

Annexe 2

Liste des principales normes techniques appliquées au Projet du Transporteur

1- CARACTÉRISTIQUES ELECTRIQUES GÉNÉRALES (CÉG)

Numéro	Titre
1030-20600-041-01-0-PL-A	Câble à 230kV utilise comme jeu de barres
1546-20600-001-01/03-0-PL-A	Ligne biterne 1544-1545 Sherbrooke-Orford
7485-20600-001-01/03-0-PL-A	Ligne biterne 1553-1554 Sherbrooke-4 ^e poste Hydro-Sherbrooke
1030-20600-034-01-0-PL-A	Configuration de la batterie de condensateurs 124.5 kV, 108 Mvar
1030-20600-035-01-0-PL-A	Condensateurs shunts sans fusible 124.5 kV, 108 Mvar
1030-20600-036-01-0-PL-A	Inductance série 28.4 kV, 3.5 mH, 900 A (condensateurs)
1030-20600-037-01-0-PL-A	Parafoudre ZnO (sans éclateur), 2 kV, 10 kA (condensateurs)
1030-20600-038-01/02-0-PL-A	Disjoncteur 145 kV, 680 A, 40 kA (condensateurs)
1030-20600-040-01/03-A-PL-A	Courants de défauts relatifs à l'élévation du potentiel de terre
1030-20600-039-01/07-A-PL-A	Automatismes et Protections

2- EXIGENCES PARTICULIÈRES DE CONCEPTION (EPC)

Numéro	Titre
7314-25400-001 rev0	Lignes aériennes : renforcement du réseau de transport de Sherbrooke
7485-25400-001 rev0	Lignes aériennes : intégration du 4 ^e poste 120-25 kV (Hydro-Sherbrooke)
TET-AUT-EPC-1030-1301-C	Protection : poste Sherbrooke
EPC pour les besoins de Comportement	Poste Sherbrooke 230/120 kV : projet de renforcement du réseau de transport régional de Sherbrooke
EPC : 906-02-30-210	Démantèlement du système d'air comprimé
EPC-2013-REV0	Formation : Réseau de transport régional de Sherbrooke
1030-25200-025 rev 2	Environnement : croissance et renforcement du réseau de transport régional de Sherbrooke, poste Sherbrooke à 230-120 kV.
7314-25200-000 rev 2	Environnement : Nouvelle ligne biterne à 120 kV Sherbrooke – au point de dérivation Orford (env. 1,6 km)
7485-25200-000 rev 2	Environnement : Nouvelle ligne biterne à 120 kV Sherbrooke – Bourassa* (env. 8,3 km)

* note : Bourassa était le nom de travail initial utilisé pour le 4^{ème} poste d'Hydro-Sherbrooke.

3- CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES GÉNÉRALES DE RÉFÉRENCE (CÉGR)

3.1 Section principale à 230 kV

Numéro d'identification	Caractéristique électrique générale de référence (CÉGR)
JB-230-2000-31-16-0	Jeu de barres 245 kV, 2000 A, 31.5 kA
DI-230-2000-31-15-0	Disjoncteur 245 kV, 2000 A, 31.5 kA
TC-230-2000-31-12	Transformateur monophasé de courant, 245 kV, 2000 A, 31.5 kA
TT-230-01-12	Transformateur monophasé de tension, 245 kV
SE-230-2000-31-01	Sectionneur, 245 kV, 2000 A, 31.5 kA
ST-230-50-IA-01	Sectionneur de terre 245 kV, 50 kA
PA-230-15-0	Parafoudre ZnO 153 kV, 10 kA

3.1 Section principale à 120 kV

Numéro d'identification	Caractéristique électrique générale de référence (CÉGR)
DI-120-2500-40-15-0	Disjoncteur 132 kV, 2500 A, 40 kA
TC-120-4000-40-12	Transformateur monophasé de courant 145 kV, 4000 A, 40 kA
JB-120-2500-40-16-0	Jeu de barres 145 kV, 2500 A, 40 kA
SE-120-2500-40-01	Sectionneur 145 kV, 2500 A, 40 kA
ST-120-40-01	Sectionneur de terre 145 kV, 40 kA
SE-120-1200-40-01	Sectionneur 145 kV, 1200 A, 40 kA (services auxiliaires)

