Réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 4 de la Régie de l'énergie (« Régie »)

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 4 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) AU TRANSPORTEUR RELATIVE À LA POLITIQUE D'AJOUTS AU RÉSEAU DE TRANSPORT

ALLOCATION MAXIMALE

1. Références : Pièce B-0004, p. 15.

Préambule :

(i) *« De l'avis du Transporteur, cette proposition est conservatrice. En effet, l'allocation maximale est établie sur 20 ans, afin que le coût des ajouts réalisés à la demande de clients soit récupéré sur une période maximale de 20 ans. Cette allocation s'avère inférieure à celle qui serait basée sur une période correspondant à la durée moyenne d'utilité des actifs de transport, soit 40 ans. Le Transporteur est ainsi assuré d'obtenir une contribution supérieure à celle qui serait requise si la période correspondait à leur durée moyenne d'utilité, plutôt qu'à une période limitée à 20 ans, tel que c'est actuellement le cas. À cet égard, il convient également de noter que la charge locale, dont la croissance se matérialise graduellement sur l'horizon considéré par l'allocation maximale, demeure dans les faits bien au-delà de la période de 20 ans utilisée pour établir cette allocation.»*

Demandes :

1.1 Veuillez démontrer, à l'aide d'exemples chiffrés tirés de données réelles, que l'allocation maximale est conservatrice, malgré le fait que la croissance de la charge locale se matérialise graduellement et que la durée d'utilité des actifs de transport soit de 40 ans.

R1.1

Premièrement, le Transporteur présente des exemples basés sur les données du projet d'addition d'un transformateur à 315-34 kV au poste Normand (dossier R-3847-2013).

Les tableaux suivants montrent l'impact tarifaire sur 20 ans et 40 ans, comme présenté dans le dossier R-3847-2013, à la pièce HQT-1, Document 1, annexe 6. Il est possible de constater que malgré le fait que la croissance de la charge locale se matérialise graduellement, l'utilisation de l'allocation maximale de 571 $/kW sur 20 ans ne génère pas d'impact à la hausse sur le tarif de transport et procure même une légère baisse du tarif pour l'ensemble de ces périodes.

Tableau R1.1-1
Impact tarifaire du projet sur 20 ans (allocation maximale de 571 $/kW)

Coût du projet (M$)		33,752
Contribution estimée du Distributeur (M$)		7,486
Mise en service nette (M$)		26,266
	2015-10	27,000
	2016-10	-0,734
Amortissement linéaire[1]		
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]		5,698%
Entretien et exploitation[3]		1,3%
Taxe sur les services publics (TSP)[4]		0,55%
Nombre d'années		20

Années	Amortissement 2015-10 (M$)	Amortissement 2016-10 (M$)	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Entretien et exploitation (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Revenus requis (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2012											2 984,378	41 744	71,49
2015	0,225	0,000	0,225	0,225	26,775	6,205	0,354	0,086	0,000	0,665	2 985,043	41 786	71,44
2016	1,350	-0,006	1,344	1,569	24,697	25,931	1,478	0,342	0,147	3,311	2 987,689	41 786	71,50
2017	1,350	-0,037	1,313	2,882	23,384	24,040	1,370	0,335	0,136	3,154	2 987,532	41 786	71,50
2018	1,350	-0,037	1,313	4,195	22,071	22,727	1,295	0,335	0,129	3,072	2 987,450	41 787	71,49
2019	1,350	-0,037	1,313	5,509	20,757	21,414	1,220	0,335	0,121	2,990	2 987,368	41 787	71,49
2020	1,350	-0,037	1,313	6,822	19,444	20,101	1,145	0,335	0,114	2,908	2 987,286	41 787	71,49
2021	1,350	-0,037	1,313	8,135	18,131	18,787	1,070	0,335	0,107	2,826	2 987,204	41 787	71,49
2022	1,350	-0,037	1,313	9,449	16,817	17,474	0,996	0,335	0,100	2,744	2 987,122	41 787	71,48
2023	1,350	-0,037	1,313	10,762	15,504	16,161	0,921	0,335	0,092	2,662	2 987,040	41 788	71,48
2024	1,350	-0,037	1,313	12,075	14,191	14,847	0,846	0,335	0,085	2,580	2 986,958	41 788	71,48
2025	1,350	-0,037	1,313	13,389	12,877	13,534	0,771	0,335	0,078	2,498	2 986,876	41 788	71,48
2026	1,350	-0,037	1,313	14,702	11,564	12,221	0,696	0,335	0,071	2,416	2 986,794	41 788	71,47
2027	1,350	-0,037	1,313	16,015	10,251	10,907	0,622	0,335	0,064	2,334	2 986,712	41 788	71,47
2028	1,350	-0,037	1,313	17,328	8,938	9,594	0,547	0,335	0,056	2,251	2 986,630	41 789	71,47
2029	1,350	-0,037	1,313	18,642	7,624	8,281	0,472	0,335	0,049	2,169	2 986,548	41 789	71,47
2030	1,350	-0,037	1,313	19,955	6,311	6,968	0,397	0,335	0,042	2,087	2 986,466	41 789	71,47
2031	1,350	-0,037	1,313	21,268	4,998	5,654	0,322	0,335	0,035	2,005	2 986,384	41 789	71,46
2032	1,350	-0,037	1,313	22,582	3,684	4,341	0,247	0,335	0,027	1,923	2 986,302	41 789	71,46
2033	1,350	-0,037	1,313	23,895	2,371	3,028	0,173	0,335	0,020	1,841	2 986,220	41 790	71,46
2034	1,350	-0,037	1,313	25,208	1,058	1,714	0,098	0,335	0,013	1,759	2 986,138	41 790	71,46
2035	1,125	-0,037	1,088	26,297	-0,031	0,427	0,024	0,249	0,006	1,367	2 985,746	41 790	71,45
2036	0,000	-0,031	-0,031	26,266	0,000	-0,013	-0,001	-0,007	0,000	-0,039	2 984,340	41 790	71,41
Ensemble de la période 2015 à 2036										**2,251**			**71,47**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % 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 R1.1-2
Impact tarifaire du projet sur 40 ans (allocation maximale de 571 $/kW)

Coût du projet (M$)		33,752
Contribution estimée du Distributeur (M$)		7,486
Mise en service nette (M$)		26,266
	2015-10	27,000
	2016-10	-0,734
Amortissement linéaire[1]		
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]		5,698%
Entretien et exploitation[3]		1,0%
Taxe sur les services publics (TSP)[4]		0,55%
Nombre d'années		40

Années	Amortissement 2015-10 (M$)	Amortissement 2016-10 (M$)	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Entretien et exploitation (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Revenus requis (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2012											2 984,378	41 744	71,49
2015	0,113	0,000	0,113	0,113	26,888	6,218	0,354	0,065	0,000	0,532	2 984,910	41 786	71,43
2016	0,675	-0,003	0,672	0,784	25,482	26,381	1,503	0,257	0,148	2,580	2 986,959	41 786	71,48
2017	0,675	-0,018	0,657	1,441	24,825	25,153	1,433	0,252	0,140	2,482	2 986,860	41 786	71,48
2018	0,675	-0,018	0,657	2,098	24,168	24,497	1,396	0,252	0,137	2,441	2 986,819	41 787	71,48
2019	0,675	-0,018	0,657	2,754	23,512	23,840	1,358	0,252	0,133	2,400	2 986,778	41 787	71,48
2020	0,675	-0,018	0,657	3,411	22,855	23,183	1,321	0,252	0,129	2,359	2 986,737	41 787	71,48
2021	0,675	-0,018	0,657	4,068	22,198	22,527	1,284	0,252	0,126	2,318	2 986,696	41 787	71,47
2022	0,675	-0,018	0,657	4,724	21,542	21,870	1,246	0,252	0,122	2,277	2 986,655	41 787	71,47
2023	0,675	-0,018	0,657	5,381	20,885	21,213	1,209	0,252	0,118	2,236	2 986,614	41 788	71,47
2024	0,675	-0,018	0,657	6,038	20,228	20,557	1,171	0,252	0,115	2,195	2 986,573	41 788	71,47
2025	0,675	-0,018	0,657	6,694	19,572	19,900	1,134	0,252	0,111	2,154	2 986,532	41 788	71,47
2026	0,675	-0,018	0,657	7,351	18,915	19,243	1,096	0,252	0,108	2,113	2 986,491	41 788	71,47
2027	0,675	-0,018	0,657	8,008	18,258	18,587	1,059	0,252	0,104	2,072	2 986,450	41 788	71,47
2028	0,675	-0,018	0,657	8,664	17,602	17,930	1,022	0,252	0,100	2,031	2 986,409	41 789	71,46
2029	0,675	-0,018	0,657	9,321	16,945	17,273	0,984	0,252	0,097	1,990	2 986,368	41 789	71,46
2030	0,675	-0,018	0,657	9,978	16,288	16,617	0,947	0,252	0,093	1,949	2 986,327	41 789	71,46
2031	0,675	-0,018	0,657	10,634	15,632	15,960	0,909	0,252	0,090	1,908	2 986,286	41 789	71,46
2032	0,675	-0,018	0,657	11,291	14,975	15,303	0,872	0,252	0,086	1,867	2 986,245	41 789	71,46
2033	0,675	-0,018	0,657	11,947	14,319	14,647	0,835	0,252	0,082	1,826	2 986,204	41 790	71,46
2034	0,675	-0,018	0,657	12,604	13,662	13,990	0,797	0,252	0,079	1,785	2 986,163	41 790	71,46
2035	0,675	-0,018	0,657	13,261	13,005	13,334	0,760	0,252	0,075	1,743	2 986,122	41 790	71,46
2036	0,675	-0,018	0,657	13,917	12,349	12,677	0,722	0,252	0,072	1,702	2 986,081	41 790	71,45
2037	0,675	-0,018	0,657	14,574	11,692	12,020	0,685	0,252	0,068	1,661	2 986,040	41 790	71,45
2038	0,675	-0,018	0,657	15,231	11,035	11,364	0,647	0,252	0,064	1,620	2 985,999	41 790	71,45
2039	0,675	-0,018	0,657	15,887	10,379	10,707	0,610	0,252	0,061	1,579	2 985,958	41 790	71,45
2040	0,675	-0,018	0,657	16,544	9,722	10,050	0,573	0,252	0,057	1,538	2 985,917	41 790	71,45
2041	0,675	-0,018	0,657	17,201	9,065	9,394	0,535	0,252	0,053	1,497	2 985,876	41 790	71,45
2042	0,675	-0,018	0,657	17,857	8,409	8,737	0,498	0,252	0,050	1,456	2 985,835	41 790	71,45
2043	0,675	-0,018	0,657	18,514	7,752	8,080	0,460	0,252	0,046	1,415	2 985,794	41 790	71,45
2044	0,675	-0,018	0,657	19,171	7,095	7,424	0,423	0,252	0,043	1,374	2 985,753	41 790	71,45
2045	0,675	-0,018	0,657	19,827	6,439	6,767	0,386	0,252	0,039	1,333	2 985,712	41 790	71,45
2046	0,675	-0,018	0,657	20,484	5,782	6,110	0,348	0,252	0,035	1,292	2 985,671	41 790	71,44
2047	0,675	-0,018	0,657	21,141	5,125	5,454	0,311	0,252	0,032	1,251	2 985,630	41 790	71,44
2048	0,675	-0,018	0,657	21,797	4,469	4,797	0,273	0,252	0,028	1,210	2 985,589	41 790	71,44
2049	0,675	-0,018	0,657	22,454	3,812	4,140	0,236	0,252	0,025	1,169	2 985,547	41 790	71,44
2050	0,675	-0,018	0,657	23,111	3,155	3,484	0,199	0,252	0,021	1,128	2 985,506	41 790	71,44
2051	0,675	-0,018	0,657	23,767	2,499	2,827	0,161	0,252	0,017	1,087	2 985,465	41 790	71,44
2052	0,675	-0,018	0,657	24,424	1,842	2,170	0,124	0,252	0,014	1,046	2 985,424	41 790	71,44
2053	0,675	-0,018	0,657	25,080	1,186	1,514	0,086	0,252	0,010	1,005	2 985,383	41 790	71,44
2054	0,675	-0,018	0,657	25,737	0,529	0,857	0,049	0,252	0,007	0,964	2 985,342	41 790	71,44
2055	0,563	-0,018	0,544	26,281	-0,015	0,214	0,012	0,187	0,003	0,746	2 985,125	41 790	71,43
2056	0,000	-0,015	-0,015	26,266	0,000	-0,006	0,000	-0,005	0,000	-0,021	2 984,357	41 790	71,41
Ensemble de la période 2015 à 2056										**1,650**			**71,46**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % 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.

