12 kV et, après
 8 transfert de la charge de Charland 120-12 kV, au poste Charland 315-25 kV.

3.3. Description des installations des postes Charland 120-12 kV et Charland 315-25 kV

9 Le poste Charland 120-12 kV et le poste Charland 315-25 kV sont situés sur le même
 10 site, dans la zone Nord de l'île de Montréal. La figure 3 montre ces deux postes.

1
2

FIGURE 3
POSTES CHARLAND 315-25 kV ET 120-12 kV



3

4 Le réseau de distribution alimenté par le poste Charland 120-12 kV dessert une partie
5 de l'arrondissement d'Ahunsi-Cartierville et de l'arrondissement de Villeray-Saint-
6 Michel-Parc-Extension. Ce poste en milieu urbain alimente un total d'environ 11 000
7 clients.

3.3.1. Historique du poste Charland 120-12 kV:

8 Le poste Charland 120-12 kV a été mis en service en 1961. En 1975, la capacité du
9 poste ne suffisait déjà plus à répondre à la croissance de la charge. Des solutions
10 temporaires ont donc été apportées telles que l'addition de transformateurs en attente
11 de la construction du poste Charland 315-25 kV. Le poste Charland 315-25 kV a été mis
12 en service graduellement entre 1985 et 1989. Le démantèlement du poste Charland
13 120-12 kV et l'addition du quatrième transformateur au poste Charland 315-25 kV

1 étaient prévus pour 1990. Suite à des révisions à la baisse de la prévision de charge,
2 l'addition de ce quatrième transformateur a été reportée au fil des ans.

3.3.2. Problématique du poste Charland 120-12 kV

3 Le poste Charland à 120-12 kV est de type extérieur, et compte des équipements âgés
4 de plus de 40 ans. De plus, la plupart des automatismes et des protections sont de
5 technologie de type analogique et doivent être remplacés. Les critères de conception
6 utilisés lors de la construction du poste ne sont plus conformes aux normes en vigueur
7 actuellement. Afin de respecter les exigences en matière de sécurité, le Distributeur doit
8 effectuer le retrait d'équipements supplémentaires lors d'interventions de maintenance.

9 L'état actuel de vétusté du poste Charland 120-12kV, combiné à l'orientation du Plan qui
10 favorise le développement de l'architecture du réseau 315-25kV, fait en sorte que la
11 reconstruction du poste 120-12kV ne peut être une alternative retenue.

4. OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

12 Les objectifs visés par le projet du Distributeur sont communs à ceux du Transporteur,
13 en terme d'enjeux reliés à la pérennité du poste Charland 120-12 kV et du réseau de
14 distribution 12 kV. En outre, de façon plus spécifique, l'objectif du projet du Distributeur
15 consiste à poursuivre la conversion de 12 kV à 25 kV de 50 % de la charge de l'île de
16 Montréal d'ici une quinzaine d'années. L'uniformisation du réseau de distribution à la
17 tension de 25 kV en facilitera son exploitation et les relèves de charge. Le changement
18 de tension de 12 kV à 25 kV aura également pour effet de désencombrer les
19 canalisations souterraines existantes et de diminuer les pertes électriques sur le réseau
20 de distribution de l'île de Montréal.

21 La combinaison des travaux du Transporteur et de ceux du Distributeur aura un impact
22 positif sur la fiabilité du réseau de transport et, par le fait même, sur la qualité et la
23 continuité du service offert aux clients.

24 Les aspects techniques, environnementaux et économiques ont également été
25 considérés pour orienter le choix de la solution optimale.

5. SOLUTIONS ENVISAGÉES

1 Le Plan prévoit le démantèlement du poste Charland 120-12 kV en 2015. La charge à
2 12 kV du poste Charland 120-12 kV est entourée de la charge à 25 kV du poste
3 Charland 315-25 kV. La conversion et le transfert de la charge à 12 kV vers le poste
4 Charland 315-25 kV causerait un dépassement de la capacité limite de transit au poste
5 Charland 315-25 kV comme le montre le tableau 1 présenté en page 10 du présent
6 document.

7 Les postes limitrophes au poste Charland sont à deux niveaux de tension, soit 12 kV et
8 25 kV. Deux de ces postes, Fleury et de Montréal-Nord s'inscrivent respectivement à la
9 cinquième et huitième étape du Plan pour être rehaussés à la tension de 25 kV. Le
10 démantèlement du poste Charland 120-12 kV aura des répercussions sur ces deux
11 postes en termes d'éventuels transferts de charge. Le Transporteur et le Distributeur ont
12 donc inclus ceux-ci dans leur analyse. Les trois solutions ci-dessous sont alors
13 envisagées:

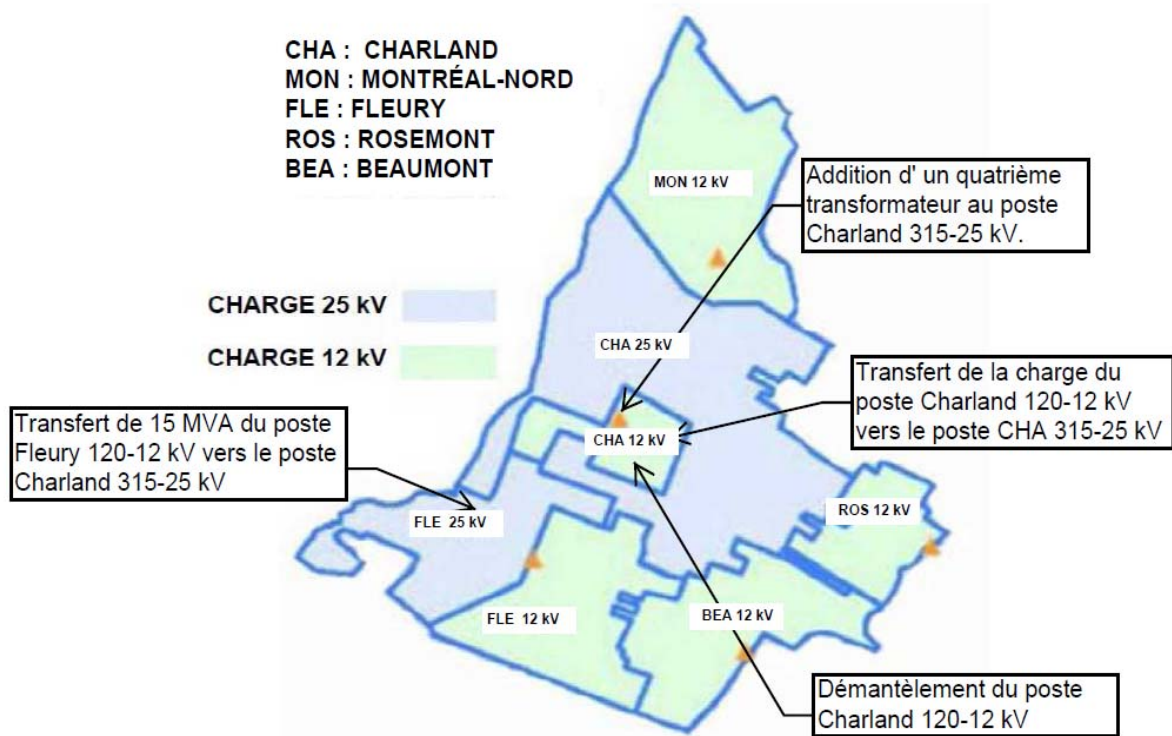
14

- 15 • Solution 1 : Addition d'un quatrième transformateur de 140 MVA au poste
16 Charland 315-25 kV.
- 17 • Solution 2 : Addition d'un quatrième transformateur de 100 MVA au nouveau
18 poste Fleury 315-25 kV qui serait situé sur le site actuel des postes Fleury 120-
19 25 kV et 120-12 kV.
- 20 • Solution 3 : Addition d'une dizaine de départs simples au nouveau poste de
21 Montréal-Nord 25 kV qui serait situé sur le site actuel du poste de Montréal-Nord
22 120-12 kV.

5.1. Solution 1 : Addition d'un quatrième transformateur de 140 MVA au poste Charland 315-25 kV

23 Cette solution consiste à ajouter un quatrième transformateur au poste Charland 315-
24 25 kV. Ce nouveau transformateur amènerait le poste à sa capacité maximale de
25 580 MVA. Les départs à 25 kV de ce nouveau transformateur sont déjà présents dans le
26 poste. Cette solution impliquerait :

- 1 • la conversion et le transfert de la charge du poste Charland 120-12 kV vers le
2 poste Charland 315-25 kV ;
- 3 • le transfert de la charge d’une quinzaine de MVA d’un nouveau client du poste
4 Fleury 120-25 kV vers le poste Charland 315-25 kV, puisque le poste Fleury
5 120-25 kV est en dépassement de capacité limite de transit. Ce transfert
6 n’occasionnerait aucun impact sur le client.