3.1 Section à 120 kV : départs de lignes

Numéro d'identification	Caractéristique électrique générale de référence (CÉGR)
JB-120-2500-40-16-0	Jeu de barres 145 kV, 2500 A, 40 kA
SE-120-2500-40-01	Sectionneur 145 kV, 2500 A, 40 kA
ST-120-40-IA-01	Sectionneur de terre 145 kV, 40 kA
TT-120-01-12	Transformateur monophasé de tension 145 kV

3.3 Section à 120 kV : batteries de condensateurs

Numéro d'identification	Caractéristique électrique générale de référence (CÉGR)
JB-120-1200-40-16-0	Jeu de barres 145 kV, 1200 A, 40 kA
SE-120-1200-40-01	Sectionneur 145 kV, 1200 A, 40 kA
TT-120-01-12	Transformateur monophasé de tension 145 kV
TC-120-2000-40-12	Transformateur monophasé de courant, 145 kV, 2000 A, 40 kA
ST-120-40-01	Sectionneur de terre 145 kV, 40 kA

Annexe 3

Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois

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

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

5 ***Volet provincial***

- 6 • Un certificat d'autorisation est requis du ministère du Développement durable, de
7 l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) en
8 vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*¹ pour la construction, les travaux et
9 ouvrages ou l'exercice d'une activité dans un étang, un marais, un marécage ou
10 une tourbière.
- 11 • Un avis de conformité (résolution) est requis de la municipalité régionale de comté
12 (MRC) où sera implantée la future ligne, le tout en vertu des articles 149 et ss de la
13 Loi sur l'aménagement et l'urbanisme².
- 14 • Une autorisation est requise de la Commission de protection du territoire agricole
15 du Québec (CPTAQ) pour l'implantation de la ligne dont une partie est implantée en
16 zone verte protégée³.

17 ***Volet fédéral***

- 18 • Aucune autorisation n'est requise.