Les tableaux suivants montrent que l'utilisation d'une allocation maximale de 736 $/kW, calculée en fonction d'une période de 40 ans, ne génère pas d'impact à la hausse sur le tarif de transport sur les périodes de 20 ans et de 40 ans. Cependant, la baisse de tarif générée sur l'ensemble de la période de 40 ans est moins importante que dans le cas précédent et elle est nulle sur la période de 20 ans.

Tableau R1.1-3
Impact tarifaire du projet sur 20 ans (allocation maximale de 736 $/kW)

Coût du projet (M$)		33,752
Contribution estimée du Distributeur (M$)		-0,104
Mise en service nette (M$)		33,856
	2015-10	27,000
	2016-10	6,856
Amortissement linéaire[1]		
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]		5,698%
Entretien et exploitation[3]		1,3%
Taxe sur les services publics (TSP)[4]		0,55%
Nombre d'années		20

Années	Amortissement 2015-10 (M$)	Amortissement 2016-10 (M$)	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Entretien et exploitation (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Revenus requis (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2012											2 984,378	41 744	71,49
2015	0,225	0,000	0,225	0,225	26,775	6,205	0,354	0,086	0,000	0,665	2 985,043	41 786	71,44
2016	1,350	0,057	1,407	1,632	32,224	27,676	1,577	0,366	0,147	3,498	2 987,876	41 786	71,50
2017	1,350	0,343	1,693	3,325	30,531	31,377	1,788	0,432	0,177	4,090	2 988,468	41 786	71,52
2018	1,350	0,343	1,693	5,018	28,838	29,685	1,691	0,432	0,168	3,984	2 988,363	41 787	71,52
2019	1,350	0,343	1,693	6,711	27,145	27,992	1,595	0,432	0,159	3,878	2 988,257	41 787	71,51
2020	1,350	0,343	1,693	8,403	25,453	26,299	1,499	0,432	0,149	3,773	2 988,151	41 787	71,51
2021	1,350	0,343	1,693	10,096	23,760	24,606	1,402	0,432	0,140	3,667	2 988,045	41 787	71,51
2022	1,350	0,343	1,693	11,789	22,067	22,913	1,306	0,432	0,131	3,561	2 987,939	41 787	71,50
2023	1,350	0,343	1,693	13,482	20,374	21,221	1,209	0,432	0,121	3,455	2 987,834	41 788	71,50
2024	1,350	0,343	1,693	15,175	18,681	19,528	1,113	0,432	0,112	3,350	2 987,728	41 788	71,50
2025	1,350	0,343	1,693	16,867	16,989	17,835	1,016	0,432	0,103	3,244	2 987,622	41 788	71,49
2026	1,350	0,343	1,693	18,560	15,296	16,142	0,920	0,432	0,093	3,138	2 987,516	41 788	71,49
2027	1,350	0,343	1,693	20,253	13,603	14,449	0,823	0,432	0,084	3,032	2 987,411	41 788	71,49
2028	1,350	0,343	1,693	21,946	11,910	12,757	0,727	0,432	0,075	2,926	2 987,305	41 789	71,49
2029	1,350	0,343	1,693	23,639	10,217	11,064	0,630	0,432	0,066	2,821	2 987,199	41 789	71,48
2030	1,350	0,343	1,693	25,331	8,525	9,371	0,534	0,432	0,056	2,715	2 987,093	41 789	71,48
2031	1,350	0,343	1,693	27,024	6,832	7,678	0,438	0,432	0,047	2,609	2 986,988	41 789	71,48
2032	1,350	0,343	1,693	28,717	5,139	5,985	0,341	0,432	0,038	2,503	2 986,882	41 789	71,47
2033	1,350	0,343	1,693	30,410	3,446	4,293	0,245	0,432	0,028	2,398	2 986,776	41 790	71,47
2034	1,350	0,343	1,693	32,103	1,753	2,600	0,148	0,432	0,019	2,292	2 986,670	41 790	71,47
2035	1,125	0,343	1,468	33,570	0,286	0,933	0,053	0,346	0,010	1,876	2 986,255	41 790	71,46
2036	0,000	0,286	0,286	33,856	0,000	0,121	0,007	0,066	0,002	0,360	2 984,738	41 790	71,42
Ensemble de la période 2015 à 2036										**2,902**			**71,49**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % 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 R1.1-4
Impact tarifaire du projet sur 40 ans (allocation maximale de 736 $/kW)

Coût du projet (M$)		33,752
Contribution estimée du Distributeur (M$)		-0,104
Mise en service nette (M$)		33,856
	2015-10	27,000
	2016-10	6,856
Amortissement linéaire[1]		
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]		5,698%
Entretien et exploitation[3]		1,0%
Taxe sur les services publics (TSP)[4]		0,55%
Nombre d'années		40

Années	Amortissement 2015-10 (M$)	Amortissement 2016-10 (M$)	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Entretien et exploitation (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Revenus requis (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2012											2 984,378	41 744	71,49
2015	0,113	0,000	0,113	0,113	26,888	6,218	0,354	0,065	0,000	0,532	2 984,910	41 786	71,43
2016	0,675	0,029	0,704	0,816	33,040	28,129	1,603	0,275	0,148	2,730	2 987,108	41 786	71,49
2017	0,675	0,171	0,846	1,662	32,194	32,617	1,859	0,325	0,182	3,211	2 987,590	41 786	71,50
2018	0,675	0,171	0,846	2,509	31,347	31,770	1,810	0,325	0,177	3,158	2 987,537	41 787	71,50
2019	0,675	0,171	0,846	3,355	30,501	30,924	1,762	0,325	0,172	3,106	2 987,484	41 787	71,49
2020	0,675	0,171	0,846	4,202	29,654	30,078	1,714	0,325	0,168	3,053	2 987,431	41 787	71,49
2021	0,675	0,171	0,846	5,048	28,808	29,231	1,666	0,325	0,163	3,000	2 987,378	41 787	71,49
2022	0,675	0,171	0,846	5,894	27,962	28,385	1,617	0,325	0,158	2,947	2 987,325	41 787	71,49
2023	0,675	0,171	0,846	6,741	27,115	27,538	1,569	0,325	0,154	2,894	2 987,272	41 788	71,49
2024	0,675	0,171	0,846	7,587	26,269	26,692	1,521	0,325	0,149	2,841	2 987,220	41 788	71,49
2025	0,675	0,171	0,846	8,434	25,422	25,846	1,473	0,325	0,144	2,788	2 987,167	41 788	71,48
2026	0,675	0,171	0,846	9,280	24,576	24,999	1,424	0,325	0,140	2,735	2 987,114	41 788	71,48
2027	0,675	0,171	0,846	10,126	23,730	24,153	1,376	0,325	0,135	2,683	2 987,061	41 788	71,48
2028	0,675	0,171	0,846	10,973	22,883	23,306	1,328	0,325	0,131	2,630	2 987,008	41 789	71,48
2029	0,675	0,171	0,846	11,819	22,037	22,460	1,280	0,325	0,126	2,577	2 986,955	41 789	71,48
2030	0,675	0,171	0,846	12,666	21,190	21,614	1,232	0,325	0,121	2,524	2 986,902	41 789	71,48
2031	0,675	0,171	0,846	13,512	20,344	20,767	1,183	0,325	0,117	2,471	2 986,849	41 789	71,47
2032	0,675	0,171	0,846	14,358	19,498	19,921	1,135	0,325	0,112	2,418	2 986,797	41 789	71,47
2033	0,675	0,171	0,846	15,205	18,651	19,074	1,087	0,325	0,107	2,365	2 986,744	41 790	71,47
2034	0,675	0,171	0,846	16,051	17,805	18,228	1,039	0,325	0,103	2,312	2 986,691	41 790	71,47
2035	0,675	0,171	0,846	16,898	16,958	17,382	0,990	0,325	0,098	2,259	2 986,638	41 790	71,47
2036	0,675	0,171	0,846	17,744	16,112	16,535	0,942	0,325	0,093	2,207	2 986,585	41 790	71,47
2037	0,675	0,171	0,846	18,590	15,266	15,689	0,894	0,325	0,089	2,154	2 986,532	41 790	71,47
2038	0,675	0,171	0,846	19,437	14,419	14,842	0,846	0,325	0,084	2,101	2 986,479	41 790	71,46
2039	0,675	0,171	0,846	20,283	13,573	13,996	0,797	0,325	0,079	2,048	2 986,426	41 790	71,46
2040	0,675	0,171	0,846	21,130	12,726	13,150	0,749	0,325	0,075	1,995	2 986,373	41 790	71,46
2041	0,675	0,171	0,846	21,976	11,880	12,303	0,701	0,325	0,070	1,942	2 986,321	41 790	71,46
2042	0,675	0,171	0,846	22,822	11,034	11,457	0,653	0,325	0,065	1,889	2 986,268	41 790	71,46
2043	0,675	0,171	0,846	23,669	10,187	10,610	0,605	0,325	0,061	1,836	2 986,215	41 790	71,46
2044	0,675	0,171	0,846	24,515	9,341	9,764	0,556	0,325	0,056	1,784	2 986,162	41 790	71,46
2045	0,675	0,171	0,846	25,362	8,494	8,918	0,508	0,325	0,051	1,731	2 986,109	41 790	71,46
2046	0,675	0,171	0,846	26,208	7,648	8,071	0,460	0,325	0,047	1,678	2 986,056	41 790	71,45
2047	0,675	0,171	0,846	27,054	6,802	7,225	0,412	0,325	0,042	1,625	2 986,003	41 790	71,45
2048	0,675	0,171	0,846	27,901	5,955	6,378	0,363	0,325	0,037	1,572	2 985,950	41 790	71,45
2049	0,675	0,171	0,846	28,747	5,109	5,532	0,315	0,325	0,033	1,519	2 985,898	41 790	71,45
2050	0,675	0,171	0,846	29,594	4,262	4,686	0,267	0,325	0,028	1,466	2 985,845	41 790	71,45
2051	0,675	0,171	0,846	30,440	3,416	3,839	0,219	0,325	0,023	1,413	2 985,792	41 790	71,45
2052	0,675	0,171	0,846	31,286	2,570	2,993	0,171	0,325	0,019	1,360	2 985,739	41 790	71,45
2053	0,675	0,171	0,846	32,133	1,723	2,146	0,122	0,325	0,014	1,308	2 985,686	41 790	71,45
2054	0,675	0,171	0,846	32,979	0,877	1,300	0,074	0,325	0,009	1,255	2 985,633	41 790	71,44
2055	0,563	0,171	0,734	33,713	0,143	0,467	0,027	0,260	0,005	1,025	2 985,404	41 790	71,44
2056	0,000	0,143	0,143	33,856	0,000	0,060	0,003	0,049	0,001	0,196	2 984,575	41 790	71,42
Ensemble de la période 2015 à 2056										**2,127**			**71,47**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % 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.

Deuxièmement, le Transporteur présente des exemples basés sur les données du projet de construction du nouveau poste de Saint-Jérôme à 120-25 kV et à son alimentation (dossier R-3913-2014[1])

Les tableaux suivants montrent l'impact tarifaire sur 20 ans et 40 ans, comme présenté dans le dossier R-3913-2014, révisé le 18 décembre 2014, à la pièce HQTD-2, Document 1, annexe 5. Il est possible de constater que malgré le fait que la croissance de la charge locale se matérialise graduellement, l'utilisation de l'allocation maximale de 598 $/$kW sur 20 ans ne génère pas d'impact à la hausse sur le tarif de transport pour l'ensemble de ces périodes.