7

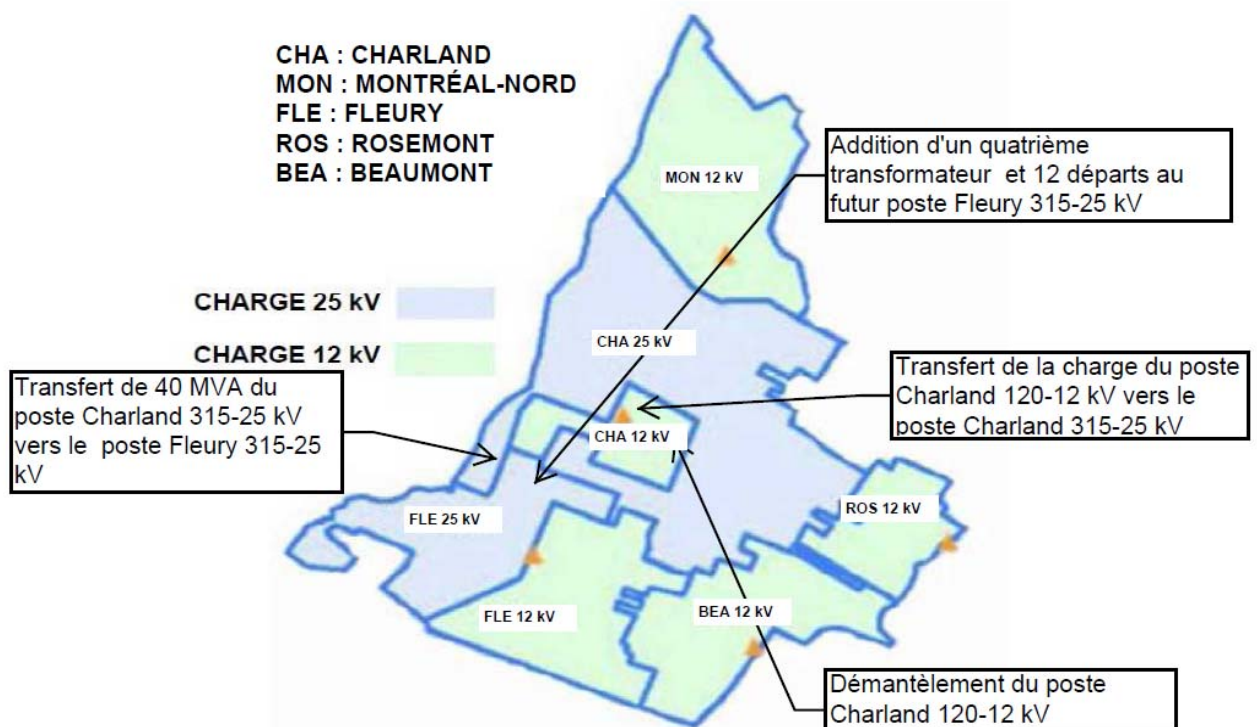
8

5.2. Solution 2 : Addition d’un quatrième transformateur de 100 MVA au poste Fleury 315-25 kV

9 Le nouveau poste Fleury 315-25 kV serait équipé de trois transformateurs de 100 MVA.
10 La capacité de ce nouveau poste serait de 276 MVA, soit la capacité minimale afin de
11 répondre aux besoins de charge des clients alimentés par les postes Fleury 120-12 kV
12 et Fleury 120-25 kV. Pour convertir la charge du poste Charland 120-12 kV, le

1 Transporteur ajouterait un quatrième transformateur au nouveau poste Fleury 315-25 kV
2 et douze départs à 25 kV. Cette solution impliquerait :

- 3 • la conversion de la charge du poste Charland 120-12 kV vers le poste Charland
4 315-25 kV ;
- 5 • la conversion et le transfert d'une charge équivalente (≈ 40 MVA) du poste
6 Charland 315-25 kV vers le nouveau poste Fleury 315-25 kV.

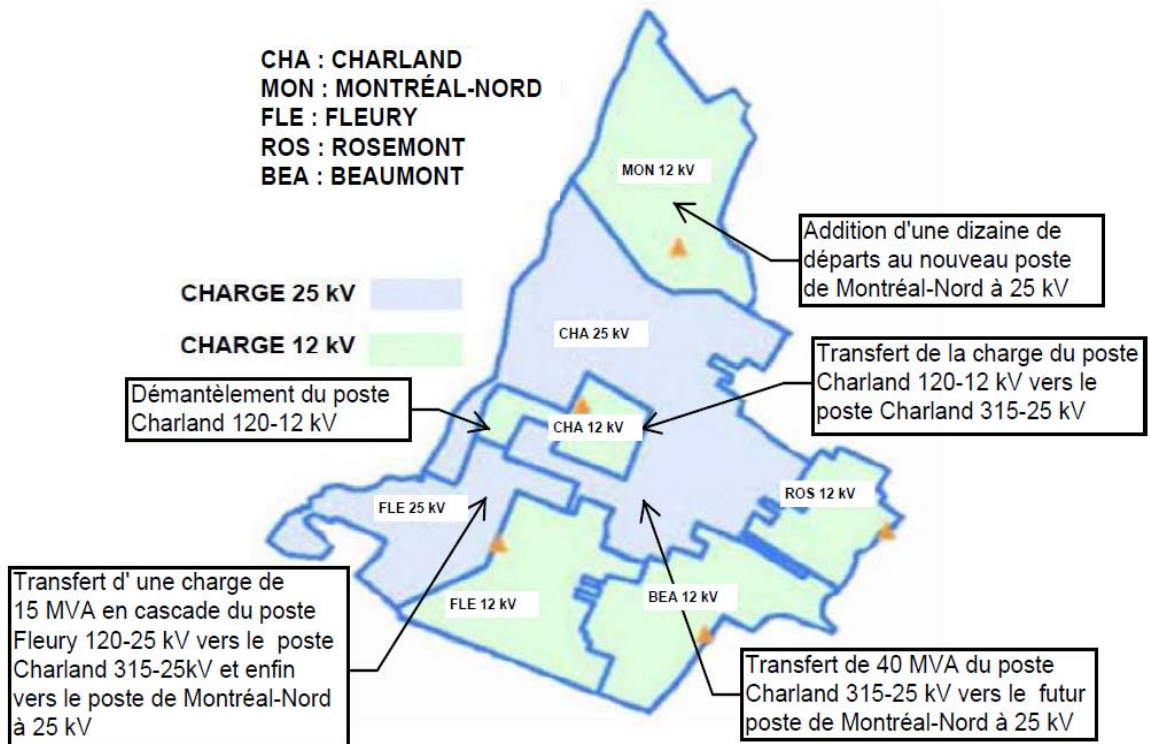


7

5.3. Solution 3 : Addition d'une dizaine de départs simples au nouveau poste de Montréal-Nord 25 kV

8 Le nouveau poste de Montréal-Nord serait équipé de trois transformateurs de 100 MVA
9 et aurait une capacité de 276 MVA, suffisante pour répondre aux besoins de charge des
10 clients alimentés par les postes de Montréal-Nord 120-12 kV et Charland 120-12 kV.
11 Cette solution consisterait à ajouter, en 2019, une dizaine de départs simples au
12 nouveau poste de Montréal-Nord 25 kV. Cette solution comme illustrée ci-dessous,
13 impliquerait :

- 1 • la conversion de la charge du poste Charland 120-12 kV vers le poste Charland
2 315-25 kV ;
- 3 • la conversion et le transfert d'une charge équivalente (≈ 40 MVA) du poste
4 Charland 315-25 kV vers le nouveau poste de Montréal-Nord 25 kV ;
- 5 • le transfert en cascade du poste Fleury 120-25 kV vers le poste Charland 315-
6 25 kV et enfin vers le nouveau poste Montréal-Nord 25 kV, de la charge d'une
7 quinzaine de MVA d'un nouveau client au poste Fleury à 315-25 kV. Ce
8 transfert n'occasionnerait aucun impact sur le client.



9

5.4. Comparaison des coûts des solutions envisagées

10 Bien que la solution 1 soit techniquement la moins complexe à réaliser, le Transporteur
11 et le Distributeur ont effectué une comparaison des coûts des solutions envisagées en
12 tenant compte des investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles
13 des investissements, de la taxe sur les services publics et du coût du capital. L'analyse
14 économique a été réalisée sur une période de 44 ans, soit 40 ans après la mise en

1 service des équipements. Les hypothèses utilisées pour l'analyse économique sont les
2 suivantes :

- 3 • taux d'actualisation du Distributeur de 5,740 % tel qu'autorisé par la Régie (D-
4 2012-024) ;
- 5 • taux d'inflation de 2,0 % ;
- 6 • taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

7 Le tableau 2 présente une comparaison économique des solutions décrites
8 précédemment. Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année
9 2012.

10 **TABLEAU 2**
11 **COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS (M\$ ACTUALISÉS 2012)**

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
	Addition d'un quatrième transformateur au poste Charland 315/25 kV et conversion de 41 MVA de charge	Addition d'un quatrième transformateur de 100 MVA au poste Fleury 315/25 kV	Addition d'une dizaine de départs simples dans un nouveau poste Montréal-Nord à 25 kV
HQT			
Investissements	13,6	22,2	8,4
Valeurs résiduelles	0,0	0,0	-0,1
Taxe sur les services publics	0,8	1,3	0,5
Coût global actualisé HQT	14,4	23,5	8,8
HQD			
Investissements	18,9	27,8	29,0
Valeurs résiduelles	-1,7	-1,4	-2,3
Taxe sur les services publics	0,9	1,4	1,4
Coût global actualisé HQD	18,1	27,8	28,1
Total Coût global actualisé	32,5	51,3	36,9

Note 1 : Les investissements intègrent les réinvestissements.

Note 2 : La réduction des pertes électriques a été estimée seulement pour le scénario 1 mais non intégrée à la comparaison économique (1,7 M\$ act.).

Note 3 : La capacité de limite de transit ajoutée est de 140 MVA pour le scénario 1, de 100 MVA pour le scénario 2 et aucune pour le scénario 3.

Note 4 : La période d'analyse est de 44 ans (40 ans après la dernière mise en service).

12
13

14 Bien que les trois solutions diffèrent par leur capacité limite de transit ajoutée, les
15 résultats de l'analyse économique réalisée par le Distributeur démontrent que les coûts
16 globaux actualisés du premier scénario sont inférieurs de 18,8 M\$ par rapport au
17 deuxième scénario et de 4,4 M\$ comparativement au troisième scénario. Le premier
18 scénario ajoute une capacité limite de transit supérieure. L'analyse économique et les
19 paramètres utilisés sont présentés à l'annexe 1 du présent document. Il est possible de

1 conclure que la solution 1 est le choix optimal sur la base du critère technico-
2 économique.

6. DESCRIPTION DU PROJET

3 Le projet du Distributeur découle d'une solution conjointe avec le Transporteur. Cette
4 solution consiste, pour le Transporteur, à ajouter un quatrième transformateur au poste
5 Charland 315-25 kV afin de démanteler par la suite le poste Charland 120-12 kV. Quant
6 au Distributeur, la solution consiste à convertir 41 MVA de charge du poste Charland
7 120-12 kV pour les raccorder au poste Charland 315-25 kV, selon un séquence définie.
8 Ce projet revêt une grande priorité pour le Distributeur.

6.1. Description des travaux du Distributeur

9 L'ajout d'un quatrième transformateur au poste Charland 315-25 kV en remplacement du
10 poste Charland 120-12 kV actuel, nécessitera la réalisation de travaux visant à adapter
11 la charge du Distributeur à ce niveau de tension. Les investissements demandés par le
12 Distributeur sont indispensables pour normaliser l'architecture du réseau à la tension de
13 25 kV et, par conséquent, alimenter les clients à partir du poste Charland 315-25 kV. Le
14 projet du Distributeur consiste à préparer l'ensemble des composantes de son réseau
15 pour soutenir une tension de 25 kV et à convertir 41 MVA de charges pour les raccorder
16 au poste Charland 315-25 kV. Cette conversion impliquera des travaux de
17 démantèlement de câbles. En effet, les départs de lignes à 12 kV du poste Charland
18 120-12 kV sont constitués de deux câbles. La tension de 25 kV ne nécessitant qu'un
19 seul câble, le démantèlement du deuxième câble ne servant plus est requis.

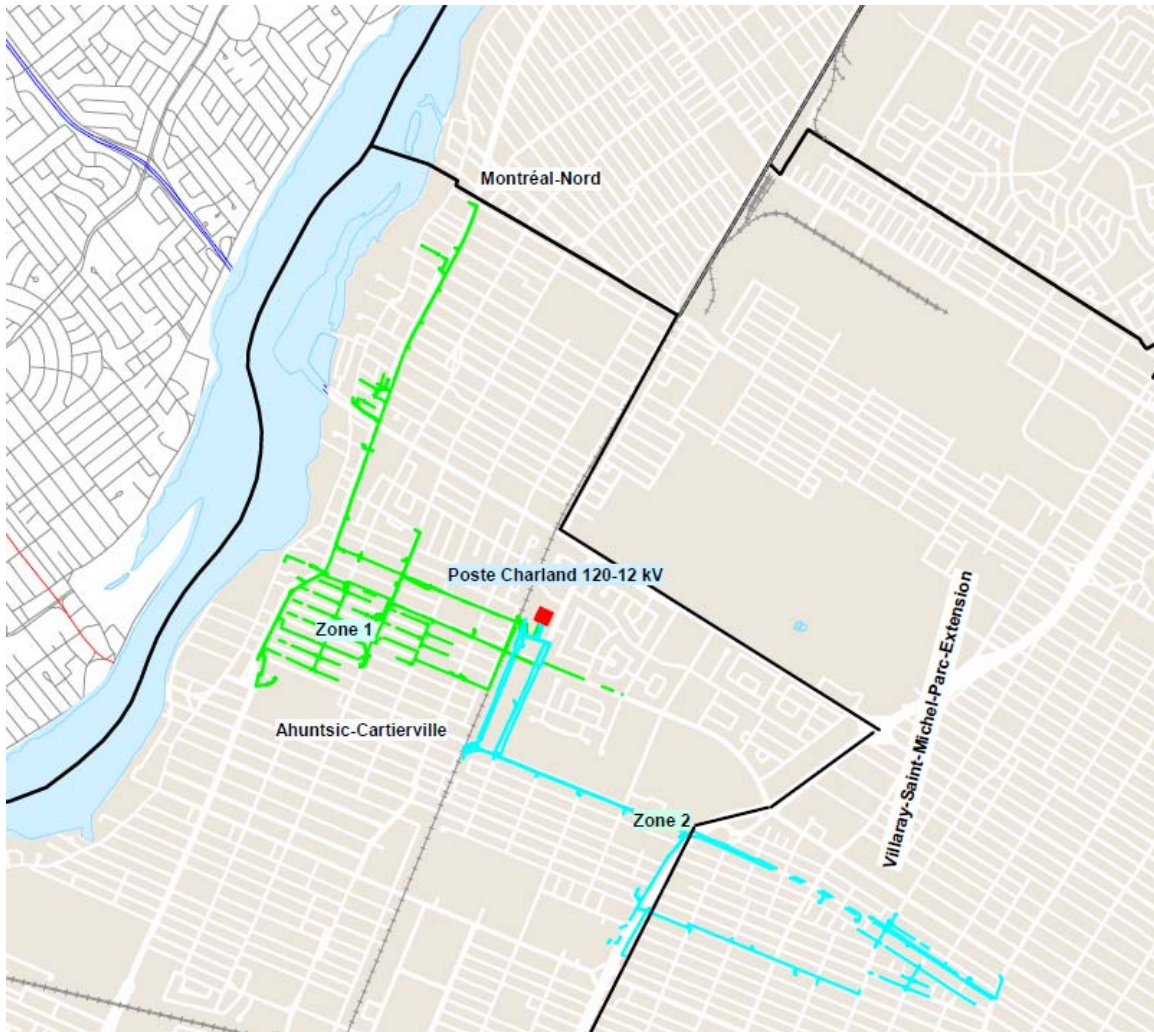
20 Le Projet du Distributeur touche principalement les arrondissements Ahuntsic-Cartierville
21 et Villeray-Saint-Michel-Parc-Extension. Pour limiter les impact des travaux à l'égard des
22 clients, le Distributeur préparera un plan de communication et d'intervention approprié
23 auprès des dirigeants des arrondissements et des communautés.

24 Le projet impliquera la conversion à 25 kV de cinq clients à moyenne tension, ils seront
25 informés à l'avance et soutenus par le Distributeur de sorte qu'ils puissent se préparer en
26 conséquence.

- 1 La séquence des travaux est définie dans un souci de maintien de la qualité de service
2 et de flexibilité dans l'exploitation du réseau en cours de travaux. Aussi, le Distributeur a
3 divisé la charge alimentée par le poste Charland 120-12 kV en deux zones distinctes et
4 indépendantes. Les lignes d'une même zone serviront de relève entre elles pendant la
5 période des travaux. Le zonage permettra, durant les hivers qui chevaucheront les
6 années de conversion, d'assurer une relève pour toutes les lignes des postes Charland
7 120-12 kV et Charland 315-25 kV, conférant ainsi une robustesse au réseau en période
8 de pointe hivernale. Le projet devrait accroître la fiabilité du réseau de distribution.
- 9 La figure 4 présente la localisation des arrondissements desservis par le poste Charland
10 à 315-12 kV et des deux zones de travaux.

1
2

FIGURE 4 :
ARRONDISSEMENTS DESSERVIS PAR LE POSTE CHARLAND 120-12 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 pouvant pas soutenir la tension de 25 kV. Lors de l'étape de réalisation des travaux
8 de conversion, le Distributeur modifiera la configuration des équipements des réseaux
9 aérien et souterrain et raccordera les départs de lignes au poste Charland 315-25 kV. La
10 configuration des équipements inclut notamment le changement des prises des
11 transformateurs et des protections. Dans le cadre de son projet, le Distributeur

1 effectuera également, lorsque requis, le remplacement des équipements vétustes de
2 son réseau de distribution, tels que les poteaux, les isolateurs et les transformateurs.

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

6.1.1. Description des travaux électriques souterrains

5 Les travaux de préparation et de conversion du réseau souterrain consistent
6 essentiellement à :

7 Travaux de préparation

- 8 • remplacer les équipements non isolés à la tension 25 kV ;
- 9 • normaliser l'architecture pour soutenir la tension de 25 kV ;
- 10 • rencontrer les clients moyenne tension afin d'évaluer leurs installations,
11 recommander la solution technique optimale et les assister dans la préparation
12 de leurs installations afin qu'elles soient en mesure de soutenir une tension de
13 25 kV.

14 Travaux de conversion

- 15 • installer 2 kilomètres de câbles souterrains entre la sortie du poste et les puits
16 d'accès d'interception des départs de lignes ;
- 17 • enlever 9 kilomètres de câbles souterrains non utilisés à la tension 25 kV;
- 18 • vérifier les installations des clients moyenne tension afin d'obtenir l'assurance
19 qu'elles sont prêtes pour la conversion à la tension de 25 kV et prévoir le
20 basculement du niveau de tension afin de minimiser l'impact pour ces clients;
- 21 • rétablir les attaches souterraines avec les lignes déjà converties à 25 kV;
- 22 • mettre sous tension à 25 kV les lignes converties.

23

6.1.2. Description des travaux électriques aériens

24 Les travaux requis de préparation et de conversion du réseau aérien consistent
25 essentiellement à :

1 Travaux de préparation

- 2 • remplacer 80 transformateurs et 65 poteaux ;
3 • remplacer les équipements non-isolés à 25 kV (parafoudres, isolateurs, etc.) ;
4 • isoler les lignes inter-zones et inter-postes.

5 Travaux de conversion

- 6 • modifier les protections du réseau aérien ;
7 • changer les prises des transformateurs aériens ;
8 • rétablir les attaches aériennes avec les lignes déjà converties à 25 kV ;
9 • mettre sous tension à 25 kV les lignes converties.

6.1.3. Conversion des clients moyenne tension

10 Le réseau du poste Charland 120-12 kV compte cinq clients moyenne tension.

11 En matière de conversion, tel qu'indiqué aux articles 14.11 et 14.12 des conditions de
12 service d'électricité, le client a le choix de modifier son poste moyenne tension de 12 kV
13 à 25 kV ou d'opter pour une alimentation en basse tension (600 V).

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

- 19 • une chambre souterraine de transformation (25 kV-600 V) ;
20 • un transformateur sur socle (25 kV-600 V) ;
21 • une chambre annexe (25 kV-600 V) ;
22 • un poste hors réseau aérien.

23 Dans les deux cas, des travaux civils et électriques seront requis pour le client et pour le
24 Distributeur. Les clients auront droit à des compensations financières, tel qu'il est prévu
25 aux *Conditions de service d'électricité*, pour les travaux qu'ils devront effectuer à leurs
26 frais à leurs installations.

1 Le Distributeur procède actuellement à la planification des rencontres entre ses
2 ingénieurs et son personnel technique et les clients visés par la conversion.

6.2. Échéancier de réalisation

3 La mise en service du quatrième transformateur au poste Charland 315-25 kV est
4 prévue pour 2015. Afin d'arrimer l'échéancier du Transporteur dans le cadre du Plan, les
5 travaux de préparation du réseau à la tension de 25 kV débuteront en 2013 pour
6 s'achever en 2014, tandis que les travaux de conversion du réseau à la tension de
7 25 kV se dérouleront de 2014 à 2015. Des mises en service partielles seront effectuées
8 tout au long du projet. Le tableau 3 résume la séquence des travaux pour chacune des
9 zones.

1

TABLEAU 3 : SÉQUENCE DES TRAVAUX PAR ZONE

	Travaux de Préparation		Travaux de Conversion
	2013	2014	2015
Zone 1	←→	←→	
Zone 2		←→	←→

2

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

5 La séquence des travaux a été établie de façon à optimiser les ressources humaines et
6 matérielles du Distributeur et à tenir compte des autres travaux de distribution requis
7 durant la période 2013 à 2015.

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

6.3. Autorisations exigées en vertu d'autres lois

12 Aucune autorisation n'est requise en vertu d'autres lois dans le cadre du projet du
13 Distributeur.

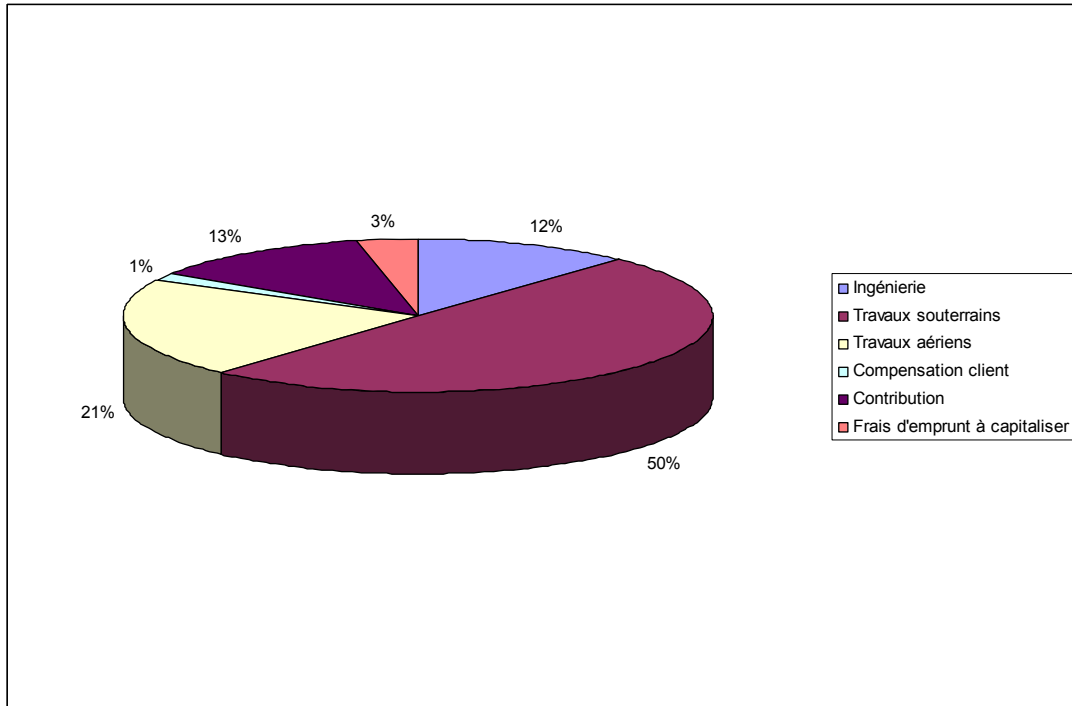
7. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

7.1. Sommaire des coûts

14 Les coûts de distribution versés aux investissements sont de 15,4 M\$. Les coûts
15 d'investissement les plus importants sont reliés aux travaux électriques souterrains
16 (50 %) et aériens (21 %). La réserve pour imprévus et les frais d'emprunt à capitaliser
17 représentent respectivement 13 % et 3 % des coûts totaux.

1
2
3

FIGURE 5 :
RÉPARTITION DES COÛTS DE DISTRIBUTION PAR NATURE DES TRAVAUX



4

5 Le Distributeur assurera une gestion rigoureuse du projet mais dans l'éventualité d'un
6 écart de coût de 15 % ou plus, il devra obtenir l'autorisation du conseil d'administration
7 d'Hydro-Québec. Il en aviserait alors la Régie conformément à sa pratique.

7.2. Investissements

1 Le détail des coûts associés au projet du Distributeur est présenté au tableau 4.

2 **TABLEAU 4 :**
3 **COÛTS ANNUELS DES TRAVAUX DE DISTRIBUTION (EN K\$ COURANTS)**

	2012	2013	2014	2015	Total
Ingénierie	655	903	266	0	1 824
Travaux électriques:					
aériens	0	1 921	1 213	126	3 260
souterrains	0	2 009	4 180	1 468	7 658
Compensation clients	0	154	57	0	212
Réserve pour imprévus	98	748	857	239	1 943
Sous-total	753	5 736	6 574	1 833	14 896
Frais d'emprunt à capitaliser	26	197	226	63	512
Total	779	5 933	6 800	1 896	15 408

4

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-2012-024, la Régie a autorisé un taux de rendement de 6,799 %.

1 **Réserve pour imprévus**

2 La réserve pour imprévus est de 15 %, appliquée sur le coût des travaux (excluant les
3 frais d'emprunt à capitaliser). L'ingénierie détaillée n'a encore été réalisée. La réserve
4 est basée sur le niveau de risque que présente le projet pour le Distributeur et tient
5 compte des incertitudes associées aux travaux électriques souterrains et à certains
6 montages en aérien non conformes aux normes en vigueur. La réserve devrait permettre
7 de couvrir les principaux écarts de coûts, le cas échéant, et faire face aux imprévus en
8 cours de réalisation du projet.

8. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR

8.1. Paramètres

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

11 **TABLEAU 5 : PARAMÈTRES**

Paramètres	Valeurs	Sources
Coût du capital prospectif	5,740 %	D-2012-024
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

12

8.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur

1 Afin de déterminer l'impact financier du projet, le Distributeur prend en considération les
2 charges de son projet, soit l'amortissement des actifs, le coût du capital, la taxe sur les
3 services publics ainsi que la radiation d'actifs.

4 Puisqu'il s'agit d'avantage d'un projet de pérennité et de mise à niveau du réseau,
5 l'impact sur les revenus requis du Distributeur ne tient pas compte des revenus générés
6 par la croissance de la clientèle et des réductions de pertes électriques.

7 Le tableau 6 montre l'impact sur le revenu requis du Distributeur. On y voit que pour
8 l'année 2016, la première année complète après la mise en service du poste,
9 l'augmentation des revenus requis est de 1,6 M\$ environ. Cet impact décroît au fil des
10 ans jusqu'en 2046, année où des réinvestissements sont requis pour assurer la
11 pérennité des équipements du Distributeur.

12 **TABLEAU 6 : IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS (EN K\$ COURANTS)**

	2016	2017	2018	2024	2030	2036	2042	2046	2055
Amortissement	711	511	511	511	511	511	511	769	769
Taxe sur les services publics	81	78	75	58	42	25	8	127	89
Frais financiers	830	801	772	596	420	244	68	1 304	906
Revenus requis	1 622	1 390	1 358	1 165	972	779	587	2 200	1 765

13 note : Des charges de radiation d'actifs de 200 k\$ en 2016 sont intégrées aux amortissements.

14 L'analyse financière du scénario retenu est présentée à l'annexe 1 du présent
15 document.

9. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION

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

18 Par ailleurs, dans le cadre du Plan, la conversion et l'uniformisation du réseau à une
19 tension de 25 kV permettront, à terme, des transferts de charges entre le poste
20 Charland 315-25 kV et les postes avoisinants, amenant une flexibilité dans les
21 opérations du Distributeur.

22 Le Transporteur a comme objectif de régler l'enjeu lié à la vétusté de ses installations.
23 En permettant d'assurer le maintien des actifs du Transporteur, l'ajout d'un quatrième

1 transformateur au poste Charland 315-25 kV aura un impact positif sur la fiabilité du
2 réseau de transport et, par le fait même, sur la fiabilité du réseau de distribution et donc
3 sur la fiabilité pour les clients.

10. MODE DE SUIVI PROPOSÉ

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

**ANNEXE 1
ANALYSES ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE**

ANALYSE ÉCONOMIQUE

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
	Addition d'un quatrième transformateur au poste Charland 315/25 kV et conversion de 41 MVA de charge	Addition d'un quatrième transformateur de 100 MVA au poste Fleury 315/25 kV	Addition d'une dizaine de départs simples dans un nouveau poste Montréal-Nord à 25 kV
HQT			
Investissements	13,6	22,2	8,4
Valeurs résiduelles	0,0	0,0	-0,1
Taxe sur les services publics	0,8	1,3	0,5
Coût global actualisé HQT	14,4	23,5	8,8
HQD			
Investissements	18,9	27,8	29,0
Valeurs résiduelles	-1,7	-1,4	-2,3
Taxe sur les services publics	0,9	1,4	1,4
Coût global actualisé HQD	18,1	27,8	28,1
Total Coût global actualisé	32,5	51,3	36,9

Note 1 : Les investissements intègrent les réinvestissements.

Note 2 : Le réduction des pertes électriques a été estimée seulement pour le scénario 1 mais non intégrée à la comparaison économique (1,7 M\$ act.).

Note 3 : La capacité de limite de transit ajoutée est de 140 MVA pour le scénario 1, de 100 MVA pour le scénario 2 et aucune pour le scénario 3.

Note 4 : La période d'analyse est de 44 ans (40 ans après la dernière mise en service).

PARAMÈTRES

Paramètres du projet

Taux des frais de garantie	0,50%	Structure de capital	Part	Coût de long terme			
Taux d'actualisation	5,740%	Dette	65,00%	5,401%			
		capitaux propres	35,00%	6,369%			
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
Taux pour frais d'emprunts à capitaliser		6,799%	6,799%	6,799%	6,799%	6,799%	6,799%
Taux pour la charge d'intérêt (excluant frais de garantie)		4,901%	4,901%	4,901%	4,901%	4,901%	4,901%

ANALYSE FINANCIÈRE

	TOTAL	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Amortissement	23 219	0	0	181	438	711	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511
Taxe sur les services publics	2 386	0	0	30	71	81	78	75	72	70	67	64	61	58	56	53	50	47	44
Frais financiers	24 272	0	0	307	731	830	801	772	742	713	684	654	625	596	566	537	508	478	449
Revenus requis	49 877	0	0	517	1 240	1 622	1 390	1 358	1 326	1 294	1 261	1 229	1 197	1 165	1 133	1 101	1 069	1 037	1 004

	TOTAL	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Amortissement	23 219	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	330	73
Taxe sur les services publics	2 386	42	39	36	33	30	28	25	22	19	16	13	11	8	5	2	0
Frais financiers	24 272	420	391	361	332	303	273	244	215	185	156	127	97	68	39	14	2
Revenus requis	49 877	972	940	908	876	844	812	779	747	715	683	651	619	587	555	346	76

	TOTAL	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Amortissement	23 219	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769
Taxe sur les services publics	2 386	127	123	118	114	110	106	102	97	93	89
Frais financiers	24 272	1 304	1 260	1 216	1 171	1 127	1 083	1 039	995	951	906
Revenus requis	49 877	2 200	2 152	2 103	2 055	2 007	1 958	1 910	1 861	1 813	1 765

**ANNEXE 2
PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES
APPLICABLES AU PROJET**

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.