¹ L.R.Q., c. Q-2, art.22

² *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, L.R.Q., c. A-19.1

³ *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*, L.R.Q., c. P-41.1

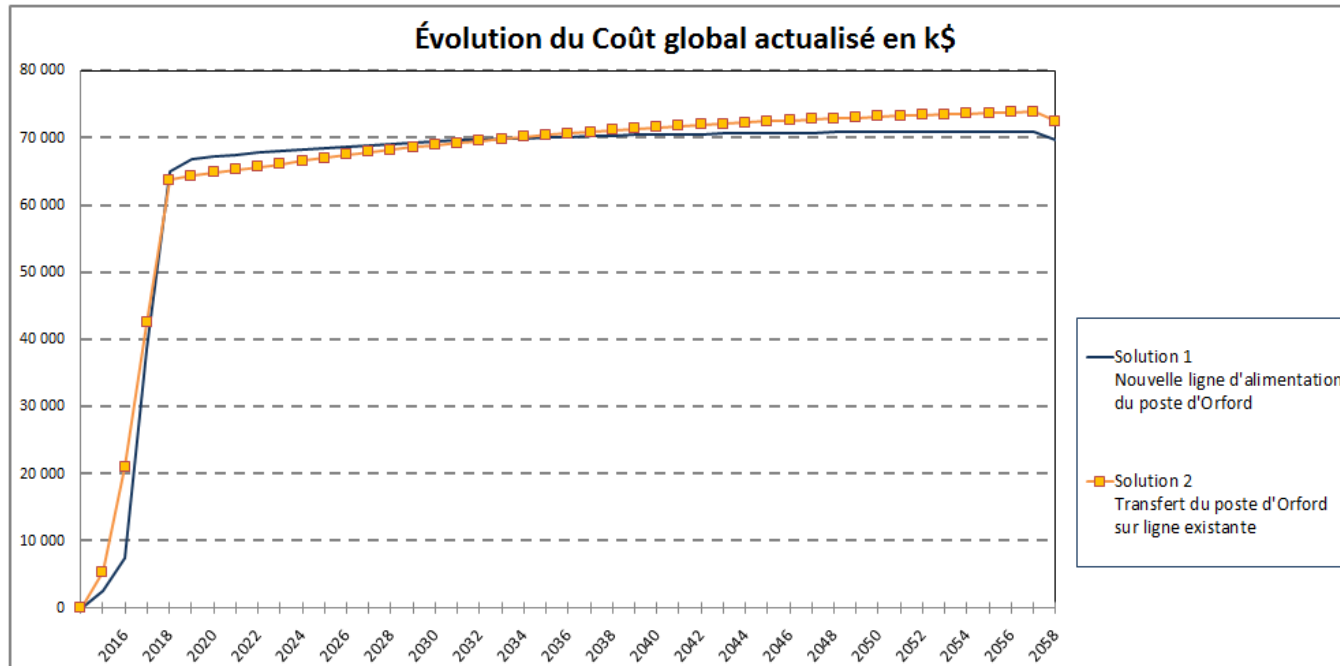
Annexe 4

Analyse économique

Coût global actualisé du projet : deux solutions

Analyse économique

<i>k\$ actualisés</i>	Solution 1 Nouvelle ligne d'alimentation du poste d'Orford	Solution 2 Transfert du poste d'Orford sur ligne existante
Investissements (+)	66 472	63 768
Valeur résiduelle (-)	(1 287)	(1 572)
Dépenses (+)	4 456	10 210
Coût global actualisé (CGA)	69 641	72 406



Analyse économique détaillée 2015-2029

Renforcement du réseau régional de transport de Sherbrooke et de construction de lignes d'alimentation	TOTAL	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Solution 1 Nouvelle ligne d'alimentation du poste d'Orford																
	k\$ act.*	k\$ courants*														
Investissements																
HQT	66 472	2 383	4 963	32 654	29 190	1 644	29	6	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles																
HQT	1 287	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses:																
Taxe sur les services publics																
HQT	4 456	0	0	0	0	410	409	400	390	380	370	360	350	340	331	321
Pertes électriques différentielles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Énergies (quantité MWh)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Énergies (coût \$/MWh)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance (quantité MW)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance (coût \$/MW)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses totales	4 456	0	0	0	0	410	409	400	390	380	370	360	350	340	331	321
Flux monétaire net		-2 383	-4 963	-32 654	-29 190	-2 054	-438	-406	-390	-380	-370	-360	-350	-340	-331	-321
<i>*Total: k\$ actualisé</i>																
<i>Donnée annuelle: k\$ courants</i>																
Flux monétaire net actualisé	-69 641	-2 503	-4 963	-31 093	-26 466	-1 773	-360	-318	-291	-270	-250	-232	-215	-199	-184	-170
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-2 503	-7 466	-38 558	-65 024	-66 797	-67 158	-67 475	-67 766	-68 035	-68 285	-68 517	-68 732	-68 930	-69 114	-69 284
Coût global actualisé (CGA)	69 641															
Solution 2 Transfert du poste d'Orford sur ligne existante																
	k\$ act.*	k\$ courants*														
Investissements																
HQT	63 768	5 115	15 674	22 534	23 396	55	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles																
HQT	1 572	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses:																
Taxe sur les services publics																
HQT	4 323	0	0	0	0	401	392	383	373	364	355	346	337	328	319	309
Pertes électriques différentielles	5 886	0	0	0	0	204	208	212	216	220	220	220	220	220	220	220
Énergies (quantité MWh)		0	0	0	0	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180
Énergies (coût \$/MWh)		0	0	0	0	44	45	46	47	48	48	48	48	48	48	48
Puissance (quantité MW)		0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Puissance (coût \$/MW)		0	0	0	0	57 370	58 517	59 688	60 882	62 099	63 341	64 608	65 900	67 218	68 562	69 934
Dépenses totales	10 210	0	0	0	0	604	599	594	590	585	581	577	573	569	565	561
Flux monétaire net		-5 115	-15 674	-22 534	-23 396	-659	-606	-594	-590	-585	-581	-577	-573	-569	-565	-561
<i>*Total: k\$ actualisé</i>																
<i>Donnée annuelle: k\$ courants</i>																
Flux monétaire net actualisé	-72 406	-5 372	-15 674	-21 457	-21 212	-569	-499	-465	-439	-415	-407	-403	-403	-403	-403	-403
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-5 372	-21 046	-42 503	-63 715	-64 284	-64 783	-65 248	-65 688	-66 103	-66 570	-67 013	-67 434	-67 833	-68 213	-68 573
Coût global actualisé (CGA)	72 406															