Tableau R1.1-5
Impact tarifaire du projet sur 20 ans (allocation maximale de 598 $/kW)

Coût du projet (M$)	77,312
Contribution estimée du Distributeur (M$)	10,515
Mise en service nette (M$)	66,797
Année et mois de mise en service	2016-11
Amortissement linéaire[1]	
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]	5,666%
Entretien et exploitation[3]	1,3%
Taxe sur les services publics (TSP)[4]	0,55%
Nombre d'années	20

Années	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)
2014									3 114,418	41 718	74,65
2016	0,278	0,278	66,518	10,255	0,581	0,142	0,000	1,001	3 115,419	41 718	74,68
2017	3,340	3,618	63,178	64,848	3,674	0,850	0,366	8,230	3 122,648	41 758	74,78
2018	3,340	6,958	59,839	61,509	3,485	0,850	0,347	8,022	3 122,440	41 766	74,76
2019	3,340	10,298	56,499	58,169	3,296	0,850	0,329	7,815	3 122,233	41 771	74,75
2020	3,340	13,638	53,159	54,829	3,107	0,850	0,311	7,607	3 122,025	41 776	74,73
2021	3,340	16,977	49,819	51,489	2,917	0,850	0,292	7,400	3 121,817	41 781	74,72
2022	3,340	20,317	46,479	48,149	2,728	0,850	0,274	7,192	3 121,610	41 786	74,70
2023	3,340	23,657	43,139	44,809	2,539	0,850	0,256	6,984	3 121,402	41 791	74,69
2024	3,340	26,997	39,800	41,470	2,350	0,850	0,237	6,777	3 121,195	41 796	74,68
2025	3,340	30,337	36,460	38,130	2,160	0,850	0,219	6,569	3 120,987	41 800	74,67
2026	3,340	33,677	33,120	34,790	1,971	0,850	0,201	6,362	3 120,779	41 804	74,65
2027	3,340	37,016	29,780	31,450	1,782	0,850	0,182	6,154	3 120,572	41 808	74,64
2028	3,340	40,356	26,440	28,110	1,593	0,850	0,164	5,946	3 120,364	41 813	74,63
2029	3,340	43,696	23,100	24,770	1,403	0,850	0,145	5,739	3 120,157	41 817	74,61
2030	3,340	47,036	19,761	21,431	1,214	0,850	0,127	5,531	3 119,949	41 819	74,61
2031	3,340	50,376	16,421	18,091	1,025	0,850	0,109	5,324	3 119,741	41 820	74,60
2032	3,340	53,716	13,081	14,751	0,836	0,850	0,090	5,116	3 119,534	41 822	74,59
2033	3,340	57,055	9,741	11,411	0,647	0,850	0,072	4,908	3 119,326	41 824	74,58
2034	3,340	60,395	6,401	8,071	0,457	0,850	0,054	4,701	3 119,119	41 826	74,57
2035	3,340	63,735	3,062	4,731	0,268	0,850	0,035	4,493	3 118,911	41 828	74,57
2036	3,062	66,797	0,000	1,413	0,080	0,708	0,017	3,867	3 118,285	41 830	74,55
Ensemble de la période 2014 à 2036								**5,987**			**74,65**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,666 %, selon la décision D-2014-049 pour la demande R-3823-2012.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % 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.

[1] HQTD-2, Document 1, annexe 5, révisée le 18 décembre 2014.

Tableau R1.1-6
Impact tarifaire du projet sur 40 ans (allocation maximale de 598 $/kW)

Coût du projet (M$)	77,312
Contribution estimée du Distributeur (M$)	10,515
Mise en service nette (M$)	66,797
Année et mois de mise en service	2016-11
Amortissement linéaire[1]	
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]	5,666%
Entretien et exploitation[3]	1,0%
Taxe sur les services publics (TSP)[4]	0,55%
Nombre d'années	40

Années	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)
2014									3 114,418	41 718	74,65
2016	0,139	0,139	66,657	10,266	0,582	0,106	0,000	0,827	3 115,245	41 718	74,67
2017	1,670	1,809	64,988	65,822	3,730	0,638	0,367	6,404	3 120,822	41 758	74,74
2018	1,670	3,479	63,318	64,153	3,635	0,638	0,357	6,300	3 120,718	41 766	74,72
2019	1,670	5,149	61,648	62,483	3,540	0,638	0,348	6,197	3 120,614	41 771	74,71
2020	1,670	6,819	59,978	60,813	3,446	0,638	0,339	6,093	3 120,511	41 776	74,70
2021	1,670	8,489	58,308	59,143	3,351	0,638	0,330	5,989	3 120,407	41 781	74,68
2022	1,670	10,159	56,638	57,473	3,256	0,638	0,321	5,885	3 120,303	41 786	74,67
2023	1,670	11,829	54,968	55,803	3,162	0,638	0,312	5,781	3 120,199	41 791	74,66
2024	1,670	13,498	53,298	54,133	3,067	0,638	0,302	5,678	3 120,095	41 796	74,65
2025	1,670	15,168	51,628	52,463	2,973	0,638	0,293	5,574	3 119,992	41 800	74,64
2026	1,670	16,838	49,958	50,793	2,878	0,638	0,284	5,470	3 119,888	41 804	74,63
2027	1,670	18,508	48,288	49,123	2,783	0,638	0,275	5,366	3 119,784	41 808	74,62
2028	1,670	20,178	46,618	47,453	2,689	0,638	0,266	5,262	3 119,680	41 813	74,61
2029	1,670	21,848	44,949	45,784	2,594	0,638	0,256	5,159	3 119,576	41 817	74,60
2030	1,670	23,518	43,279	44,114	2,499	0,638	0,247	5,055	3 119,473	41 819	74,60
2031	1,670	25,188	41,609	42,444	2,405	0,638	0,238	4,951	3 119,369	41 820	74,59
2032	1,670	26,858	39,939	40,774	2,310	0,638	0,229	4,847	3 119,265	41 822	74,58
2033	1,670	28,528	38,269	39,104	2,216	0,638	0,220	4,743	3 119,161	41 824	74,58
2034	1,670	30,198	36,599	37,434	2,121	0,638	0,210	4,640	3 119,057	41 826	74,57
2035	1,670	31,868	34,929	35,764	2,026	0,638	0,201	4,536	3 118,954	41 828	74,57
2036	1,670	33,537	33,259	34,094	1,932	0,638	0,192	4,432	3 118,850	41 830	74,56
2037	1,670	35,207	31,589	32,424	1,837	0,638	0,183	4,328	3 118,746	41 830	74,56
2038	1,670	36,877	29,919	30,754	1,743	0,638	0,174	4,224	3 118,642	41 830	74,56
2039	1,670	38,547	28,249	29,084	1,648	0,638	0,165	4,120	3 118,538	41 830	74,55
2040	1,670	40,217	26,579	27,414	1,553	0,638	0,155	4,017	3 118,435	41 830	74,55
2041	1,670	41,887	24,910	25,745	1,459	0,638	0,146	3,913	3 118,331	41 830	74,55
2042	1,670	43,557	23,240	24,075	1,364	0,638	0,137	3,809	3 118,227	41 830	74,55
2043	1,670	45,227	21,570	22,405	1,269	0,638	0,128	3,705	3 118,123	41 830	74,54
2044	1,670	46,897	19,900	20,735	1,175	0,638	0,119	3,601	3 118,019	41 830	74,54
2045	1,670	48,567	18,230	19,065	1,080	0,638	0,109	3,498	3 117,915	41 830	74,54
2046	1,670	50,237	16,560	17,395	0,986	0,638	0,100	3,394	3 117,812	41 830	74,54
2047	1,670	51,907	14,890	15,725	0,891	0,638	0,091	3,290	3 117,708	41 830	74,53
2048	1,670	53,576	13,220	14,055	0,796	0,638	0,082	3,186	3 117,604	41 830	74,53
2049	1,670	55,246	11,550	12,385	0,702	0,638	0,073	3,082	3 117,500	41 830	74,53
2050	1,670	56,916	9,880	10,715	0,607	0,638	0,064	2,979	3 117,396	41 830	74,53
2051	1,670	58,586	8,210	9,045	0,513	0,638	0,054	2,875	3 117,293	41 830	74,52
2052	1,670	60,256	6,541	7,375	0,418	0,638	0,045	2,771	3 117,189	41 830	74,52
2053	1,670	61,926	4,871	5,706	0,323	0,638	0,036	2,667	3 117,085	41 830	74,52
2054	1,670	63,596	3,201	4,036	0,229	0,638	0,027	2,563	3 116,981	41 830	74,52
2055	1,670	65,266	1,531	2,366	0,134	0,638	0,018	2,460	3 116,877	41 830	74,51
2056	1,531	66,797	0,000	0,707	0,040	0,532	0,008	2,111	3 116,529	41 830	74,51
Ensemble de la période 2014 à 2056								**4,287**			**74,59**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,666 %, selon la décision D-2014-049 pour la demande R-3823-2012.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % 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.

Les tableaux suivants montrent que l'utilisation d'une allocation maximale de 772 $/kW, calculée en fonction d'une période de 40 ans, génère un impact à la hausse sur le tarif de transport pour la période de 20 ans, mais aucun impact à la hausse sur la période de 40 ans.

Tableau R1.1-7
Impact tarifaire du projet sur 20 ans (allocation maximale de 772 $/kW)

Coût du projet (M$)	77,312
Contribution estimée du Distributeur (M$)	0,000
Mise en service nette (M$)	77,312
Année et mois de mise en service	2016-11
Amortissement linéaire[1]	
Coût moyen pondéré du capital prospectif [2]	5,666%
Entretien et exploitation[3]	1,3%
Taxe sur les services publics (TSP) [4]	0,55%
Nombre d'années	20

Années	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)
2014									3 114,418	41 718	74,65
2016	0,322	0,322	76,990	11,869	0,673	0,164	0,000	1,159	3 115,576	41 718	74,68
2017	3,866	4,188	73,124	75,057	4,253	0,984	0,423	9,526	3 123,943	41 758	74,81
2018	3,866	8,053	69,259	71,191	4,034	0,984	0,402	9,285	3 123,703	41 766	74,79
2019	3,866	11,919	65,393	67,326	3,815	0,984	0,381	9,045	3 123,463	41 771	74,78
2020	3,866	15,785	61,527	63,460	3,596	0,984	0,360	8,805	3 123,223	41 776	74,76
2021	3,866	19,650	57,662	59,595	3,377	0,984	0,338	8,564	3 122,982	41 781	74,75
2022	3,866	23,516	53,796	55,729	3,158	0,984	0,317	8,324	3 122,742	41 786	74,73
2023	3,866	27,381	49,931	51,863	2,939	0,984	0,296	8,084	3 122,502	41 791	74,72
2024	3,866	31,247	46,065	47,998	2,720	0,984	0,275	7,844	3 122,261	41 796	74,70
2025	3,866	35,113	42,199	44,132	2,501	0,984	0,253	7,603	3 122,021	41 800	74,69
2026	3,866	38,978	38,334	40,267	2,282	0,984	0,232	7,363	3 121,781	41 804	74,68
2027	3,866	42,844	34,468	36,401	2,062	0,984	0,211	7,123	3 121,541	41 808	74,66
2028	3,866	46,709	30,603	32,535	1,843	0,984	0,190	6,882	3 121,300	41 813	74,65
2029	3,866	50,575	26,737	28,670	1,624	0,984	0,168	6,642	3 121,060	41 817	74,64
2030	3,866	54,441	22,871	24,804	1,405	0,984	0,147	6,402	3 120,820	41 819	74,63
2031	3,866	58,306	19,006	20,939	1,186	0,984	0,126	6,162	3 120,579	41 820	74,62
2032	3,866	62,172	15,140	17,073	0,967	0,984	0,105	5,921	3 120,339	41 822	74,61
2033	3,866	66,037	11,275	13,207	0,748	0,984	0,083	5,681	3 120,099	41 824	74,60
2034	3,866	69,903	7,409	9,342	0,529	0,984	0,062	5,441	3 119,859	41 826	74,59
2035	3,866	73,769	3,543	5,476	0,310	0,984	0,041	5,200	3 119,618	41 828	74,58
2036	3,543	77,312	0,000	1,635	0,093	0,820	0,019	4,475	3 118,893	41 830	74,56
Ensemble de la période 2014 à 2036								**6,930**			**74,68**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,666 %, selon la décision D-2014-049 pour la demande R-3823-2012.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % 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 R1.1-8
Impact tarifaire du projet sur 40 ans (allocation maximale de 772 $/kW)

Coût du projet (M$)	77,312
Contribution estimée du Distributeur (M$)	0,000
Mise en service nette (M$)	77,312
Année et mois de mise en service	2016-11
Amortissement linéaire[1]	
Coût moyen pondéré du capital prospectif [2]	5,666%
Entretien et exploitation[3]	1,0%
Taxe sur les services publics (TSP) [4]	0,55%
Nombre d'années	40

Années	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)
2014									3 114,418	41 718	74,65
2016	0,161	0,161	77,151	11,882	0,673	0,123	0,000	0,957	3 115,375	41 718	74,68
2017	1,933	2,094	75,218	76,185	4,317	0,739	0,424	7,412	3 121,830	41 758	74,76
2018	1,933	4,027	73,285	74,252	4,207	0,739	0,414	7,292	3 121,710	41 766	74,74
2019	1,933	5,959	71,353	72,319	4,098	0,739	0,403	7,172	3 121,590	41 771	74,73
2020	1,933	7,892	69,420	70,386	3,988	0,739	0,392	7,052	3 121,470	41 776	74,72
2021	1,933	9,825	67,487	68,453	3,879	0,739	0,382	6,932	3 121,350	41 781	74,71
2022	1,933	11,758	65,554	66,521	3,769	0,739	0,371	6,812	3 121,229	41 786	74,70
2023	1,933	13,691	63,621	64,588	3,660	0,739	0,361	6,691	3 121,109	41 791	74,68
2024	1,933	15,623	61,689	62,655	3,550	0,739	0,350	6,571	3 120,989	41 796	74,67
2025	1,933	17,556	59,756	60,722	3,441	0,739	0,339	6,451	3 120,869	41 800	74,66
2026	1,933	19,489	57,823	58,789	3,331	0,739	0,329	6,331	3 120,749	41 804	74,65
2027	1,933	21,422	55,890	56,857	3,221	0,739	0,318	6,211	3 120,629	41 808	74,64
2028	1,933	23,355	53,957	54,924	3,112	0,739	0,307	6,091	3 120,509	41 813	74,63
2029	1,933	25,287	52,025	52,991	3,002	0,739	0,297	5,971	3 120,388	41 817	74,62
2030	1,933	27,220	50,092	51,058	2,893	0,739	0,286	5,850	3 120,268	41 819	74,61
2031	1,933	29,153	48,159	49,125	2,783	0,739	0,276	5,730	3 120,148	41 820	74,61
2032	1,933	31,086	46,226	47,193	2,674	0,739	0,265	5,610	3 120,028	41 822	74,60
2033	1,933	33,019	44,293	45,260	2,564	0,739	0,254	5,490	3 119,908	41 824	74,60
2034	1,933	34,951	42,361	43,327	2,455	0,739	0,244	5,370	3 119,788	41 826	74,59
2035	1,933	36,884	40,428	41,394	2,345	0,739	0,233	5,250	3 119,668	41 828	74,58
2036	1,933	38,817	38,495	39,461	2,236	0,739	0,222	5,130	3 119,547	41 830	74,58
2037	1,933	40,750	36,562	37,529	2,126	0,739	0,212	5,009	3 119,427	41 830	74,57
2038	1,933	42,683	34,629	35,596	2,017	0,739	0,201	4,889	3 119,307	41 830	74,57
2039	1,933	44,615	32,697	33,663	1,907	0,739	0,190	4,769	3 119,187	41 830	74,57
2040	1,933	46,548	30,764	31,730	1,798	0,739	0,180	4,649	3 119,067	41 830	74,57
2041	1,933	48,481	28,831	29,797	1,688	0,739	0,169	4,529	3 118,947	41 830	74,56
2042	1,933	50,414	26,898	27,865	1,579	0,739	0,159	4,409	3 118,827	41 830	74,56
2043	1,933	52,347	24,965	25,932	1,469	0,739	0,148	4,289	3 118,706	41 830	74,56
2044	1,933	54,279	23,033	23,999	1,360	0,739	0,137	4,168	3 118,586	41 830	74,55
2045	1,933	56,212	21,100	22,066	1,250	0,739	0,127	4,048	3 118,466	41 830	74,55
2046	1,933	58,145	19,167	20,133	1,141	0,739	0,116	3,928	3 118,346	41 830	74,55
2047	1,933	60,078	17,234	18,201	1,031	0,739	0,105	3,808	3 118,226	41 830	74,55
2048	1,933	62,011	15,301	16,268	0,922	0,739	0,095	3,688	3 118,106	41 830	74,54
2049	1,933	63,943	13,369	14,335	0,812	0,739	0,084	3,568	3 117,986	41 830	74,54
2050	1,933	65,876	11,436	12,402	0,703	0,739	0,074	3,448	3 117,865	41 830	74,54
2051	1,933	67,809	9,503	10,469	0,593	0,739	0,063	3,327	3 117,745	41 830	74,53
2052	1,933	69,742	7,570	8,537	0,484	0,739	0,052	3,207	3 117,625	41 830	74,53
2053	1,933	71,675	5,637	6,604	0,374	0,739	0,042	3,087	3 117,505	41 830	74,53
2054	1,933	73,607	3,705	4,671	0,265	0,739	0,031	2,967	3 117,385	41 830	74,53
2055	1,933	75,540	1,772	2,738	0,155	0,739	0,020	2,847	3 117,265	41 830	74,52
2056	1,772	77,312	0,000	0,818	0,046	0,615	0,010	2,443	3 116,861	41 830	74,51
Ensemble de la période 2014 à 2056								**4,962**			**74,60**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,666 %, selon la décision D-2014-049 pour la demande R-3823-2012.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % 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.

Comme la période de 40 ans est comparable à la durée d'utilité moyenne des immobilisations du projet, l'utilisation d'une allocation maximale calculée sur une période de 20 ans pour le calcul des contributions des projets de la charge locale permet d'atténuer les hausses de tarifs annuelles causées par une croissance de la charge locale qui se matérialise graduellement et, soit de ne pas générer d'impact à la hausse sur le tarif, soit de générer des baisses de tarif sur l'ensemble des périodes de 20 et de 40 ans.

Comme démontré par les résultats obtenus dans les exemples précédents, la proposition du Transporteur de maintenir l'établissement de l'allocation maximale sur 20 ans est conservatrice et approprié considérant l'objectif poursuivi.

1.2 Veuillez préciser si le Transporteur a considéré une méthodologie alternative de calcul de l'allocation maximale qui tiendrait compte du fait que la croissance de la charge locale se matérialise graduellement et que la durée d'utilité des actifs de transport est supérieure à 20 ans.

R1.2

Comme il en découle de la pièce HQT-1, Document 1, le Transporteur propose de maintenir la méthode d'établissement de l'allocation maximale telle que présentée à la section E de l'appendice J des Tarifs et conditions en vigueur.

Dans la décision D-2014-117, la Régie requiert du Transporteur une preuve complémentaire détaillant notamment le calcul de l'allocation maximale et définissant les paramètres et variables utilisés dans ce calcul. En suivi de cette décision, le Transporteur dépose la pièce HQT-3, Document 1, qui présente la méthode existante en ce qui a trait à l'allocation maximale. Celle-ci est basée, entre autres, sur une période de 20 ans.

Au soutien de l'utilisation de cette période de 20 ans, le Transporteur réitère les raisons énoncées en réponse aux questions 2.1 et 2.2 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-4, Document 1.

Le Transporteur utilise une période de 20 ans notamment en ce qu'elle s'arrime avec la planification du réseau de transport. Les projets mis en service dans une année visent à alimenter l'ensemble de la croissance de la charge qui se matérialise sur 20 ans. Ainsi, dans son application, l'allocation maximale tient compte de cette matérialisation graduelle de la charge locale par la reconnaissance de l'atteinte de la neutralité tarifaire sur la période considérée.

De plus, l'allocation maximale découle de l'application d'un tarif unique à tous les clients du réseau de transport.

Le maintien d'une même période d'amortissement, en l'occurrence 20 ans, implique une même allocation maximale applicable à l'ensemble des clients. Cette période de 20 ans constitue un horizon approprié de couverture des coûts.

En ce qui a trait à une méthode de calcul de l'allocation maximale qui tiendrait compte du fait que la croissance de la charge locale se matérialise graduellement, le Transporteur apporte les commentaires suivants. L'allocation maximale est octroyée par le Transporteur en vertu des *Tarifs et conditions*. La puissance maximale à transporter est demandée par le client et

l'évolution de la croissance graduelle de la charge du client peut survenir de différentes façons et varier selon les projets. Le Transporteur ne considère pas approprié que le calcul de l'allocation maximale soit affecté par la croissance graduelle de la charge. Il voudrait pouvoir appliquer une seule allocation maximale à la puissance à transporter du client. Cette allocation maximale serait calculée selon des paramètres connus, comme c'est le cas actuellement. De plus, ces paramètres demeureraient fixes tant qu'ils ne seraient pas modifiés lors de l'approbation de l'allocation maximale dans le cadre des demandes tarifaires.

CALCUL DU MONTANT MAXIMAL APPLICABLE AU PROJET MATAPÉDIA

2. Références :
(i) Pièce B-0011, p. 15.
(ii) Dossier R-3631-2007, décision D-2007-141, p. 24 et 25;
(iii) Pièce B-0015, p. 14;
(iv) Pièce B-0016, Annexe 1;
(v) Pièce B-0016, p. 16.

Préambule :

(i) *« Lorsque la Régie a examiné les demandes d'autorisation du Transporteur pour l'intégration des parcs éoliens au réseau de transport, celle-ci a réservé ses décisions sur l'estimation de la contribution à obtenir du Distributeur pour l'intégration des projets jusqu'à ce que ces enjeux aient été traités dans le présent dossier. D'ici à ce que la Régie ait statué sur cette question, possiblement au terme du présent dossier, le Transporteur n'a d'autre choix que d'appliquer le cadre réglementaire en vigueur.*

Tableau 3
Calcul du montant maximal applicable au projet Matapédia (1er appel d'offres) et aux autres projets de raccordements des parcs éoliens autorisés à ce jour par la Régie

	1er appel d'offres	2ième appel d'offres	3ième appel d'offres
Puissance maximale à transporter	817,5 MW	2004,5 MW	289,9 MW
Allocation maximale	560 $/kW	596 $/kW	571 $/kW
Montant maximal pour les ajouts au réseau de transport	457,8 M$	1194,7 M$	165,5 M$

»

(ii) *« Pour le calcul des revenus additionnels à prendre en considération dans le calcul de l'impact tarifaire du Projet, le paramètre utilisé doit être l'estimé de la variation des besoins du Distributeur à la pointe du réseau, soit le critère usuel servant à l'établissement du tarif, et non la puissance maximale à raccorder et à transporter sur le réseau. Cette puissance maximale de 990 MW est appliquée comme critère de conception du réseau, mais non comme critère d'établissement du tarif.*

Selon la Régie, le mode de calcul de l'impact tarifaire présenté dans les dossiers de projets d'investissement doit être cohérent avec le mode de calcul de l'impact tarifaire à long terme des investissements du Transporteur présenté dans les dossiers tarifaires […]. Or les prévisions de besoins utilisées dans ces autres dossiers réfèrent à la prévision des besoins du Distributeur lors de la pointe coïncidente du réseau.

Aux fins du calcul de l'impact tarifaire du Projet, l'augmentation des besoins du Distributeur devrait donc, en suivant cette logique, être en lien avec les données du plan d'approvisionnement du Distributeur et avec la garantie fournie par l'entente d'équilibrage convenue entre le Distributeur et le Producteur. La part des besoins satisfaits par l'intégration de la production éolienne découlant du premier appel d'offres devrait ainsi être fixée à 346 MW, soit 35 % des 990 MW de puissance maximale raccordée. »

(iii) *« Le Transporteur n'octroie donc aucun MW aux projets de ressources du Distributeur lorsqu'il les ajoute à l'agrégation annuelle. L'estimation des montants disponibles pour la couverture des coûts des ajouts du Distributeur est exclusivement basée sur les prévisions de croissance aux postes satellites et celle des clients raccordés directement sur le réseau de transport.*

Dans la proposition du Transporteur, la puissance à transporter, en MW, est utilisée seulement <u>pour déterminer les coûts qui peuvent être ajoutés à l'agrégation</u>, pour être couverts par la croissance des postes satellites et, le cas échéant, celle des clients du Distributeur raccordés directement au réseau de transport.»

(iv) Le Transporteur présente l'agrégation annuelle des projets de croissance de charges ainsi que des projets de ressources pour la charge locale, de 2006 à 2014. Cette agrégation illustre le traitement des projets ressources proposé par le Transporteur dans le cadre du présent dossier.

(v) *« Une certaine flexibilité dans l'application de la proposition soumise par le Transporteur est souhaitable, compte tenu de la nature particulière du service de transport pour la charge locale. La Régie a d'ailleurs indiqué qu'elle « conçoit que sur une très longue période, les besoins de transport liés à la croissance puissent requérir des investissements par palier très coûteux ayant des répercussions ponctuelles importantes sur le niveau de la contribution du Distributeur. Dans cette perspective, une certaine souplesse pourrait être envisagée dans les modalités d'application relatives au versement des contributions du Distributeur. Le Transporteur pourrait soumettre une proposition en ce sens. » [note omise] Ainsi, <u>le Transporteur propose de cumuler les soldes positifs dégagés lorsque l'allocation maximale est supérieure aux coûts</u>. Ce cumul permettant de couvrir une contribution à une année subséquente. Le Transporteur propose cependant que les contributions soient exigibles toutes les années où le solde cumulé serait négatif.» [Nous soulignons]*

Demandes :

2.1 Veuillez présenter le montant maximal pour les ajouts au réseau que le Transporteur aurait alloué ainsi que la contribution du Distributeur si 35 % de la puissance maximale raccordée avait été utilisé dans les calculs, pour chacun des trois appels d'offres présentés au tableau 3 à la référence (i).

R2.1

Le Transporteur présente, au tableau suivant, la contribution estimée du Distributeur si la puissance maximale raccordée est limitée à 35 %. Les montants retenus pour compléter ce tableau sont issues de la demande d'investissement R-3742-2010 pour le 2e appel d'offres et de la demande d'investissement R-3836-2013 pour le 3e appel d'offres. Pour le 1er appel d'offres, le Transporteur a retenu les montants réels et la puissance maximale raccordée réelle afin de compléter l'exercice demandé puisque l'ensemble des travaux liés à ce projet ont été complété en 2013, soit les données disponibles lors du dépôt du présent dossier.

Tableau R2.1
Calcul du montant maximal applicable au projet Matapédia (1er appel d'offres) et aux autres projets de raccordements des parcs éoliens autorisés à ce jour par la Régie selon une puissance maximale raccordée limitée à 35 %

	1er appel	2e appel d'offres	3e appel d'offres
Puissance maximale à transporter	286,1 MW	701,6 MW	101,5 MW
Allocation maximale	560 $/kW	596 $/kW	571 $/kW
Montant maximal pour les ajouts au réseau de transport	160,2 M$	418,1 M$	57,9 M$
Coûts totaux des projets	484,2 M$	1 375,4 M$	262,8 M$
Contribution exigée du Distributeur	-324,0 M$	-957,3 M$	-204,9 M$

2.2 Veuillez produire l'agrégation citée à la référence (iv) en retenant l'approche décrite à la référence (ii), soit appliquer 35 % de la puissance maximale raccordée aux fins du calcul de l'allocation maximale. Le cas échéant, veuillez préciser le montant de la contribution additionnelle qui en résulterait.

R2.2

Le Transporteur présente, aux tableaux fournis à l'annexe 1, la mise à jour de l'agrégation des charges et des ressources si la puissance maximale raccordée est limitée à 35 %, aux fins du calcul du montant maximal.

2.3 Veuillez comparer et commenter le résultat obtenu à la réponse précédente avec la contribution découlant de la proposition du Transporteur dans le présent dossier, relative aux projets de ressources.

R2.3

Comme présenté à l'annexe 1, l'application d'une puissance maximale raccordée limitée à 35 % aurait pour effet d'augmenter la contribution initiale du Distributeur et de réduire, d'une valeur égale, celle découlant de l'agrégation des projets de croissance de charges et de ressources.

Le Transporteur souligne cependant qu'une telle approche s'avère inéquitable envers le Distributeur. En appliquant cette méthode, ce dernier se voit privé de l'opportunité de couvrir des coûts par des revenus potentiels découlant des raccordements de nouveaux postes satellites ou encore de raccordements de clients industriels.

Le Transporteur rappelle que le questionnement de la Régie relative à l'emploi d'un facteur d'utilisation de 35 % pour le calcul de l'allocation pouvant être octroyée aux éoliennes découlait de préoccupations relatives à la « vraisemblance[2] » des revenus de transport en provenance de la charge locale pouvant être associés à de telles sources d'énergie intermittentes. Or, le Transporteur souligne que cette question est complètement réglée par l'emploi de la croissance aux postes satellites, donnée qui s'avère en cohérence avec l'augmentation prévue de la charge locale, comme indicateur de revenus de transport à obtenir du Distributeur.

2.4 Veuillez préciser si, en l'absence du traitement proposé d'agrégation des projets de ressources, le Transporteur maintiendrait sa proposition de reporter les soldes positifs.

R2.4

La proposition du Transporteur, de reporter les soldes positifs, est basée sur la nature particulière du service de transport pour l'alimentation de la charge locale. De plus, comme il a été mentionné dans la preuve, à la pièce HQT-1, Document 1 révisée, page 16, la Régie avait indiqué qu'une certaine souplesse pourrait être envisagée dans les modalités d'application relatives au versement des contributions du Distributeur.

En conséquence, le Transporteur est d'avis qu'en l'absence du traitement proposé d'agrégation des projets de ressources, et compte tenu de la souplesse dont la Régie a invité le Transporteur à faire preuve dans les modalités d'application relatives au versement des contributions du Distributeur, le bien-fondé de sa proposition de reporter les soldes positifs demeure.

[2] D-2009-071 (R-3669-2008), p. 23 -24

MODALITÉS D'ÉTABLISSEMENT ET DE VERSEMENT DE LA CONTRIBUTION DU DISTRIBUTEUR DANS LE CAS D'UN PROJET COMPORTANT PLUSIEURS DATES DE MISES EN SERVICE ÉCHELONNÉES DANS LE TEMPS

3. Référence : Pièce B-0011, pages 16 et 17.

Préambule :

« Dans le cas d'un projet ayant plusieurs mises en service échelonnées dans le temps, la proposition du Transporteur [note de bas de page omise] stipule que les contributions soient reflétées dans la base de tarification dès le moment où la somme de la valeur des actifs mis en service devient supérieure au montant maximum d'allocation, et ce, pour chacune des mises en service du projet jusqu'à la mise en service finale du projet. Elle est équitable puisque les contributions seront versées dès l'instant où le montant maximum d'allocation sera dépassé. De plus, elle est simple et précise puisqu'elle s'appuie sur les coûts réels des actifs mis en service année après année.

Le Transporteur a présenté la proposition qui lui paraît optimale à la suite de l'analyse qu'il a effectuée et n'a identifié aucune alternative permettant de mieux répondre à la préoccupation exprimée par la Régie, soit d'assurer un appariement des coûts et des contributions dans la base de tarification du Transporteur. Dans l'éventualité où des propositions alternatives seraient présentées dans le cadre du dossier, le Transporteur se réserve la possibilité de faire des représentations sur celles-ci. »

Demande :

3.1 La Régie souhaiterait connaître la position du Transporteur sur la méthodologie suivante :

- Calculer, pour chacune des mises en service partielles, un montant maximal pour les ajouts au réseau, déterminé individuellement et basé sur la quantité de MW associée à cette mise en service ;
- Comparer ce montant à la valeur de la mise en service correspondante :
  - Dans le cas où ce montant maximal pour les ajouts au réseau ne couvre pas la valeur de la mise en service, le versement d'une contribution serait requise pour la différence entre la valeur de la mise en service et le montant maximal individuel;
  - Dans le cas où le montant maximal pour les ajouts au réseau est supérieur à la valeur de la mise en service, le solde dégagé est reporté au montant maximal pour les ajouts au réseau associé à la mise en service suivante.
- Lorsque la contribution totale du client, liée au projet, est atteinte, aucune contribution subséquente ne sera requise.

R3.1

La méthode présentée dans la question, tout comme la méthode au prorata des MW ou des mises en service, ne s'avère pas équitable envers les clients du Transporteur puisqu'elles les privent de l'octroi, par le Transporteur, d'un montant maximal pour les ajouts au réseau reflétant la puissance maximale à transporter dans le cadre du projet. Il serait donc inapproprié d'exiger une contribution d'un client qui n'a pas atteint le montant maximal auquel il a droit.

De plus, le Transporteur réitère qu'une telle méthode introduit des éléments d'incertitude et d'imprécision qui pourraient se concrétiser par des contributions qui ne seraient pas représentatives des coûts que peut assumer le Transporteur. Cette inadéquation entre les contributions et les coûts pourrait entraîner des imprécisions dans la base de tarification. Le Transporteur souhaite aussi rappeler que lorsqu'il procède aux raccordements de centrales, l'article 12A.2 i) des *Tarifs et conditions* oblige le client à signer au moins une convention de service de transport afin de générer des revenus suffisants pour couvrir les coûts encourus par le Transporteur pour les ajouts au réseau.

En fonction de ces éléments, le Transporteur estime que la méthode qu'il propose permet un meilleur appariement dans le temps entre les coûts du projet assumés par le Transporteur et le paiement de la contribution par son client. La méthode proposée par le Transporteur est plus précise puisqu'elle s'appuie sur les coûts réels des actifs mis en service. Elle est simple d'application et équitable envers tous les clients du Transporteur.

Par ailleurs, le Transporteur souligne que toute méthode de répartition de la contribution au fil du temps ne peut avoir pour conséquence de modifier le montant global de la contribution calculée pour le projet. De plus, la notion de projet unique, c'est-à-dire de travaux qui ont un objectif commun et qui ne sont utiles que s'ils sont tous réalisés, ne doit pas être remise en cause par le choix d'une méthode.

Voir également la réponse à la question 8.4 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-4, Document 1.

APPROCHE DE PARTAGE DES COÛTS ENTRE DES CLIENTS DE SERVICE DE TRANSPORT

4. Références :
(i) Pièce B-0016, p. 25;
(ii) Pièce B-0015, p. 36;
(iii) Pièce B-0020, p. 15;
(iv) *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* en vigueur, p. 95 et 104.

Préambule :

(i) *« Le Transporteur peut […] déterminer que certains travaux requis dans le cadre de différents projets d'ajouts au réseau ont avantage à être remplacés par une solution technique commune, qui s'avère plus optimale en termes de coûts et de développement de son réseau que le choix de solutions à la pièce. Le cas échéant, l'approche proposée par le Transporteur est d'attribuer à chacun des projets*

concernés une part des coûts de la solution commune sur la base des coûts qu'elle permet d'éviter à chacun des projets.»

(ii) *« Le Transporteur évaluera les investissements nécessaires pour chacune des solutions individuelles selon leur ordre chronologique. Chaque demande donne ainsi lieu à la détermination d'une solution et est traitée en tenant compte des modifications apportées au réseau pour répondre à toutes les demandes qui la précèdent.» [nous soulignons]*

(iii) *« Le partage des coûts des ajouts au réseau entre des clients du service de transport survient lorsque des ajouts au réseau sont déclenchés par des demandes de clients différents qui sont concomitantes et que le Transporteur choisit de combiner leurs besoins respectifs afin d'identifier une solution technique globale qui répond avantageusement, simultanément et totalement aux besoins identifiés précédemment.*

Le Transporteur élabore et compare d'abord les différents scénarios pour identifier les solutions optimales permettant de satisfaire individuellement les besoins de chacun de ces clients, dans l'ordre où leurs besoins font l'objet de demandes. Ainsi, le Transporteur étudie chacun de ces besoins en tenant compte des demandes qui les précèdent, donnant lieu à la détermination d'une solution technique propre à chacun. Si le Transporteur identifie et choisit de retenir une solution technique globale, il attribue un objectif commun aux clients dont le besoin est satisfait par celle-ci.

Le Transporteur attribue à ces clients une partie des coûts de la solution technique globale retenue selon l'ordonnancement chronologique de leurs besoin, jusqu'à concurrence du montant de leur propre solution technique élaborée initialement et ce, jusqu'à la pleine valeur de l'objectif commun qui leur a été attribué.» [nous soulignons]

(iv) Les articles 37.1 et 40.1 des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-mentionnent, entre autres :

« *37.1 i)* ***Information requise annuellement du Distributeur*** *: Le Distributeur doit fournir annuellement, ou faire fournir, tous les renseignements prévus aux décisions, ordonnances, règlements de la Régie, y compris, mais sans s'y limiter, ce qui suit :*

(i) une description de la charge à chaque point de livraison. Cette description doit identifier et fournir séparément la meilleure estimation par le Distributeur des charges totales à alimenter à chaque niveau de tension de transport, de même que des charges à alimenter à partir de chaque poste du Transporteur au même niveau de tension de transport. La description doit comprendre des prévisions sur dix (10) ans de la charge et des ressources nécessaires à la pointe coïncidente et non coïncidente, en été et en hiver.»

40.1 ***Avis de la nécessité d'une étude d'impact sur le réseau*** : […] *À l'exclusion des besoins du Distributeur correspondant à la croissance de la charge locale pour laquelle ce dernier transmet annuellement sa prévision au Transporteur conformément à l'article 37.1 i) des présentes, le Distributeur doit soumettre une demande d'étude d'impact pour tous ses autres besoins, notamment pour*

l'alimentation de nouvelles charges industrielles spécifiques, l'alimentation de nouvelles charges non reliées physiquement au réseau du Transporteur, le raccordement de nouvelles ressources du Distributeur et la réalisation par le Transporteur d'études stratégiques et d'orientation qui sont requises par le Distributeur. »

Demandes :

4.1 Veuillez clarifier ce que le Transporteur entend par demandes « concomitantes » dans l'énoncé en (i). En particulier, veuillez préciser s'il s'agit de demandes formulées au cours d'une période définie et si oui, préciser laquelle.

R4.1

La notion de concomitance est reliée à la possibilité, dans le temps et suivant les dates prévues de mises en service, de développer les ajouts requis par ces demandes dans le cadre d'une solution commune optimale. Elle n'est pas reliée à une période définie à l'intérieur de laquelle seraient reçues deux demandes. Dans la mesure où la solution technique globale identifiée par le Transporteur permet de répondre en temps opportun aux besoins de services de transport individuels des clients ayant fait les demandes, ces dernières seront définies comme concomitantes.

4.2 Veuillez préciser comment le Transporteur déterminera l'ordre d'entrée des demandes si la solution technique commune vise à la fois à répondre à des besoins de croissance de la charge locale et à une demande de service de point à point. Veuillez justifier l'approche retenue.

R4.2

En réponse à la question 8.1 de la demande de renseignements numéro 2 de la Régie, à la pièce HQT-4, Document 1.1, le Transporteur mentionnait ceci :

> *« Outre les besoins du Distributeur pour la croissance de charges de la charge locale qui surviennent et sont traités en continu, l'ordre de priorité résultant du principe du premier arrivé, premier servi, s'applique aux demandes de clients de point à point et aux demandes du Distributeur pour le raccordement de centrales. »*

Ainsi, dans un cas où la solution technique commune viserait à la fois à répondre à des besoins de croissance de la charge locale et à une demande de service de transport de point à point, le Transporteur considérerait que le besoin de la charge locale est survenu le premier.

Un cas de croissance de la charge locale fait toutefois exception à ce qui précède : celui du raccordement d'un nouveau client du Distributeur directement au réseau de transport ou de l'accroissement de charge d'un client existant du Distributeur raccordé directement au réseau de transport. En effet, le Transporteur reçoit du Distributeur, sur une base individuelle et de façon ponctuelle, des demandes pour des nouvelles charges de grands clients à raccorder ou déjà raccordés directement au réseau de transport. Ces nouvelles charges ne sont pas incluses dans les prévisions transmises annuellement par le Distributeur, de sorte qu'une date d'entrée peut leur être attribuée.

4.3 Si la Régie retenait que les demandes de projets faisant l'objet d'une solution commune doivent être considérées comme ayant été soumis au même moment, lorsqu'au moins l'un de ces projets vise à répondre à la croissance de la charge locale, veuillez indiquer comment seraient partagés les coûts entre les clients.

R4.3

Considérant la réponse à la question 4.2, le Transporteur présumerait que le besoin de la charge locale est survenu le premier. Par conséquent, le Transporteur répartirait le coût de la solution commune entre les deux clients de la façon décrite en réponse à la question 14.6 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie (exemple 1), à la pièce HQT-4, Document 1, en considérant que le client 1 correspond à la croissance de la charge locale.

Toutefois, pour le cas d'exception évoqué dans la réponse à la question 4.2, si la croissance de la charge locale découlait d'une demande du Distributeur pour un client à raccorder ou déjà raccordé directement au réseau de transport, le Transporteur présumerait que les deux demandes sont survenues en même temps et répartirait le coût de la solution commune entre les deux clients au prorata des coûts des solutions qui auraient permis de répondre aux besoins de chaque client pris individuellement.

4.4 Veuillez préciser si, une fois les coûts de chacun des clients établis, le Transporteur associera, à des fins de suivi, chacune des différentes composantes majeures du projet à un seul et même client. Si tel n'est pas le cas, veuillez décrire l'approche envisagée.

R4.4

Les coûts d'une solution globale en croissance sont répartis entre plusieurs clients en tenant compte de leur ordre d'entrée, tel que décrit en réponse à la question 14.6 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie (exemple 1). Dans l'exemple précité, la part de coûts attribuée au client #1 est établie sur la base du coût estimé de la solution qui permettrait de répondre uniquement aux besoins de ce client. À des fins de suivi, le Transporteur fixerait la part de coûts ainsi établie pour le 1er client de sorte que seul la part de coûts attribuée au client #2 pourrait varier en fonction des coûts réels du projet.

TRAITEMENT DES ENGAGEMENTS

5. Références :
(i) Pièce B-0040, page 13;
(ii) Décision D-2011-083 Motifs, dossier R-3757-2011;
(iii) *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*, p.26.

Préambule :

(i) En réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements no 3 de la Régie, le Transporteur produit l'entente de raccordement relative à l'intégration au réseau de transport d'Hydro-Québec des centrales du complexe de la Romaine. L'article 2.1 de cette entente précise, à sa section e) :

« e) Recouvrement des frais d'intégration assumés par le ***Transporteur***

*Afin que le **Transporteur** puisse recouvrer la totalité des frais d'intégration assumés par le **Transporteur** tel que stipulé à l'article 6.1a), le **Producteur** se prévaut de l'engagement prévu au paragraphe i) de l'article 12A.2 des Tarifs et conditions. »*

(ii) La décision D-2011-083 relative au projet de raccordement des centrales du complexe de la Romaine mentionne, entre autres :

« [43] Selon les dispositions des Tarifs et conditions en vigueur à la date de la signature de l'entente de raccordement pour l'intégration de centrales au réseau de transport d'Hydro- Québec entre Hydro-Québec TransÉnergie et Hydro-Québec Production (l'Entente de raccordement), le montant maximal des frais d'intégration pouvant être assumés par le Transporteur est de 923,8 M$. Le montant de l'excédent à assumer par le Producteur représente une part importante du coût du Projet, soit 918,3 M$. »

[44] Selon l'appendice J des Tarifs et conditions, ces montants doivent être majorés afin de tenir compte des frais d'entretien et d'exploitation ainsi que des taxes applicables.

Ainsi, les montants maximaux assumés par le Transporteur s'élèvent à 1 097,9 M$ et la contribution estimée du Producteur s'établit à 1 091,4 M$. Le tableau suivant présente les coûts estimés pour assurer le raccordement des centrales du complexe de la Romaine.

Tableau 2

	Coût des ajouts au réseau	Frais d'entretien et d'exploitation et taxes	Total
Frais estimés totaux pour le projet	1 842,1 M$	347,2 M$	2 189,3 M$
Montants assumés par Transporteur *(frais d'intégration et engagement du Producteur sous 12A.2i)*	923,8 M$	174,1 M$	1 097,9 M$
Montant additionnel *(contribution du Producteur)*	918,3 M$	173,1 M$	1 091,4 M$

[59] Selon le Transporteur, l'engagement contractuel du Producteur visé par l'Entente de raccordement signée le 14 décembre 2010, soit de couvrir la totalité des frais d'intégration assumés par le Transporteur, est assuré par l'utilisation des trois conventions de service suivantes :

- *La convention de service de transport à long terme HQT-ON qui a été signée le 16 octobre 2006 et déposée à la Régie le 16 novembre 2006;*
- *Les conventions de service de transport à long terme HQT-MASS et HQT-NE qui ont été signées le 31 mars 2009 et déposées à la Régie le 21 avril 2009. (les Conventions de service) »*

[…]

« Par ailleurs, les coûts prévus des engagements du Producteur sous l'article 12A.2 i)sont de 195,8 M$ [note de bas de page omise] pour Eastmain-1-A et de la Sarcelle et de 1 097,9 M$* [note de bas de page omise] *pour le complexe de la Romaine, tandis que les coûts prévus des ajouts au réseau du service de point à point à long terme sont de 735,0 M$ [note de bas de page omise] *pour l'interconnexion avec l'Ontario et de 143,6 M$* [note de bas de page omise] *pour les ajouts et modifications des équipements de transport requis pour l'utilisation des interconnexions HQT-MASS et HQT-NE, soit un total de 2 172,3 M$.*

Ainsi, les revenus sont suffisants pour couvrir les coûts des engagements du Producteur. Il y a également un solde disponible pour d'autres engagements.»

(iii) L'article 12A.2 des Tarifs et conditions se lit comme suit :

*« **12A.2 Achat de services point à point ou remboursement** : Lors de la signature de l'Entente de raccordement, les dispositions pour le raccordement de la centrale au réseau prévues aux présentes, notamment celles décrites à l'appendice J, s'appliquent. De plus, le propriétaire de la centrale ou un tiers désigné à cette fin par celui-ci doit, à la satisfaction du Transporteur, prendre au moins un des engagements suivants :*

i) Convention de service de transport de long terme :

Au moins une convention de service doit avoir été signée pour le service de transport ferme à long terme. La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des conventions de service applicables est au moins égale aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur;

ii) Engagement d'achat de services de transport :

Un engagement d'achat de services de transport ferme ou non ferme de point à point de type "take or pay" doit être signé pour un montant au moins égal en valeur actualisée aux coûts encourus par le Transporteur, moins tout montant remboursé au Transporteur, pour assurer le raccordement de la centrale.

Sous réserve du paragraphe suivant, à la fin de chaque période de douze (12) mois suivant le 31 décembre de l'année de mise en service de la centrale, le montant annuel de l'engagement d'achat (valeur A) est soustrait du produit de la production annuelle injectée sur le réseau mesurée au point de raccordement et du tarif du service de point à point contracté et, à défaut, du service horaire non ferme (valeur B). Tout écart négatif entre les deux (2) valeurs annuelles (B-A) est payé au Transporteur à la fin de l'année où l'écart négatif est constaté. Le montant à payer par le client doit être réduit de l'écart cumulatif (B-A) des années antérieures si ce dernier est positif ; si cet écart cumulatif (B-

des années antérieures est plus élevé que le montant à payer, le montant net à payer s'établit à zéro et le solde de l'écart cumulatif (B-A) est disponible pour les années subséquentes. Si l'écart entre les deux (2) valeurs annuelles (B-A) est positif et que l'écart cumulatif (B-A) des années antérieures est négatif, un remboursement est effectué par le Transporteur au client. Ce remboursement est égal au moindre de l'écart positif entre les valeurs annuelles (B-A) et de l'écart cumulatif (B-A) des années antérieures en valeur absolue.

Pendant l'année de mise en service de la centrale, l'engagement annuel d'achat est établi au pro-rata du nombre de jours entre la date de mise en service de la centrale et le 31 décembre de l'année de mise en service.

L'engagement annuel d'achat, soit la valeur A indiquée ci-dessus, représente une annuité calculée à partir des paramètres suivants:

a) coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, majoré d'un montant de 15 % pour couvrir les frais d'entretien et d'exploitation sur vingt (20) ans, lorsque ceux-ci sont encourus par le Transporteur et, majoré des taxes applicables, moins tout montant remboursé par le client ;

b) coût en capital prospectif du Transporteur approuvé par la Régie et c) durée de l'engagement d'achat ; et

iii)Remboursement :

Un montant égal en valeur actualisée aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale doit être remboursé au Transporteur.

Le propriétaire de la centrale n'est tenu de fournir aucun des engagements indiqués ci- dessus pour toute production retenue par le Distributeur lors d'un appel d'offres ou en vertu d'une dispense d'appel d'offres, et que le Distributeur a désigné conformément à l'article 38 des présentes. Lorsqu'une partie uniquement d'une centrale est retenue par le Distributeur, l'engagement du propriétaire de la centrale, ou du tiers qu'il a désigné à cette fin, doit couvrir un montant égal aux coûts assumés par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, multipliés par le facteur suivant: le nombre un (1), moins le rapport entre la puissance en kilowatts (kW) retenue par le Distributeur et la puissance nominale totale en kW des groupes turbine-alternateurs de la centrale. En cas d'abandon avant la mise en service de la centrale, le demandeur doit rembourser la totalité des coûts encourus par le Transporteur. »

Demandes :

5.1 En considérant les coûts mentionnés dans le dossier R-3757-2011, toutes choses étant égales par ailleurs, veuillez déterminer quels auraient été les montants associés à l'engagement du Producteur si ce dernier s'était prévalu :

- de l'option (ii) des Tarifs et conditions en vigueur;
- de l'option (iii) des Tarifs et conditions en vigueur.

R5.1

Les options i), ii) et iii) de l'article 12A.2 des *Tarifs et conditions* sont des options offertes aux clients du service de transport de point à point afin de leur permettre de couvrir les coûts que le Transporteur a encourus pour les ajouts au réseau.

Indépendamment de l'option choisie par le client, le montant associé aux coûts à couvrir par le Producteur, dans le cadre du projet de raccordement des centrales du complexe de la Romaine, demeure le même, puisqu'il découle des coûts du projet.

Par ailleurs, le Transporteur souligne que les cas évoquées par la Régie dans la question sont de nature hypothétique, car dans les faits, le Producteur s'est prévalu de l'option i) de l'article 12A.2 afin de couvrir le coût de 1 097,9 M$ assumé par le Transporteur pour raccorder les centrales du complexe de la Romaine au réseau de transport. L'option i) stipule que le propriétaire de la centrale doit avoir signé au moins une convention de service pour le service de transport ferme à long terme pour couvrir ses coûts. Dans ce contexte, le Transporteur a présenté au dossier R-3757-2011, les trois conventions de services déjà signées pour livraison à ON, à MASS et à NE.

5.2 Veuillez confirmer que, toutes choses étant égales par ailleurs, les montants déterminés dans la question précédente, pour chacune des deux options considérées, s'ajouteraient à ceux de 2 172,3 M$ associés aux conventions de service de transport à long terme HQT-ON et HQT-MASS et HQT-NE mentionnés au préambule (ii) ci-dessus.

R5.2

Le montant total des engagements de 2 172,3 M$, indiqué au préambule à la référence (ii), inclut déjà l'engagement de 1 097,9 M$ pour le raccordement des centrales du complexe de la Romaine. Le montant de 1 097,9 M$ correspond au montant maximal assumé par le Transporteur.

Voir également la réponse à la question 5.1 quant au caractère hypothétique de la question. En effet, rien ne permet de présumer que les conventions pour livraison à ON, à MASS et à NE aurait été celles connues aujourd'hui si, au moment de leur signature, le client avait eu l'intention d'opter pour un autre type d'engagement afin de couvrir les coûts des ajouts.

5.3 Veuillez présenter, dans un même tableau, une comparaison de l'impact, sur le revenu requis du Transporteur, des engagements associés à chacune des 3 options de l'article 12A.2 appliquée au cas du dossier R-3757-2011

R5.3

Le Transporteur présente au tableau suivant, l'effet sur les revenus requis selon chacune des trois options de l'article 12A.2.

L'effet sur les revenus requis est estimé selon le format de l'impact tarifaire des investissements projetés à l'horizon 2023, tel qu'il est présenté dans le dossier R-3823-2012 à la pièce HQT-9, Document 1, page 29, soit les données disponibles au moment de déposer le présent dossier. Il faut noter que les mises en services du dossier R-3757-2011 sont prévisionnelles alors, pour l'article 12A.2 ii) la production annuelle injectée sur le réseau mesurée au point de raccordement n'est pas disponible. Il est donc supposé, pour fins de simulation, que cette production est suffisante pour couvrir le montant annuel de l'engagement d'achat.

Le Transporteur tient cependant à formuler quelques mises en garde. Comme le projet fait l'objet d'une décision finale de la Régie et qu'il a été démontré que les revenus provenant du client couvrent les coûts, ces simulations ne respectent pas les réalités commerciales du projet puisque le Producteur s'est prévalu de l'option i) de l'article 12A.2. Les simulations découlant de la question, ne visent que les revenus requis et font abstraction de la puissance, en MW, et des revenus associés.

Tableau 5.3
Impact sur les revenus requis des trois options de l'article 12A.2

Années	Article 12 A.2 (i) (M$)	Article 12 A.2 (ii) (M$)	Article 12 A.2 (iii) (M$)
2012	2 984	2 984	2 984
2014	3 071	3 071	3 055
2015	3 158	3 158	3 085
2016	3 168	3 168	3 093
2017	3 241	3 241	3 142
2018	3 354	3 354	3 226
2019	3 523	3 523	3 396
2020	3 560	3 560	3 440
2021	3 527	3 527	3 451
2022	3 557	3 557	3 483
2023	3 529	3 529	3 457

Annexe 1

Annexe 1
Agrégation des projets de croissance de charges et de ressources et évaluation de la contribution requise du Distributeur

Le tableau suivant présente l'agrégation annuelle (charges et ressources) des projets de croissance de charges ainsi que des projets de ressources pour la charge locale, selon l'utilisation d'un facteur de 35 % de la puissance raccordée.

Proposition du Transporteur

Année		**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
Croissance totale sur 20 ans en MW - Charges	(A)	865	106	369	460	429	229	230	551	190
Allocation Maximale de HQT en M$ - Charges	(B)	484	60	195	286	253	130	131	287	114
Total des investissements de HQT en M$ - Charges	(C)	143	58	140	173	170	126	105	296	389
Total des investissements de HQT en M$ - Ressources (Note 1)	(D)	26	18	62	122	22	214	210	231	169
Écart annuel (Note 2)	(E) = (B) - (C + D)	**315**	**(17)**	**(6)**	**(9)**	**61**	**(210)**	**(184)**	**(239)**	**(444)**
Écart Pluriannuel	**Somme des (E)**	**315**	**298**	**292**	**283**	**344**	**134**	**(50)**	**(289)**	**(733)**

Note 1 : Les investissements du Transporteur sont avant déduction des excédents prévus être versés par le Distributeur.
Note 2 : Sans la majoration de 15% pour frais d'entretien et exploitation.

Approche décrite par la Régie (puissance maximale raccordée limitée à 35 %)

Année		**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
Croissance totale sur 20 ans en MW - Charges	(A)	865	106	369	460	429	229	230	551	190
Allocation Maximale de HQT en M$ - Charges	(B)	484	60	195	286	253	130	131	287	114
Total des investissements de HQT en M$ - Charges	(C)	143	58	140	173	170	126	105	296	389
Total des investissements de HQT en M$ - Ressources (Note 1)	(D)	26	18	62	32	0	5	207	223	41
Écart annuel (Note 2)	(E) = (B) - (C + D)	**315**	**(17)**	**(6)**	**81**	**83**	**(1)**	**(181)**	**(231)**	**(316)**
Écart Pluriannuel	**Somme des (E)**	**315**	**298**	**292**	**373**	**456**	**455**	**274**	**43**	**(273)**

Note 1 : Les investissements du Transporteur sont avant déduction des excédents prévus être versés par le Distributeur.
Note 2 : Sans la majoration de 15% pour frais d'entretien et exploitation.

Sommaire des contributions initiales à payer par le Distributeur pour les trois appels d'offres

Année		**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
Écart annuel (Note 2)	(E) = (B) - (C + D)	**-**	**-**	**-**	**(90)**	**(22)**	**(208)**	**(4)**	**(8)**	**(128)**
Écart Pluriannuel	**Somme des (E)**	**-**	**-**	**-**	**(90)**	**(112)**	**(320)**	**(324)**	**(332)**	**(460)**

Les tableaux suivants présentent le détail annuel de l'agrégation des projets de croissance de charges ainsi que des projets de ressources pour la charge locale, selon l'utilisation d'un facteur de 35 % de la puissance raccordée, pour les années 2006 a 2014.

ANNÉE 2006

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M$	en M$	en M$
CHARGES				
Poste satellite Cowansville	38,0	21,3	8,0	13,3
Poste satellite Donnacona 25 kV	13,7	7,7	16,3	-8,7
Poste satellite Groulx	66,0	37,0	6,0	31,0
Poste satellite Iberville	11,5	6,4	9,3	-2,9
Poste satellite Mascouche	55,0	30,8	6,2	24,6
Poste satellite Mirabel	46,5	26,0	9,6	16,4
Poste satellite Renaud	96,0	53,8	3,8	50,0
Poste satellite St-Félicien	10,0	5,6	7,3	-1,7
Poste satellite St-Rémi 25	12,5	7,0	8,9	-1,9
Ligne Dorion-Langlois	0,0	0,0	5,9	-5,9
Poste satellite Notre-Dame-du-Laus	2,0	1,1	1,0	0,1
Poste Arnaud (Client Alouette - Phase II)	500,0	280,0	37,5	242,5
Mine Niobec (Cambior)	3,0	1,7	1,2	0,5
Goldex à Val d'Or (Mines Agnico-Eagle)	10,5	5,9	3,3	2,6
Télécom	0,0	0,0	18,6	-18,6
Total Charges	**864,7**	**484,2**	**142,9**	**341,3**
RESSOURCES				
1er AO éolien				
Baie-des-Sables (109,5 MW)			9,9	
Travaux communs			0,3	
Mise à niveau			13,2	
Télécom			3,0	
Sous-total			**26,4**	
Total Ressources			**26,4**	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES			**169,3**	

ANNÉE 2007

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M$	en M$	en M$
CHARGES				
Poste satellite Arthabaska-Kingsey	6,7	3,8	16,3	-12,5
Poste satellite Marie-Victorin	14,7	8,4	12,7	-4,3
Poste satellite Mgr. Émard	50,4	28,7	8,2	20,5
Poste satellite Ste-Thérèse O	26,9	15,3	12,4	3,0
Poste source Chénier	0,0	0,0	3,9	-3,9
Poste source Notre-Dame	0,0	0,0	3,0	-3,0
Mine Casa Berardi (poste Normétal)	6,8	3,5	1,6	1,9
Total Charges	**105,5**	**59,8**	**58,0**	**1,8**
RESSOURCES				
1er AO éolien				
Baie-des-Sables (109,5 MW)			0,2	
Anse-à-Valleau (100,5 MW)			0,5	
Travaux communs			13,2	
Mise à niveau			4,6	
Télécom			0,0	
Sous-total			**18,5**	
Total Ressources			**18,5**	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES			**76,5**	

Année 2008

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M$	en M$	en M$
CHARGES				
Poste satellite St-Lin	67,0	38,5	45,1	-6,6
Wemindji - Alimentation de la communauté Crie	3,8	2,2	43,2	-41,0
Poste satellite St-Sulpice	54,2	31,1	15,2	15,9
Alimentation du client Erco Mondial	85,1	44,4	15,2	29,2
Alimentation du chantier Eastmain-1	4,8	2,5	2,6	0,0
Remplacement de la ligne Sorel-Tracy	114,0	53,2	12,5	40,7
Autres projets	40,5	23,2	5,9	17,3
Total Charges	**369,4**	**195,2**	**139,7**	**55,5**
RESSOURCES				
1er AO éolien				
Baie-des-Sables (109,5 MW)			0,3	
Anse-à-Valleau (100,5 MW)			16,9	
Parc Carleton (109,5 MW)			32,8	
Travaux communs			5,6	
Mise à niveau			2,9	
Télécom			3,1	
Sous-total			**61,7**	
Total Ressources			**61,7**	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES			**201,4**	

Année 2009

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M$	en M$	en M$
CHARGES				
Poste Chomedey - poste source 315-120 kV	0,0	0,0	6,6	-6,6
Poste Mont-Tremblant	38,4	23,9	47,3	-23,4
Poste Saraguay - nouv. section 315-25 kV	90,0	56,0	30,1	25,9
Poste Vaudreuil-Soulanges	78,2	48,7	26,5	22,2
Poste Chomedey - poste satellite 315-25 kV	138,8	86,3	10,9	75,4
Poste Baie d'Urfée	60,1	37,4	9,6	27,8
Poste Mégantic	13,3	8,3	10,0	-1,7
Poste Magog	25,3	15,8	12,4	3,4
Raccordement Client ETGO	14,3	7,3	6,0	1,3
Raccordement temporaire camp. La Sarcelle	N/A	1,7	1,7	0,0
Autres projets < 5 M$	1,6	1,0	11,8	-10,8
Total Charges	**460,0**	**286,3**	**172,9**	**113,4**
RESSOURCES				
1er AO éolien				
Baie-des-Sables (109,5 MW)			0,2	
Anse-à-Valleau (100,5 MW)			0,2	
Parc Carleton (109,5 MW)			0,2	
Parc St-Ulric (127,5 MW)			27,6	
Travaux communs			90,0	
Mise à niveau			2,6	
Télécom			1,4	
Excédent à verser par HQD (sans le 15% des FEE)			-89,8	
Sous-total			**32,4**	
Total Ressources			**32,4**	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES			**205,3**	

Année 2010

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M$	en M$	en M$
CHARGES				
Poste source Chomedey - 315-120 kV lignes	0,0	0,0	0,0	0,0
Poste satellite Anne-Hébert	91,0	54,2	73,5	-19,3
Poste satellite de St-Maxime	17,0	10,1	14,5	-4,3
Poste satellite de Delson	67,0	39,9	11,9	28,1
Raccordement du Chantier la Romaine	n.a.	8,8	12,3	-3,5
Raccordement Canadian Malartic Osisko	85,0	47,4	14,4	33,0
Poste satellite Bourget	42,6	25,4	10,0	15,4
Poste satellite de Francheville	18,2	10,8	1,0	9,9
Poste satellite Neufchatel	37,1	22,1	0,7	21,4
Poste source de Hauterive	70,8	34,4	29,5	4,9
Poste source Leneuf	0,0	0,0	2,4	-2,4
Total Charges	**428,7**	**253,2**	**170,0**	**83,2**
RESSOURCES				
1er AO éolien				
Baie-des-Sables (109,5 MW)			0,1	
Anse-à-Valleau (100,5 MW)			0,0	
Parc Carleton (109,5 MW)			0,0	
Parc St-Ulric (127,5 MW)			0,5	
Parc Montagne Sèche (58,5 MW)			11,7	
Travaux communs			10,2	
Mise à niveau			0,0	
Télécom			-0,2	
Excédent à verser par HQD (sans le 15% des FEE)			-22,3	
Sous-total			**0,0**	
Total Ressources			**0,0**	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES			**170,0**	

Année 2011

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M$	en M$	en M$
CHARGES				
Poste source Chomedey 315-120 kV	0,0	0,0	7,1	-7,1
Poste satellite Mistissini / Waconichi	7,3	4,2	36,8	-32,6
Ligne 120 kV Beauceville - Ste-Marie	0,0	0,0	32,6	-32,6
Ligne Notre-Dame et Berri	0,0	0,0	3,9	-3,9
Poste satellite L'Annonciation	14,3	8,1	9,0	-1,0
Poste satellite Bois-Francs	18,5	10,5	9,6	0,9
Poste satellite Ste-Agathe	32,8	18,6	5,1	13,5
Poste satellite Saraguay 315-25 kV	88,0	49,8	12,4	37,5
Poste satellite Ste-Thérèse	24,2	13,7	5,3	8,4
Autres projets < 5 M$	44,0	24,9	4,2	20,7
Total Charges	**229,2**	**129,7**	**125,9**	**3,9**
RESSOURCES				
1er AO éolien				
Baie-des-Sables (109,5 MW)			0,0	
Parc Carleton (109,5 MW)			0,0	
Parc Montagne Sèche (58,5 MW)			40,9	
Parc St-Ulric (127,5 MW)			0,0	
Parc Mont-Louis (100,5 MW)			29,9	
Parc Gros Morne (211,5 MW)			29,5	
Travaux communs			108,1	
Excédent à verser par HQD (sans le 15% des FEE)			-208,4	
Sous-total			**0,0**	
2e AO éolien				
Parc Lac-Alfred (300 MW)			0,8	
Parc St-Robert-Bellarmin (80,0 MW)			0,2	
Parc Le Plateau (138,6 MW)			4,2	
Sous-total			**5,3**	
Total Ressources			**5,3**	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES			**131,1**	

Année 2012

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M$	en M$	en M$
CHARGES				
Poste source Chomedey - 315-120 kV lignes	0,0	0,0	22,4	-22,4
Ligne 120 kV Beauceville - Ste-Marie	0,0	0,0	1,0	-1,0
Poste satellite St-Lin	59,1	33,7	7,3	26,4
Renforcement du réseau de Bécancour	0,0	0,0	30,3	-30,3
Raccordement permanent du projet minier Lac Bloom	34,0	19,2	11,8	7,4
Raccordement permanent du projet Éléonore	48,0	27,4	27,4	0,0
Autres projets < 5 M$	88,9	50,7	4,9	45,8
Total Charges	**230,0**	**131,1**	**105,1**	**26,0**
RESSOURCES				
1er AO éolien				
Parcs Montagne Sèche (58,5 MW) / St-Ulric (127,5 MW) / Mont-Louis (100,5 MW)			-6,6	
Parc Gros Morne (211,5 MW)			7,8	
Travaux communs			2,3	
Excédent à verser par HQD (sans le 15% des FEE)			-3,5	
Sous-total			**0,0**	
2e AO éolien				
Parc Lac-Alfred (300 MW)			26,8	
Parc St-Robert-Bellarmin (80,0 MW)			42,0	
Parc De l'Érable (100,0 MW)			20,1	
Parc Des Moulins (135,7 MW)			7,1	
Parc Le Plateau (138,6 MW)			29,1	
Parc Massif du Sud (150,0 MW)			23,7	
Parc New Richmond (67,8 MW)			14,9	
Parc Seigneurie de Beaupré 2 et 3 (271,8 MW)			24,8	
Parc Montérégie (101,2 MW)			14,1	
Renforcement Matapédia			4,1	
Sous-total			**206,6**	
Total Ressources			**206,6**	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES			**311,7**	

Année 2013

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M$	en M$	en M$
CHARGES				
Poste source Chomedey - 315-120 kV lignes	0,0	0,0	7,1	-7,1
Nouveau poste satellite St-Bruno-de-Montarville	91,0	52,0	52,7	-0,8
Nouveau poste satellite Lachenaie 315-25 kV	90,0	51,4	41,8	9,6
Nouveau poste satellite Charlesbourg	82,5	47,1	55,4	-8,3
Poste satellite Lavaltrie	64,0	36,5	12,2	24,3
Poste satellite Chéneville	7,7	4,4	6,2	-1,8
Renforcement du réseau de Bécancour	0,0	0,0	20,0	-20,0
Poste satellite Lévis	40,5	23,1	10,9	12,2
Poste satellite Dubuc	9,6	5,5	6,4	-0,9
Ligne biterne 120 kV Chaudière-St-Agapit	0,0	0,0	24,6	-24,6
Poste satellite Landry	18,2	10,4	18,0	-7,6
Poste satellite Mont-Royal	60,3	34,4	29,1	5,3
Renforcement du réseau 315 kV de l'Abitibi - phase 1 - Poste de Figuery	0,0	0,0	7,7	-7,7
Autres projets < 5 M$	87,6	22,3	3,7	18,6
Total Charges	**551,4**	**287,2**	**295,8**	**-8,6**
RESSOURCES				
1er AO éolien				
Parcs Montagne Sèche (58,5 MW) / St-Ulric (127,5 MW)			0,2	
Parc Gros Morne (211,5 MW)			0,0	
Parc Mont-Louis (100,5 MW)			-2,3	
Travaux communs			1,9	
Excédent à verser par HQD (sans le 15% des FEE)			0,2	
Sous-total			**0,0**	
2e AO éolien				
Parc Lac-Alfred (300 MW)			50,1	
Parc St-Robert-Bellarmin (80,0 MW)			-9,4	
Parc De l'Érable (100,0 MW)			11,3	
Parc Des Moulins (135,7 MW)			23,1	
Parc Le Plateau 3 (20,3 MW)			12,4	
Parc Le Plateau (138,6 MW)			0,0	
Parc Massif du Sud (150,0 MW)			16,4	
Parc New Richmond (67,8 MW)			11,6	
Parc Seigneurie de Beaupré 2 et 3 (271,8 MW)			95,5	
Parc Montérégie (101,2 MW)			0,2	
Renforcement Matapédia + Réseau principal			29,5	
Excédent à verser par HQD (sans le 15% des FEE)			-34,5	
Sous-total			**206,2**	
3e AO éolien				
Parc Le Plateau 2 (23,0 MW)			6,9	
Parc St-Damase (24,0 MW)			0,9	
Parc Viger-Denonville (24,6 MW)			8,7	
Sous-total			**16,5**	
Total Ressources			**222,6**	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES			**518,4**	

Année 2014

Projet	Croissance sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Coûts des projets	Écart entre l'allocation max. et les coûts
	MW	en M$	en M$	en M$
CHARGES				
Poste source Chomedey - 315-120 kV lignes	0,0	0,0	7,0	-7,0
Reconstruction du poste satellite Bélanger	41,0	24,5	55,0	-30,5
Poste source Le Gardeur 315-120 kV	0,0	0,0	77,3	-77,3
Renforcement du réseau à 120 kV Palmarolle-Rouyn	0,0	0,0	34,1	-34,1
Poste satellite Laurent	23,0	13,8	12,0	1,8
Renforcement du réseau de Bécancour	0,0	0,0	7,2	-7,2
Ligne biterne 120 kV Chaudière-St-Agapit	0,0	0,0	0,2	-0,2
Poste satellite de Glenwood	60,8	36,4	15,7	20,7
Renforcement du réseau 315 kV de l'Abitibi - phase 1 - Poste de Figuery	0,0	0,0	102,2	-102,2
Projet St-Césaire - Bedford	0,0	0,0	25,0	-25,0
Poste source Abitibi - Remplacement transformateurs	0,0	0,0	20,0	-20,0
Poste satellite de Berthier	25,2	15,1	19,2	-4,1
Autres projets à confirmer et < 5 M$	40,4	24,2	13,9	10,3
Total Charges	**190,5**	**113,9**	**388,7**	**-274,8**
RESSOURCES				
1er AO éolien				
Parcs Montagne Sèche (58,5 MW) / St-Ulric (127,5 MW)			0,0	
Travaux communs			0,0	
Sous-total			**0,0**	
2e AO éolien				
Parc Lac-Alfred (300 MW)			0,4	
Parc St-Robert-Bellarmin (80,0 MW)			0,0	
Parc De l'Érable (100,0 MW)			0,2	
Parc Des Moulins (135,7 MW)			0,0	
Parc Seigneurie de Beaupré 2 et 3 (271,8 MW)			0,5	
Parc Seigneurie Beaupré 4 (69,0 MW)			11,7	
Parc Massif du Sud (150,0 MW)			0,0	
Parc Rivière-du-Moulin (350,0 MW)			83,0	
Parc Vent-du-Kempt (100,0 MW)			22,8	
Renforcement Réseau principal + Matapédia			8,0	
Excédent à verser par HQD (sans le 15% des FEE)			-126,4	
Sous-total			**0,0**	
3e AO éolien				
Parc Le Plateau 2 (23,0 MW)			0,1	
Parc Viger-Denonville (24,6 MW)			0,1	
Parc St-Philémon (24,0 MW)			12,9	
Parc Témiscouata (25,0 MW)			8,9	
Parc Le Granit (24,6 MW)			6,2	
Parc St-Damase (24,0 MW)			7,7	
Parc La Mitis (24,6 MW)			6,6	
Excédent à verser par HQD (sans le 15% des FEE)			-1,2	
Sous-total			**41,4**	
Total Ressources			**41,4**	
TOTAL CHARGES + RESSOURCES			**430,2**	