

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2012-112

R-3805-2012

31 août 2012

PRÉSENT :

Jean-François Viau
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision finale

Demande d'autorisation du Distributeur relative au projet de conversion de 12 kV à 25 kV du poste Charland 120-12 kV

1. DEMANDE

[1] Le 22 juin 2012, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) en vue d'obtenir l'autorisation pour la réalisation des travaux de conversion de 12 kV à 25 kV du poste Charland et de travaux connexes (le Projet).

[2] Le Projet du Distributeur découle d'une solution conjointe avec Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) menant, à terme, au démantèlement du poste Charland 120-12 kV. Il consiste essentiellement à la préparation de l'ensemble des composantes du réseau de distribution pour soutenir une tension de 25 kV ainsi qu'à la conversion de 41 MVA de charges et leur raccordement au poste Charland 315-25 kV. Le coût total de l'investissement du Distributeur s'élève à 15,4 M\$.

[3] Le 10 juillet 2012, la Régie informe les personnes intéressées, par avis sur internet, qu'elle compte procéder à l'étude de la présente demande sur dossier. Elle fixe au 16 août 2012, à 12 h, la date du dépôt des observations écrites et permet au Distributeur d'y répondre au plus tard le 30 août 2012, à 12 h.

[4] Le 11 juillet 2012, le Distributeur confirme que l'avis de la Régie a été publié sur son site internet.

[5] Le 16 août 2012, aucune observation écrite de la part de personnes intéressées n'a été déposée au présent dossier.

[6] Le 17 août 2012, la demande du Distributeur est prise en délibéré par la Régie.

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[7] Le Distributeur présente cette demande en vertu de l'article 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*² (le Règlement).

[8] Le Règlement prévoit que le Distributeur doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 10 M\$³. Le Règlement prescrit les renseignements qui doivent accompagner une telle demande⁴.

3. ANALYSE

3.1 MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

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

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

² (2001) 133 G.O. II, 6165.

³ Article 1(1°) a) du Règlement.

⁴ Articles 2 et 3 du Règlement.

⁵ Le Plan a été déposé sous pli confidentiel au dossier R-3750-2010, pièce B-0003, annexe 1.

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

[12] Le projet de conversion du poste Charland 120-12 kV s'intègre à la nouvelle architecture de réseau mise en place sur l'île de Montréal avec l'ajout, par le Transporteur, d'un quatrième transformateur au poste Charland 315-25 kV et le démantèlement, par la suite, du poste Charland 120-12 kV. Le Projet du Distributeur consiste essentiellement à la préparation de l'ensemble des composantes du réseau de distribution pour soutenir une tension de 25 kV ainsi qu'à la conversion de charges et leur raccordement au poste Charland 315-25 kV.

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

3.2 JUSTIFICATION DU PROJET

[14] Le Distributeur indique que le poste Charland 120-12 kV a été mis en service en 1961. Ce poste est de type extérieur et compte des équipements âgés de plus de 40 ans. De plus, la plupart des automatismes et des protections sont de technologie de type analogique et doivent être remplacés. Le Distributeur indique également que les critères de conception utilisés lors de la construction du poste ne sont plus conformes aux normes

en vigueur actuellement. Afin de respecter les exigences en matière de sécurité, le Distributeur mentionne devoir effectuer le retrait d'équipements supplémentaires lors d'interventions de maintenance.

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

3.3 DESCRIPTION DU PROJET ET AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[16] Le poste Charland 120-12 kV et le poste Charland 315-25 kV sont situés sur le même site, dans la zone Nord de l'île de Montréal. La charge à 12 kV du poste Charland 120-12 kV est entourée d'une charge à 25 kV alimentée par le poste Charland 315-25 kV.

[17] Le Plan prévoit le démantèlement du poste Charland 120-12 kV en 2015. La conversion et le transfert de la charge à 12 kV vers le poste Charland 315-25 kV causeraient cependant un dépassement de la capacité limite de transit au poste Charland 315-25 kV, tel que présenté dans le tableau suivant.