Analyse économique détaillée 2030-2044

Renforcement du réseau régional de transport de Sherbrooke et de construction de lignes d'alimentation	TOTAL	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Solution 1 Nouvelle ligne d'alimentation du poste d'Orford																
	k\$ act.*															
Investissements																
HQT	66 472	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles																
HQT	1 287	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses:																
Taxe sur les services publics																
HQT	4 456	311	301	291	281	271	261	251	242	232	222	212	202	192	182	172
Pertes électriques différentielles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Énergies (quantité MWh)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Énergies (coût \$/MWh)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance (quantité MW)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance (coût \$/MW)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses totales	4 456	311	301	291	281	271	261	251	242	232	222	212	202	192	182	172
Flux monétaire net		-311	-301	-291	-281	-271	-261	-251	-242	-232	-222	-212	-202	-192	-182	-172
<small>*Total: k\$ actualisé</small>																
<small>Données annuelles: k\$ constants</small>																
Flux monétaire net actualisé	-69 641	-157	-144	-133	-122	-112	-103	-94	-86	-79	-72	-65	-59	-54	-49	-44
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-69 440	-69 584	-69 717	-69 840	-69 952	-70 055	-70 149	-70 236	-70 314	-70 386	-70 452	-70 511	-70 565	-70 613	-70 657
Coût global actualisé (CGA)	69 641															
Solution 2 Transfert du poste d'Orford sur ligne existante																
	k\$ act.*															
Investissements																
HQT	63 768	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles																
HQT	1 572	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses:																
Taxe sur les services publics																
HQT	4 323	300	291	282	273	264	255	245	236	227	218	209	200	190	181	172
Pertes électriques différentielles	5 886	379	386	394	402	410	418	427	435	444	453	462	471	480	490	500
Énergies (quantité MWh)		3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180
Énergies (coût \$/MWh)		94	96	98	100	102	104	106	108	110	113	115	117	119	122	124
Puissance (quantité MW)		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Puissance (coût \$/MW)		71 332	72 759	74 214	75 698	77 212	78 757	80 332	81 938	83 577	85 249	86 954	88 693	90 467	92 276	94 122
Dépenses totales	10 210	679	677	676	675	674	673	672	671	671	671	670	671	671	671	672
Flux monétaire net		-679	-677	-676	-675	-674	-673	-672	-671	-671	-671	-670	-671	-671	-671	-672
<small>*Total: k\$ actualisé</small>																
<small>Données annuelles: k\$ constants</small>																
Flux monétaire net actualisé	-72 406	-342	-325	-309	-293	-279	-265	-252	-240	-228	-217	-207	-197	-188	-179	-170
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-68 915	-69 240	-69 548	-69 842	-70 121	-70 386	-70 638	-70 878	-71 106	-71 324	-71 531	-71 728	-71 915	-72 094	-72 265
Coût global actualisé (CGA)	72 406															