TABLEAU 1
Prévisions de la zone Nord

Zones d'étude	Historique		Prévisions 2011 (MVA)														
Installation	CL	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

Source : Pièce B-0006, page 10, tableau 1

[18] Les postes limitrophes au poste Charland sont à deux niveaux de tension, soit 12 kV et 25 kV. Deux de ces postes, Fleury et Montréal-Nord, s'inscrivent respectivement à la cinquième et à la huitième étape du Plan pour être rehaussés à la tension de 25 kV. Le démantèlement du poste Charland 120-12 kV aura des répercussions sur ces deux postes en termes d'éventuels transferts de charge.

[19] Le Distributeur et le Transporteur ont examiné trois solutions possibles pour répondre à la vétusté du poste Charland 120-12 kV, soit :

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

[20] Le tableau suivant présente la comparaison économique des solutions décrites précédemment, telle que réalisée par le Distributeur en utilisant, notamment, son taux d'actualisation en vigueur⁶, tant pour les investissements du Transporteur que pour ses propres investissements. Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année 2012.

TABLEAU 2
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).

Source : Pièce B-0006, page 17, tableau 2

[21] Bien que les trois solutions diffèrent par leur capacité limite de transit ajoutée, les résultats de l'analyse économique réalisée par le Distributeur démontrent que les coûts globaux actualisés du scénario 1 sont inférieurs de 18,8 M\$ par rapport au scénario 2 et de 4,4 M\$ comparativement au scénario 3. De plus, le scénario 1 ajoute une capacité limite de transit supérieure.

[22] En conséquence, le Distributeur indique que la solution 1 est le choix optimal sur la base du critère technicoéconomique. La solution 1 est donc la solution retenue.

⁶ Taux d'actualisation du Distributeur de 5,740 %, autorisé par la Régie dans sa décision D-2012-024, R-3776-2011.

[23] La solution retenue consiste, pour le Transporteur, à ajouter un quatrième transformateur au poste Charland 315-25 kV, afin de démanteler par la suite le poste Charland 120-12 kV. Les départs à 25 kV de ce nouveau transformateur sont déjà présents dans le poste. Cette addition a pour effet d'amener le poste Charland 315-25 kV à sa capacité maximale de 580 MVA.

[24] Pour le Distributeur, cette solution consiste à convertir 41 MVA de charges du poste Charland 120-12 kV pour les raccorder au poste Charland 315-25 kV, selon une séquence définie. Elle implique la conversion de cinq clients à moyenne tension, lesquels seront informés à l'avance et soutenus par le Distributeur à cette fin.

[25] La solution implique également, pour le Distributeur, le transfert de la charge d'une quinzaine de MVA d'un nouveau client du poste Fleury 120-25 kV vers le poste Charland 315-25 kV, puisque le poste Fleury se trouve en dépassement de capacité limite de transit. Le Distributeur évalue à 2 M\$ les coûts reliés à ce transfert de charge, lesquels sont intégrés à l'analyse économique, mais non à la demande budgétaire⁷. Les travaux du Distributeur devraient se terminer en décembre 2015.

[26] Ce projet de conversion impliquera des travaux de démantèlement de câbles pour le Distributeur, puisque les départs de lignes à 12 kV du poste Charland 120-12 kV sont constitués de deux câbles et que la tension de 25 kV n'en nécessite qu'un seul. Selon le Distributeur, la forte proportion de réseau souterrain au poste Charland a ainsi pour effet d'augmenter le coût unitaire de conversion de ce poste⁸.

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

3.4 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

[28] Le coût du projet du Distributeur s'élève à 15,4 M\$ et est détaillé au tableau suivant :

⁷ Pièce B-0011, page 4.

⁸ Pièce B-0011, page 6.

TABLEAU 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

Source : Pièce B-0006, page 26, tableau 4

[29] Le Distributeur indique que la réserve pour imprévus est de 15 %, appliquée sur le coût des travaux (excluant les frais d'emprunt à capitaliser). Le calcul du taux de contingence de 15 % est basé sur la probabilité d'occurrence des principaux éléments de risque pour le Projet. L'impact pondéré total représente 12 % du coût total du Projet, soit 12 950 k\$ avant la réserve pour imprévus et les frais d'emprunt capitalisés. Le Distributeur a retenu un taux de contingence de 15 % qui couvre à la fois les éléments de risque et les imprévus⁹.