Analyse économique détaillée 2045-2058

Renforcement du réseau régional de transport de Sherbrooke et de construction de lignes d'alimentation	TOTAL	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
Solution 1 Nouvelle ligne d'alimentation du poste d'Orford															
	k\$ act.*														
Investissements															
HQT	66 472	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles															
HQT	1 287	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10 075
Dépenses:															
Taxe sur les services publics															
HQT	4 456	163	153	144	134	124	115	105	96	86	76	67	57	48	38
Pertes électriques différentielles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Énergies (quantité MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Énergies (coût \$/MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance (quantité MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance (coût \$/MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses totales	4 456	163	153	144	134	124	115	105	96	86	76	67	57	48	38
Flux monétaire net		-163	-153	-144	-134	-124	-115	-105	-96	-86	-76	-67	-57	-48	10 037
<i>*Total: à actualiser</i>															
<i>Données annuelles: à court terme</i>															
Flux monétaire net actualisé	-69 641	-39	-35	-31	-28	-25	-22	-19	-16	-14	-12	-10	-8	-6	1 282
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-70 696	-70 732	-70 763	-70 791	-70 816	-70 837	-70 856	-70 873	-70 887	-70 899	-70 909	-70 917	-70 923	-69 641
Coût global actualisé (CGA)	69 641														
Solution 2 Transfert du poste d'Orford sur ligne existante															
	k\$ act.*														
Investissements															
HQT	63 768	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles															
HQT	1 572	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12 307
Dépenses:															
Taxe sur les services publics															
HQT	4 323	163	154	145	136	126	117	108	99	90	81	72	62	53	44
Pertes électriques différentielles	5 886	510	520	530	541	552	563	574	586	597	609	621	634	647	659
Énergies (quantité MWh)	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180	3 180
Énergies (coût \$/MWh)	127	129	132	135	137	140	143	146	149	152	155	158	161	164	164
Puissance (quantité MW)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Puissance (coût \$/MW)	96 004	97 924	99 883	101 880	103 918	105 996	108 116	110 278	112 484	114 734	117 028	119 369	121 756	124 191	124 191
Dépenses totales	10 210	673	674	675	677	678	680	682	685	687	690	693	696	700	704
Flux monétaire net		-673	-674	-675	-677	-678	-680	-682	-685	-687	-690	-693	-696	-700	11 604
<i>*Total: à actualiser</i>															
<i>Données annuelles: à court terme</i>															
Flux monétaire net actualisé	-72 406	-163	-155	-148	-141	-135	-129	-123	-117	-112	-107	-103	-98	-94	1 483
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-72 427	-72 582	-72 730	-72 871	-73 006	-73 134	-73 257	-73 374	-73 487	-73 594	-73 696	-73 794	-73 888	-72 406
Coût global actualisé (CGA)	72 406														

Principaux paramètres économiques du projet

Paramètres du projet

Paramètres	Normalisés	HQ TransÉnergie					
Taux des frais de garantie	0,50%	Structure de capital		Part	Coût de long terme		
Taux d'actualisation de long terme	5,021%	Dette		70%	3,659%		
		capitaux propres		30%	8,200%		
		2016	2017	2018	2019	2020	2021
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		6,853%	6,853%	6,853%	6,853%	6,853%	6,853%
Taux pour la charge d'intérêt (excluant frais de garantie)		3,159%	3,159%	3,159%	3,159%	3,159%	3,159%

Annexe 5

Impact tarifaire

Tableau 1 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans

Coût du projet (M\$)																		76,060
																		29,994
																		38,479
																		7,587
Amortissement linéaire ¹																		5,021%
Coût moyen pondéré du capital prospectif ²																		1,5%
Entretien et exploitation ³																		0,55%
Taxe sur les services publics (TSP) ⁴																		20
Nombre d'années																		

Années	Amortissement 2018-9 (M\$)	Amortissement 2018-11 (M\$)	Amortissement 2019-7 (M\$)	Amortissement (M\$)	Amortissement cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Entretien et exploitation (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)
2016												3 082,075	42 658	72,25
2018	0,375	0,160	0,000	0,535	0,535	67,938	15,079	0,757	0,251	0,000	1,543	3 083,618	42 658	72,29
2019	1,500	1,924	0,158	3,582	4,117	71,943	69,691	3,499	1,062	0,374	8,516	3 090,591	42 666	72,44
2020	1,500	1,924	0,379	3,803	7,920	68,140	70,042	3,517	1,077	0,396	8,793	3 090,868	42 674	72,43
2021	1,500	1,924	0,379	3,803	11,723	64,337	66,239	3,326	1,077	0,375	8,581	3 090,656	42 682	72,41
2022	1,500	1,924	0,379	3,803	15,526	60,534	62,436	3,135	1,077	0,354	8,369	3 090,444	42 691	72,39
2023	1,500	1,924	0,379	3,803	19,329	56,731	58,633	2,944	1,077	0,333	8,157	3 090,232	42 700	72,37
2024	1,500	1,924	0,379	3,803	23,132	52,928	54,830	2,753	1,077	0,312	7,945	3 090,020	42 709	72,35
2025	1,500	1,924	0,379	3,803	26,935	49,125	51,027	2,562	1,077	0,291	7,734	3 089,809	42 718	72,33
2026	1,500	1,924	0,379	3,803	30,738	45,322	47,224	2,371	1,077	0,270	7,522	3 089,597	42 727	72,31
2027	1,500	1,924	0,379	3,803	34,541	41,519	43,421	2,180	1,077	0,249	7,310	3 089,385	42 736	72,29
2028	1,500	1,924	0,379	3,803	38,344	37,716	39,618	1,989	1,077	0,228	7,098	3 089,173	42 745	72,27
2029	1,500	1,924	0,379	3,803	42,147	33,913	35,815	1,798	1,077	0,207	6,886	3 088,961	42 754	72,25
2030	1,500	1,924	0,379	3,803	45,950	30,110	32,012	1,607	1,077	0,187	6,674	3 088,749	42 764	72,23
2031	1,500	1,924	0,379	3,803	49,753	26,307	28,209	1,416	1,077	0,166	6,462	3 088,537	42 769	72,21
2032	1,500	1,924	0,379	3,803	53,556	22,504	24,406	1,225	1,077	0,145	6,250	3 088,325	42 774	72,20
2033	1,500	1,924	0,379	3,803	57,359	18,701	20,603	1,034	1,077	0,124	6,039	3 088,114	42 779	72,19
2034	1,500	1,924	0,379	3,803	61,162	14,898	16,800	0,844	1,077	0,103	5,827	3 087,902	42 784	72,17
2035	1,500	1,924	0,379	3,803	64,965	11,095	12,997	0,653	1,077	0,082	5,615	3 087,690	42 789	72,16
2036	1,500	1,924	0,379	3,803	68,768	7,292	9,194	0,462	1,077	0,061	5,403	3 087,478	42 794	72,15
2037	1,500	1,924	0,379	3,803	72,571	3,489	5,391	0,271	1,077	0,040	5,191	3 087,266	42 799	72,13
2038	1,125	1,764	0,379	3,268	75,839	0,221	1,658	0,083	0,827	0,019	4,197	3 086,272	42 804	72,10
2039	0,000	0,000	0,221	0,221	76,060	0,000	0,068	0,003	0,016	0,001	0,242	3 082,317	42 804	72,01
Ensemble de la période 2014 à 2039											6,380			72,26

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

² Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,021 %, selon la décision D-2016-029 pour la demande R-3934-2015.

³ Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 19 % de l'investissement.

⁴ 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

													Analyse de sensibilité		
Coût du projet (M\$)												+ 15 %	87,469		
											2018-9		34,493		
											2018-11		44,251		
											2019-7		8,725		
Amortissement linéaire ¹															
Coût moyen pondéré du capital prospectif ²												+ 15 %	5,774%		
Entretien et exploitation ³													1,6%		
Taxe sur les services publics (TSP) ⁴													0,55%		
Nombre d'années													20		
Années	Amortissement 2018-9 (M\$)	Amortissement 2018-11 (M\$)	Amortissement 2019-7 (M\$)	Amortissement (M\$)	Amortissement cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Entretien et exploitation (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)	
2016											3 082,075	42 658	72,25		
2018	0,431	0,184	0,000	0,616	0,616	78,128	17,341	1,001	0,307	0,000	1,924	3 083,999	42 658	72,30	
2019	1,725	2,213	0,182	4,119	4,735	82,734	80,145	4,628	1,300	0,430	10,476	3 092,551	42 666	72,48	
2020	1,725	2,213	0,436	4,373	9,108	78,361	80,548	4,651	1,319	0,455	10,799	3 092,874	42 674	72,48	
2021	1,725	2,213	0,436	4,373	13,481	73,988	76,174	4,398	1,319	0,431	10,522	3 092,597	42 682	72,46	
2022	1,725	2,213	0,436	4,373	17,855	69,614	71,801	4,146	1,319	0,407	10,246	3 092,321	42 691	72,43	
2023	1,725	2,213	0,436	4,373	22,228	65,241	67,427	3,893	1,319	0,383	9,969	3 092,044	42 700	72,41	
2024	1,725	2,213	0,436	4,373	26,602	60,867	63,054	3,641	1,319	0,359	9,692	3 091,767	42 709	72,39	
2025	1,725	2,213	0,436	4,373	30,975	56,494	58,681	3,388	1,319	0,335	9,416	3 091,491	42 718	72,37	
2026	1,725	2,213	0,436	4,373	35,349	52,120	54,307	3,136	1,319	0,311	9,139	3 091,214	42 727	72,35	
2027	1,725	2,213	0,436	4,373	39,722	47,747	49,934	2,883	1,319	0,287	8,863	3 090,938	42 736	72,33	
2028	1,725	2,213	0,436	4,373	44,096	43,373	45,560	2,631	1,319	0,263	8,586	3 090,661	42 745	72,30	
2029	1,725	2,213	0,436	4,373	48,469	39,000	41,187	2,378	1,319	0,239	8,309	3 090,384	42 754	72,28	
2030	1,725	2,213	0,436	4,373	52,842	34,627	36,813	2,126	1,319	0,214	8,033	3 090,108	42 764	72,26	
2031	1,725	2,213	0,436	4,373	57,216	30,253	32,440	1,873	1,319	0,190	7,756	3 089,831	42 769	72,24	
2032	1,725	2,213	0,436	4,373	61,589	25,880	28,066	1,621	1,319	0,166	7,480	3 089,555	42 774	72,23	
2033	1,725	2,213	0,436	4,373	65,963	21,506	23,693	1,368	1,319	0,142	7,203	3 089,278	42 779	72,22	
2034	1,725	2,213	0,436	4,373	70,336	17,133	19,319	1,116	1,319	0,118	6,927	3 089,002	42 784	72,20	
2035	1,725	2,213	0,436	4,373	74,710	12,759	14,946	0,863	1,319	0,094	6,650	3 088,725	42 789	72,19	
2036	1,725	2,213	0,436	4,373	79,083	8,386	10,573	0,610	1,319	0,070	6,373	3 088,448	42 794	72,17	
2037	1,725	2,213	0,436	4,373	83,457	4,012	6,199	0,358	1,319	0,046	6,097	3 088,172	42 799	72,16	
2038	1,293	2,028	0,436	3,758	87,215	0,254	1,906	0,110	1,012	0,022	4,902	3 086,977	42 804	72,12	
2039	0,000	0,000	0,254	0,254	87,469	0,000	0,078	0,005	0,019	0,001	0,280	3 082,355	42 658	72,26	
Ensemble de la période 2014 à 2039											7,711		72,30		

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

² Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,021 %, selon la décision D-2016-029 pour la demande R-3934-2015.

³ Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 19 % de l'investissement.

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