[30] La Régie prend acte de l'affirmation du Distributeur à l'effet qu'il assurera une gestion rigoureuse du Projet mais que, dans l'éventualité d'un écart de coût de 15 % ou plus, il devra obtenir l'autorisation du conseil d'administration d'Hydro-Québec et en avisera alors la Régie conformément à sa pratique.

⁹ Pièce B-0011, pages 9 et 10.

3.5 FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE ET IMPACT TARIFAIRE DU PROJET

[31] Pour établir l'impact financier du Projet, le Distributeur prend en considération les charges de son projet, soit l'amortissement des actifs, le coût du capital, la taxe sur les services publics ainsi que la radiation d'actifs.

[32] Le Distributeur précise que, puisqu'il s'agit davantage d'un projet de pérennité et de mise à niveau du réseau, l'impact sur ses revenus requis ne tient pas compte des revenus générés par la croissance de la clientèle et des réductions de pertes électriques.

[33] Le Distributeur présente l'impact sur les revenus requis, évalué isolément¹⁰. L'analyse réalisée sur une période de 40 ans permet de constater que pour l'année 2016, la première année complète après la mise en service du poste, l'augmentation des revenus requis est de 1,6 M\$ environ. Cet impact décroît au fil des ans jusqu'en 2046, l'année où des réinvestissements seront requis pour assurer la pérennité des équipements du Distributeur.

3.6 AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

[34] Aucune autorisation n'est requise en vertu d'autres lois dans le cadre du Projet du Distributeur.

3.7 IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE

[35] Le Distributeur mentionne que l'ensemble du Projet aura ainsi un impact positif sur la qualité du service de distribution. Par ailleurs, dans le cadre du Plan, la conversion et l'uniformisation du réseau à une tension de 25 kV permettront, à terme, des transferts de charges entre le poste Charland 315-25 kV et les postes avoisinants, amenant une flexibilité dans les opérations du Distributeur.

¹⁰ Pièce B-0006, page 28, tableau 6.

[36] Le Distributeur souligne que le Transporteur a comme objectif de régler l'enjeu lié à la vétusté de ses installations. En permettant d'assurer le maintien des actifs du Transporteur, l'ajout d'un quatrième transformateur au poste Charland 315-25 kV aura un impact positif sur la fiabilité du réseau de transport et, par le fait même, sur la fiabilité du réseau de distribution et donc sur la fiabilité pour les clients.

4. OPINION DE LA RÉGIE

[37] À la suite de l'examen de la preuve présentée par le Distributeur et exposée à la section 3 de la présente décision, la Régie considère que le Projet est conçu et sera réalisé selon les pratiques usuelles adoptées par Hydro-Québec.

[38] L'analyse du Projet montre que les travaux de conversion et de raccordement de charge prévus par le Distributeur au poste Charland 315-25 kV découlent d'une solution conjointe planifiée avec le Transporteur et menant, à terme, au démantèlement du poste Charland 120-12 kV.

[39] Ces travaux sont cohérents avec l'orientation du Plan visant à favoriser le développement d'une architecture de réseau à 315-25 kV sur l'île de Montréal et permettent au Distributeur de poursuivre l'uniformisation du réseau de distribution à 25 kV afin d'en faciliter l'exploitation et les relèves de charge.

[40] En conséquence, la Régie est d'avis que le Projet est d'intérêt public et qu'il y a lieu d'en autoriser la réalisation.

[41] Pour des fins de précision, la Régie demande au Distributeur, dans ses prochains dossiers d'investissements faisant intervenir des solutions conjointes avec le Transporteur, d'utiliser distinctement, dans la comparaison économique des solutions, les taux d'actualisation du Distributeur et du Transporteur pour leurs investissements respectifs.

[42] La Régie demande également au Distributeur, dans ses prochains dossiers d'investissements, d'appliquer le taux de contingence résultant de la méthodologie basée sur la probabilité d'occurrence des principaux éléments de risque.

[43] La Régie juge que l'impact de ces précisions n'est pas significatif pour le présent Projet. Il n'y a donc pas lieu d'apporter de modifications au dossier.

[44] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

AUTORISE le Distributeur à réaliser le Projet;

DEMANDE au Distributeur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5°) de la Loi :

- un tableau présentant le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détails que ceux présentés au tableau 4 de la pièce B-0006,
- le suivi de l'échéancier du Projet,
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances.

Jean-François Viau

Régisseur

Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser.