

État de la transformation des postes

**Complément de preuve faisant suite à
la décision D-2019-118**

Table des matières

1	Contexte	5
2	État de la transformation des postes du réseau principal	5
3	État de la transformation des postes sources	9
4	État de la transformation des postes satellites.....	15

Liste des tableaux

Tableau 1	État de la transformation des postes du réseau principal prévu à la pointe d'hiver 2018-2019 et à la pointe d'été 2019	8
Tableau 2	État de la transformation des postes sources de 44 kV à 315 kV prévu à la pointe d'hiver 2018-2019 et à la pointe d'été 2019.....	10
Tableau 3	État de la transformation des postes satellites prévu à la pointe d'hiver 2018-2019 et à la pointe d'été 2019.....	16

1 Contexte

1 Le Transporteur présente l'état de la transformation des postes du réseau principal, des
2 postes sources et des postes satellites, en soulignant les cas de dépassement de la
3 capacité limite de transit des postes et les pointes d'été, le cas échéant, et en commentant
4 les mesures de correction envisagées.

5 L'état de la transformation des postes du Transporteur simulé pour la pointe de
6 l'hiver 2018-2019 et de l'été 2019 est présenté distinctement pour les postes du réseau
7 principal, des postes sources et des postes satellites. Dans les trois cas, seuls sont traités
8 les postes de transport où sont exploités des transformateurs. Les postes de départ aux
9 centrales, les postes de sectionnement, de compensation série et d'interconnexions, ainsi
10 que les postes appartenant à des clients industriels ne sont pas compris dans les tableaux
11 qui suivent.

12 L'état de la transformation des postes du réseau principal est présenté au tableau 1 alors
13 que l'état de la transformation des postes sources et l'état de la transformation des postes
14 satellites sont présentés respectivement aux tableaux 2 et 3. Le Transporteur mentionne
15 que l'état de la transformation change d'une année à l'autre, soit parce que les conditions
16 d'exploitation ont changé, soit que des transformateurs ont été remplacés, retirés ou
17 ajoutés. Les différences significatives par rapport au dossier tarifaire précédent¹ sont
18 signalées et expliquées.

19 Le Transporteur tient à préciser que l'information présentée dans cette pièce reflète la
20 situation planifiée durant l'hiver 2018-2019 et l'été 2019 et ne couvre pas l'ensemble des
21 conditions qui doivent être considérées lorsque vient le temps de planifier des ajouts de
22 transformation dans un poste ou l'ajout d'un poste de transformation dans une région. Des
23 analyses détaillées doivent alors être réalisées impliquant différentes conditions de réseau
24 afin de déterminer les diverses options possibles pour répondre aux besoins de la clientèle.

2 État de la transformation des postes du réseau principal

25 Pour évaluer la capacité ferme d'hiver en exploitation d'un poste du réseau principal à la
26 pointe, le Transporteur tient compte de la capacité de transformation d'hiver. Lorsque la
27 température ambiante est à -20 °C (température ambiante de référence), la capacité d'un
28 transformateur est établie à 140 % de sa capacité désignée à 30 °C.

29 En plus du nombre de transformateurs et de leur capacité désignée, le tableau 1 présente,
30 pour chaque poste, les capacités « hiver » et « été », le transit simulé à la pointe, la

¹ R-4058-2018.

1 capacité ferme en exploitation (soit la capacité restante à la suite de la perte permanente du
2 transformateur le plus puissant du poste) et le transit post-événement, le cas échéant.

3 Le tableau 1 relatif à l'état de la transformation pour les postes du réseau principal a été
4 élaboré à partir de la simulation de l'écoulement de puissance de base prévu pour la
5 pointe 2018-2019 réalisée au cours de l'automne 2018.

6 Les principales hypothèses pour cette simulation sont les suivantes :

- 7 • les besoins réguliers du Distributeur sont de 38 387 MW ;
- 8 • les livraisons nettes aux réseaux voisins sont de 3 500 MW ;
- 9 • la production engagée est essentiellement hydroélectrique et les centrales
10 thermiques sont arrêtées ;
- 11 • la plupart des batteries de condensateurs à moyenne tension au secondaire des
12 postes satellites et la plupart des batteries de condensateurs à haute tension sont
13 en service ;
- 14 • une réserve de puissance active et réactive suffisante est prévue pour assurer la
15 fiabilité du réseau.

16 La demande de pointe d'été record est de 22 092 MW et cette demande s'est manifestée le
17 8 juillet 2010. Le Transporteur a utilisé le réseau de la pointe hivernale 2018-2019 et la
18 charge a été réduite à approximativement 22 000 MW afin de simuler la demande de pointe
19 d'été 2019.

20 Les principales hypothèses pour la simulation du réseau d'été sont les suivantes :

- 21 • les charges des clients haute tension sont réduites d'approximativement 20 % ;
- 22 • les autres charges sont réduites d'approximativement 50 % ;
- 23 • la production est réduite d'approximativement 50 % pour équilibrer la production et
24 la charge ;
- 25 • les ventes aux réseaux voisins sont d'environ 5 000 MW ;
- 26 • toutes les batteries de condensateurs à moyenne tension au secondaire des postes
27 satellites et la plupart des batteries de condensateurs à haute tension sont hors
28 tension.

29 Le Transporteur indique ci-après quelques éléments d'interprétation concernant le
30 tableau 1 :

- 31 • le poste de Châteauguay intègre, entre autres, l'interconnexion Massena avec l'État
32 de New York ;

- 1 • le poste de la Nicolet comprend une section à 735 kV, une section à 230 kV et une
2 section à courant continu qui s'intègre au réseau à courant continu
3 du Transporteur ;
- 4 • les transformateurs 315/161 kV du poste Arnaud servent de relève au
5 transformateur 735/315 kV de ce même poste ;
- 6 • le poste des Laurentides sert de relève au transformateur 735/315 kV du poste
7 Jacques-Cartier ;
- 8 • le poste de Lévis 735/315 kV intègre le réseau régional Matapédia qui comprend
9 l'interconnexion vers le Nouveau-Brunswick et intègre de la production éolienne ;
- 10 • le calcul de la capacité ferme en exploitation tient compte de la disparité des
11 impédances des transformateurs et suppose tous les transformateurs exploités en
12 parallèle, à l'exception du poste Micoua où seuls les deux transformateurs de
13 1 650 MVA sont exploités en parallèle ;
- 14 • le calcul de la capacité ferme en exploitation du poste de la Manicouagan ne tient
15 pas compte des contraintes de sectionnement des barres 315 kV dues au courant
16 de court-circuit que certains disjoncteurs ne peuvent supporter ;
- 17 • les lignes surlignées dans le tableau 1 indiquent des modifications par rapport au
18 même tableau présenté lors de la dernière demande tarifaire².

² R-4058-2018.

Tableau 1
État de la transformation des postes du réseau principal
prévu à la pointe d'hiver 2018-2019 et à la pointe d'été 2019

Postes et tensions (kV)	Capacité de transformation (MVA)			Hiver – Transit (MVA)	Hiver – Capacité ferme (MVA)	Hiver – Transit post-évén. (MVA)	Été – Transit (MVA)	Été – Capacité ferme (MVA)	Été – Transit post-évén. (MVA)
	Nombre et capacité nominale (30 °C) des transformateurs	Hiver	Été						
NORD									
Abitibi 735/315	2 de 1650	4620	3300	680	2310	665	383	1650	383
Chibougamau 735/161	2 de 250	700	500	47	350	47	47	250	47
Nemiscau 735/315	2 de 1650	4620	3300	1270	2310	1270	1281	1650	1284
Radisson 735/315	2 de 1650	4620	3300	437	2310	437	670	1650	637
Saguenay 735/161	3 de 699	2936	2097	507	1947	488	371	1391	359
Tilly 735/315	2 de 1650	4620	3300	1447	2310	1414	753	1650	743
OUEST									
Chénier 735/315	4 de 1650	9240	6600	2026	6872	1767	2141	4908	2130
Duvernay 735/315	3 de 1650	6930	4950	3395	4561	2784	1648	3258	1650
Grand-Brûlé 735/120	2 de 450	1260	900	523	630	495	223	450	219
SUD									
Boucherville 735/315	1 de 999 + 2 de 1110	4508	3220	1513	2821	1496	689	2015	688
Boucherville 735/230	3 de 1110	4662	3330	1130	3017	1022	598	2155	567
Bout-de-l'Île 735/315	2 de 1650	4620	3300	1649	2310	1614	991	1650	888
Carignan 735/230	2 de 1110	3108	2220	862	1554	716	602	1110	497
Châteauguay 735/315	2 de 1650 + 1 de 600	5460	3900	1175	2699	1093	1040	1928	1014
Des Cantons 735/230	3 de 1110	4662	3330	1230	3066	1225	662	2190	657
Hertel 735/315	3 de 1650	6930	4950	2809	3794	2693	1877	2710	1846
Montérégie 735/120	2 de 900	2520	1800	936	1260	767	466	900	416
Nicolet 735/230	3 de 1110	4662	3330	1981	3069	1913	1285	2192	1263
EST									
Appalaches 735/230	2 de 600	1680	1200	339	840	294	119	600	105
Arnaud 735/161	2 de 699	1957	1398	861	979	308	425	699	321
Arnaud 735/315	1 de 999	1399	999	576	0	0	229	0	0
Jacques-Cartier 735/315	1 de 1650	2310	1650	655	0	0	204	0	0
Laurentides 735/315	2 de 1110	3108	2220	498	1554	349	256	1110	171
Lévis 735/315	3 de 1119	4700	3357	1405	3006	1389	793	2147	726
Lévis 735/230	2 de 1110 + 2 de 399	4225	3018	1413	2336	1244	694	1669	584
Manicouagan 735/315	2 de 510 + 2 de 1650	6048	4320	2055	3738	2055	1024	2670	1025
Micoua 735/315	2 de 1650 + 3 de 570 + 1 de 510	7728	5520	4635	5418	4671	2306	3870	2312
Montagnais 735/315	1 de 672 et 1 de 600	1781	1272	245	840	244	35	600	32

3 État de la transformation des postes sources

1 En ce qui concerne les postes sources à la pointe, la capacité d'un transformateur à -20 °C
2 est établie à 142 % de sa capacité désignée à 30 °C.

3 En plus du nombre de transformateurs et de leur capacité désignée, le tableau 2 présente,
4 pour chaque poste source, les capacités « hiver » et « été », le transit simulé à la pointe, la
5 capacité ferme (soit la capacité restante à la suite de la perte permanente du transformateur
6 le plus puissant du poste) et le transit post-événement, le cas échéant.

7 Le tableau 2 relatif à l'état de la transformation pour les postes sources du réseau du
8 Transporteur a été élaboré à partir de la même simulation de l'écoulement de puissance de
9 base pour la pointe 2018-2019 mentionnée à la section 2. Les hypothèses sont les mêmes
10 pour le réseau d'été qui en découle.

11 Les lignes surlignées dans le tableau 2 indiquent des modifications par rapport au même
12 tableau présenté lors de la dernière demande tarifaire³.

³ R-4058-2018

Tableau 2
État de la transformation des postes sources de 44 kV à 315 kV
prévu à la pointe d'hiver 2018-2019 et à la pointe d'été 2019

Postes et tensions (kV)	Capacité de transformation (MVA)			Hiver - Transit à la pointe (MVA)	Hiver - Capacité ferme (MVA)	Hiver - Transit post-évén. (MVA)	Été - Transit (MVA)	Été - Capacité ferme (MVA)	Été - Transit post-évén. (MVA)	Remarques
	Nombre et capacité nominale (30 °C) des transformateurs	Hiver	Été							
NORD										
Figury 315/120	1 de 240 + 3 de 270	1491	1050	543	1108	539	309	780	307	La production locale sur ce sous-réseau peut varier.
Lebel 315/120	2 de 450	1278	900	123	639	118	91	450	89	La production locale sur ce sous-réseau peut varier.
OUEST										
Aqueduc 315/120	1 de 450 + 1 de 457	1288	907	467	1278	344	203	900	151	Ces postes se relèvent l'un et l'autre via les réseaux 315 et 120 kV.
Atwater 315/120	1 de 450	639	450	273		0	156		0	
Baie-d'Urfé 120/69	2 de 33 + 1 de 47	160	113	14	94	10	40	66	34	
Bélanger 315/120	2 de 450	1278	900	300	639	298	260	450	258	
Bout-de-l'Île 315/120	2 de 450	1278	900	486	639	414	467	450	513	
Chomedey 315/120	4 de 450	2556	1800	1328	1917	853	394	1350	264	La production locale (Carillon) sur ce sous-réseau peut varier.
Duvernay 315/120-1	2 de 450	1278	900	832	1742	968	399	1350	968	Advenant un événement prolongé, les trois transformateurs restants peuvent être mis en parallèle. Capacité ferme hivernale restreinte en raison de problèmes d'échauffement.
Duvernay 315/120-2	2 de 450	1278	900	507		486	205		195	
Lafontaine 315/120	3 de 450	1917	1350	928	1278	907	394	900	375	
Lanaudière 315/120	3 de 450	1917	1350	825	1278	810	401	900	419	
Maniwaki 120/69	2 de 40	114	80	25	57	24	22	40	21	La production locale (Mercier) sur ce sous-réseau peut varier.
Notre-Dame 315/120	1 de 408 + 2 de 450	1857	1308	729	1218	703	363	858	355	

Postes et tensions (kV)	Capacité de transformation (MVA)			Hiver - Transit à la pointe (MVA)	Hiver - Capacité ferme (MVA)	Hiver - Transit post-évén. (MVA)	Été - Transit (MVA)	Été - Capacité ferme (MVA)	Été - Transit post-évén. (MVA)	Remarques
	Nombre et capacité nominale (30 °C) des transformateurs	Hiver	Été							
Paquin 120/69	2 de 112	318	224	107	159	100	42	112	41	Le poste sera démantelé au cours des prochaines années. (élimination du palier de tension à 69 kV dans la région).
Petite-Nation 315/120	2 de 450	1278	900	152	639	104	31	450	29	Réseau à 120 kV connecté au réseau Brookfield. Le transit peut varier.
Pierre-Le Gardeur 315/120	2 de 450	1278	900	471	639	460	245	450	236	
Quyion 230/120	2 de 60	170	120	101	85	97	72	60	67	Ce poste intègre la centrale de la Chute-des-Chats. Advenant un événement, la production sera réduite.
Saraguay 315/120	6 de 100 + 2 de 113	1173	826	558	1012	530	340	713	320	La production locale sur ce sous-réseau (Beauharnois) peut varier.
Vignan 315/120	3 de 450	1917	1350	522	1278	505	182	900	163	La production locale sur ce sous-réseau peut varier.
SUD										
Bécancour 230/120	3 de 400	1704	1200	342	1136	309	217	800	207	Un des transformateurs de 400 MVA est exploité normalement ouvert.
Cap-de-la-Madeleine 230/69	2 de 100 + 1 de 125	462	325	57	284	53	53	200	52	
Chute Hemmings 120/49	1 de 47 + 1 de 50	138	97	23	67	6	28	47	11	
Cowansville 120/49	1 de 47 + 1 de 42	126	89	82	60	48	15	42	12	
De Léry 315/120	2 de 450	1278	900	454	639	347	225	450	186	La production locale sur ce sous-réseau (Beauharnois) peut varier.
Des Cantons 230/120	1 de 400	568	400	331	0	0	150	0	0	Relève par le poste de Sherbrooke 230/120 kV.
Des Hêtres 230/120	2 de 400	1136	800	116	568	59	149	400	133	La production locale sur ce sous-réseau (Shawinigan-2 et 3) peut varier.
Des Hêtres 230/69	2 de 140	398	280	62	199	54	66	140	63	La production locale sur ce sous-réseau (Rocher-de-Grand-Mère) peut varier.
Hériot 230/120	2 de 400	1136	800	398	568	291	192	400	149	

Postes et tensions (kV)	Capacité de transformation (MVA)			Hiver - Transit à la pointe (MVA)	Hiver - Capacité ferme (MVA)	Hiver - Transit post-évén. (MVA)	Été - Transit (MVA)	Été - Capacité ferme (MVA)	Été - Transit post-évén. (MVA)	Remarques
	Nombre et capacité nominale (30 °C) des transformateurs	Hiver	Été							
Kingsey 230/120	4 de 100	568	400	372	426	356	321	300	251	
Langlois 315/120	2 de 450	1278	900	130	639	112	215	450	208	La production locale sur ce sous-réseau (Beauharnois) peut varier.
Laprairie 315/120	4 de 240 + 1 de 270	1747	1230	1150	1363	1134	550	960	540	
Magog 120/49	1 de 47 + 1 de 25	102	72	15	36	15	29	25	32	Le poste Eastman peut être transféré sur le poste Stukely advenant un événement prolongé.
Mauricie 315/230	3 de 560	2386	1680	725	1590	694	821	1120	816	
Saint-Césaire 230/120	3 de 400	1704	1200	616	1136	573	0	800	0	
Saint-Césaire 120/49	2 de 50	142	100	74	71	51	55	50	39	
Ste-Rosalie 120/49	1 de 47 + 1 de 50	138	97	81	67	25	85	47	21	Relève par le poste de la Chute-Hemmings.
Sherbrooke 230/120	3 de 400	1704	1200	815	1136	405	445	800	387	Relève par le poste des Cantons 230/120.
Sorel 230/120	2 de 200	568	400	172	284	154	87	200	78	
Sorel-Sud 230/120	1 de 140	199	140	0	0	0	0	0	0	Poste avec transformateur exploité normalement ouvert (en relève).
Stukely 120/49	3 de 47	200	141	135	133	117	40	94	38	
Varenes 230/120	1 de 250 + 1 de 200	639	450	131	284	118	71	200	62	
EST										
Arnaud 315/161	3 de 500	2130	1500	1006	1420	891	750	1000	637	Relève pour le transformateur 735/315 kV.
Beauceville 230/120	2 de 400	1136	800	376	568	357	153	400	143	
Beaupré 315/69	2 de 240	682	480	101	341	56	13	240	13	
Cascapédia 230/69	2 de 140	398	280	70	199	69	31	140	28	
Charlevoix 315/69	3 de 140	596	420	271	398	213	204	280	165	

Postes et tensions (kV)	Capacité de transformation (MVA)			Hiver - Transit à la pointe (MVA)	Hiver - Capacité ferme (MVA)	Hiver - Transit post-évén. (MVA)	Été - Transit (MVA)	Été - Capacité ferme (MVA)	Été - Transit post-évén. (MVA)	Remarques
	Nombre et capacité nominale (30 °C) des transformateurs	Hiver	Été							
Chaudière 230/120	1 de 157	223	157	111	0	0	38	0	0	Relève par le poste de Beauceville.
Chaudière 230/69	1 de 90 + 2 de 125	483	340	175	305	169	124	215	115	
Goémon 230/161	1 de 175	249	175	15	0	0	10	0	0	Relève par le poste de la Copper Mountain 161/12,5.
Goémon 230/69	2 de 75	213	150	41	107	41	14	75	13	
Hauterive 315/161	3 de 346 + 1 de 500	2194	1538	447	1474	358	290	1038	288	
Hauterive 161/69	2 de 60	85	60	31	85	31	16	60	16	Relève par le réseau SCHM.
Laurentides 315/230	2 de 560	1590	1120	475	795	364	289	560	176	Relève par le poste de Québec 315/230.
Leneuf 315/69	2 de 125 + 1 de 140	554	390	147	355	144	103	250	103	
Les Basques 315/69	2 de 75	213	150	37	107	27	35	75	14	La production locale sur ce sous-réseau (cinq producteurs privés) peut varier.
Les Boules 230/120	2 de 140	398	280	28	199	27	5	140	4	
Matapédia 315/230	2 de 560	795	560	300	795	240	215	560	206	Les deux transformateurs ne peuvent être exploités ensemble. Un des transformateurs est exploité normalement ouvert (en relève). Le sous-réseau comprend l'interconnexion avec NB via Eel River.
Micmac 230/161	2 de 260	738	520	19	369	19	55	260	51	
Montmagny 230/69	2 de 140	398	280	152	199	150	58	140	58	
Québec 315/230	1 de 560	795	560	173	0	0	66	0	0	Relève par le poste des Laurentides 315/230.
Rimouski 315/230	2 de 560	1590	1120	198	795	175	54	560	47	
Rimouski 230/69	2 de 140	398	280	86	199	82	56	140	51	

Postes et tensions (kV)	Capacité de transformation (MVA)			Hiver - Transit à la pointe (MVA)	Hiver - Capacité ferme (MVA)	Hiver - Transit post-évén. (MVA)	Été – Transit (MVA)	Été - Capacité ferme (MVA)	Été - Transit post-évén. (MVA)	Remarques
	Nombre et capacité nominale (30 °C) des transformateurs	Hiver	Été							
Rivière-du-Loup 315/120	2 de 450	1278	900	290	639	292	123	450	123	
Rivière-du-Loup 315/230	1 de 560	795	560	58	0	0	19	0	0	Relève par le poste de Rimouski.
Thetford 230/120	1 de 350	497	350	117	0	0	55	0	0	Relève par le poste de Beauceville.
Thetford 230/69	3 de 60	256	180	25	170	24	19	120	19	

4 État de la transformation des postes satellites

1 L'état de transformation pour les postes satellites est présenté au tableau 3. Il a été élaboré
2 d'une part avec une simulation d'écoulement de puissance pour la pointe hivernale
3 2018-2019 et pour l'été 2019 et d'autre part avec la capacité limite de transformation d'un
4 poste (CLT).

5 La CLT représente la puissance maximale de planification des transformateurs d'un poste à
6 la suite de la perte la plus contraignante d'un transformateur du même poste
7 (contingence N-1).

8 Les lignes surlignées dans le tableau 3 indiquent des modifications par rapport aux CLT ou
9 aux remarques présentées dans le même tableau lors de la dernière demande tarifaire⁴ ou
10 encore indiquent les postes dans lesquels la CLT est atteinte ou dépassée. Pour ces cas,
11 une note explicative est ajoutée dans la colonne « Remarques ».

12 Par rapport au dossier de l'année dernière, le Transporteur a retiré certains postes futurs qui
13 étaient dans la liste car ils ne sont pas en service durant la période d'analyse et qu'ainsi, la
14 charge prévue dans ces postes pour l'hiver 2018-19 et l'été 2019 est nulle. Ces postes sont
15 de l'Achigan, des Patriotes, Chertsey et Le Corbusier.

⁴ R-4058-2018.

Tableau 3
État de la transformation des postes satellites
prévu à la pointe d'hiver 2018-2019 et à la pointe d'été 2019

Poste	Tension (kV)	Hiver CLT (MVA)	Hiver Charge prévue 2019 (MVA)	Été CLT (MVA)	Été Charge prévue 2019 (MVA)	Remarques
ACTON	120-25	128	93	96	55	
ADAMSVILLE	120-25	129	87	97	51	
ADELARD-GOUBOUT (CENTRAL-1)	120-25	130	46	98	41	Révision des CLT.
ALAIN-GRANDBOIS	315-25	91	70	68	32	
ALMA	230-25	129	101	97	52	
ALMAVILLE	120-25	65	62	49	30	
AMOS	120-25	129	100	97	41	
AMQUI	120-25	65	34	49	19	
ANNE-HÉBERT	315-25	91	95	68	54	Ajout d'un 3e transformateur prévu en 2020.
ANSE-PLEUREUSE	230-25	13	5	10	2	
ANTOINE-LEMIEUX	230-25	129	90	97	44	
AQUEDUC	315-25	360	314	270	126	Révision des CLT.
ARMAGH	69-25	19	20	14	8	Remplacement des transformateurs prévu en 2022.
ARTHABASKA	120-25	65	70	49	30	Solution à l'étude.
ARTHUR-BUIES	120-25	194	183	146	81	
ASBESTOS	120-25	65	49	49	19	
ATWATER	120-12	125	71	94	44	Révision des CLT.
ATWATER	120-25	190	168	143	81	Révision des CLT.
AUBERTOIS	69-25	31	25	23	13	
AUSTIN	49-25	18	16	14	5	
BAIE-D'URFE	120-12	90	84	68	46	
BAIE-D'URFE	120-25	127	130	95	90	Ajout d'un 4e transformateur prévu en 2020.
BAIE-SAINT-PAUL	315-25	91	61	68	22	
BAIE-TRINITE	161-25	6	3	5	2	CLT combinée avec le poste Godbout.
BEAUCEVILLE-EST	120-25	44	41	33	24	
BEAULIEU	120-25	118	75	89	42	
BEAUMONT	120-12	165	161	124	73	
BEAUMONT	120-25	190	189	143	83	
BEAUPORT	315-25	364	335	273	132	
BEDFORD	120-25	30	30	23	19	Solution à l'étude.
BELANGER	120-12	0	0	0	0	Niveau de tension démantelé en 2019.

Poste	Tension (kV)	Hiver CLT (MVA)	Hiver Charge prévue 2019 (MVA)	Été CLT (MVA)	Été Charge prévue 2019 (MVA)	Remarques
BELANGER	315 -25	275	232	206	85	
BERRI	120-12	56	38	42	25	
BERRI	120-25	187	187	140	108	Révision de la CLT.
BERTHIER	120-25	126	68	95	37	
BETSIAMITES	69-12	19	8	14	3	
BIC	69-25	21	17	16	8	
BLAINVILLE	315-25	182	112	137	67	
BOIS-FRANCS	120-25	196	160	147	86	
BOLDUC	120-25	30	25	23	15	
BOLTON CENTRE	49-25	15	17	11	4	Solution à l'étude.
BONAVENTURE	69-12	22	10	17	4	
BOULEVARD-LABELLE	120-25	191	140	143	68	
BOURASSA	120-12	0	0	0	0	Niveau de tension démantelé en 2019.
BOURDAIS	69-25	54	54	41	22	Solution à l'étude.
BOURGET	230-25	230	219	173	105	
BOUT-DE-L'ILE	120-12	90	59	68	25	
BOUT-DE-L'ILE	120-25	131	123	98	96	
BROMPTONVILLE	120-25	28	24	21	10	
BROSSARD	315-25	545	523	409	265	
BUCKINGHAM	120-25	130	121	98	69	
CABANO	120-25	64	43	48	30	
CACOUNA	120-25	65	26	49	13	
CADIEUX	120-25	28	36	21	30	Plan de contingence HQD/HQT.
CALUMET	120-25	31	26	23	11	
CAP-CHAT	69-25	21	12	16	5	
CAP-DE-LA-MADELEINE	230-25	182	178	137	76	
CAPLAN	69-12	18	12	14	5	
CARCAJOU	69-12	5	1	4	0	
CARLETON	69-12	21	10	16	6	
CASAVANT	120-25	193	180	145	118	
CAUSAPSCAL	120-25	31	13	23	5	
CENTRAL -2	120-12	185	108	130	103	
CHAMBLY	120-25	123	128	92	69	Révision des CLT. Solution à l'étude.
CHAPAIS	161-25	45	21	34	8	
CHARETTE	120-25	58	56	44	22	
CHARLAND	120-12	0	0	0	0	Démantèlement prévu en 2019.

Poste	Tension (kV)	Hiver CLT (MVA)	Hiver Charge prévue 2019 (MVA)	Été CLT (MVA)	Été Charge prévue 2019 (MVA)	Remarques
CHARLAND	315-25	540	404	405	159	
CHARLESBOURG	230-25	182	167	137	58	Ajout d'un 4e transformateur en 2019.
CHAUDIERE	230-25	182	172	137	76	
CHENAU	230-25	182	160	137	78	
CHENEVILLE	120-25	65	45	49	14	
CHICOUTIMI	161-25	129	116	97	54	
CHICOUTIMI-NORD	161-25	128	96	96	31	
CHIGOUBICHE	161-25	10	1	8	0	
CHISASIBI	120-25	25	18	19	7	
CHOMEDEY	315-25	528	483	396	213	
CHUTE-ALLARD (WEMOTACI)	230-25	12	3	9	1	
CHUTE-AUX-OUTARDES	69-25	31	19	23	6	
COATICOOK	120-25	60	42	45	26	
COIGNY	120-25	10	4	8	2	
COLERAINE	120-25	65	36	49	14	
CONTRECOEUR	120-25	64	67	48	31	Solution à l'étude.
COPPER MOUNTAIN	161-12,5	19	4	14	1	
COURNOYER	120-25	65	61	49	36	
COWANSVILLE	120-25	129	100	97	47	
DAAQUAM	120-25	29	16	22	6	
DAVELUYVILLE	120-25	29	29	22	18	
DE L'ÎLE	161-25	65	49	49	24	
DE LORIMIER	120-12	121	122	91	56	Démantèlement prévu en 2022. La charge sera transférée graduellement vers le nouveau poste De Lorimier à 315/25 kV.
DE LORIMIER	315-25	385	0	289	0	Nouveau poste mis en service en 2018.
DEGELIS	120-25	31	21	23	13	
DELSON	120-25	252	203	189	117	Révision des CLT.
DES GROSEILLERS	69-25	13	10	10	4	
DESBIENS	161-25	53	46	40	19	
DESROSIERS	120-25	64	52	48	30	
DOC-GRIGNON	120-25	122	103	92	27	
DONNACONA	69-25	62	61	47	25	
DORCHESTER	120-12	209	165	157	136	
DORION	120-25	195	196	146	107	Révision des CLT.
DORVAL	69-12	61	56	46	41	

Poste	Tension (kV)	Hiver CLT (MVA)	Hiver Charge prévue 2019 (MVA)	Été CLT (MVA)	Été Charge prévue 2019 (MVA)	Remarques
DOSQUET	69-25	29	24	22	15	
DU ROCHER	69-25	52	56	39	19	Solution à l'étude.
DU TREMBLAY	315-25	554	410	416	272	Révision des CLT.
DUBUC	161-25	191	136	143	59	
DUCHESNAY	315-25	91	68	68	25	
EAST ANGUS	120-25	29	34	22	18	Solution à l'étude.
EAST BROUGHTON	120-25	31	28	23	15	
EASTMAIN	69-25	10	5	8	1	
EASTMAN	49-25	18	22	14	6	Solution à l'étude.
FARNHAM	120-25	64	70	48	51	Solution à l'étude.
FLEURY	120-25	117	116	88	56	Révision des CLT.
FLEURY	120-12	139	75	104	52	
FLEURY	315-25	190	35	143	14	
FORESTVILLE	69-12	19	15	14	5	
FRANCHEVILLE	230-25	194	183	146	87	
FREGEAU	69-25	31	18	23	7	
FRONTENAC-1	315-25	357	301	268	160	
FRONTENAC-2	315-25	358	333	269	190	
GAMELIN	120-25	193	132	145	76	
GASPE	161-25	65	42	49	15	
GATINEAU	120-25	65	56	49	22	
GLENWOOD	120-25	193	151	145	85	
GODBOUT	161-25	6	3	5	1	CLT combinée avec le poste Baie-Trinité.
GRACEFIELD	120-25	64	25	48	10	
GRANBY	120-25	191	178	143	105	
GRANDE-VALLEE	69-25	8	8	6	4	
GRAND-PORTAGE	120-25	129	102	97	51	
GRAND-PRE	120-25	123	72	92	43	
GRAND-REMOUS	69-25	10	8	7	6	
GRANTHAM	120-25	187	175	140	121	
GROULX	120-25	194	185	146	88	Révision des CLT.
GUY	315-25	500	415	375	341	
HADLEY	120-12	135	98	101	35	
HADLEY	120-25	66	64	50	31	Révision des CLT.
HAMPSTEAD	120-12	135	146	101	63	Révision des CLT. Solution à l'étude.
HAMPSTEAD	120-25	190	200	143	111	Révision des CLT. Solution à l'étude.

Poste	Tension (kV)	Hiver CLT (MVA)	Hiver Charge prévue 2019 (MVA)	Été CLT (MVA)	Été Charge prévue 2019 (MVA)	Remarques
HAVRE SAINT-PIERRE	34-12	21	19	16	8	
HAVRE SAINT-PIERRE	161-34	29	22	22	6	
HEMMINGFORD	120-25	17	21	13	13	Étude en cours.
HENRI-BOURASSA	315 -25	192	121	144	66	
HUNTINGDON	120-25	57	61	43	27	Étude en cours.
IBERVILLE	120-25	129	93	97	48	
ÎLE-PERROT	120-25	129	128	97	57	
ISLE MALIGNE	13,2-25	45	40	34	16	
JEANNE-D'ARC	120-12	139	112	104	51	
JEANNE-D'ARC	120-25	189	182	142	89	
JOHAN-BEETZ	161-25	7	1	5	0	
JOLIETTE	120-25	194	168	146	101	
JOLY	120-25	32	29	24	8	
JONQUIERE	161-25	134	93	101	15	
JUDITH-JASMIN	120-25	182	49	137	20	Nouveau poste à 120-25 kV mis en service en 2019.
JULES-A.-BRILLANT	230-25	183	117	137	68	
KAZABAZUA	69-25	19	18	13	5	Révision des CLT.
KILDARE	120-25	65	48	49	14	
KIPAWA	120-25	14	12	11	4	
KNOWLTON	49-25	36	36	27	13	
LA BAIE	161-25	86	31	65	10	CLT combinée avec le poste Port-Alfred.
LA DURANTAYE	230-25	65	43	49	25	
LA MALBAIE	69-25	53	43	40	18	
LA POCATIERE	120-25	61	32	46	15	
LA SUETE	230-25	426	387	320	212	
LA TRAPPE	120-25	105	102	79	43	
LA TUQUE	230-25	65	51	49	20	
LA1, POSTE DE LA CENTRALE	13,2-26,4	13	4	10	2	
L'ACADIE	120-25	126	114	95	63	
LAC-DES-ILES	120-25	23	14	17	6	
LACHENAIE	315-25	182	117	137	47	
LACHUTE	120-25	129	129	97	60	
LAC-LOUISE	13,8-25	10	5	8	2	
LAFLECHE	161-25	65	50	49	20	
LAMBTON	120-25	31	21	23	11	

Poste	Tension (kV)	Hiver CLT (MVA)	Hiver Charge prévue 2019 (MVA)	Été CLT (MVA)	Été Charge prévue 2019 (MVA)	Remarques
LANDRY	120-25	300	262	225	134	
LANGELIER	315-25	500	489	375	256	
L'ANNONCIATION	120-25	65	48	49	13	
L'ASSOMPTION	120-25	63	44	47	20	
LAURE	161-25	65	27	49	11	
LAURENDEAU	120-25	65	43	49	17	
LAURENT	120-12	159	87	119	61	Révision des CLT.
LAURENT	120-25	197	140	148	104	Révision des CLT.
LAVALTRIE	120-25	129	106	97	45	
LAWRENCEVILLE	49-25	18	18	14	5	
LECLERC	120-25	130	113	98	53	
LEFRANÇOIS	315-25	91	75	68	31	
LES BASQUES	69-25	31	9	23	4	
LEVIS	230-25	386	200	290	99	
LG1, POSTE DE LA CENTRALE	13,8-25	10	1	8	0	
LG2, POSTE DE LA CENTRALE	13,8-25	28	0	21	0	
LG3, POSTE DE LA CENTRALE	13,8-25	13	4	10	2	
LG4, POSTE DE LA CENTRALE	13,8-25	13	4	10	2	
LIEVRE	13,8-25	9	10	7	4	Solution à l'étude.
LIMBOUR	120-25	129	74	97	32	
LIMOILOU	230-25	171	148	128	80	
LINIÈRE	120-25	31	29	23	16	
L'ISLET	69-25	29	31	22	21	Solution à l'étude.
LONGUE-POINTE	120-12	222	201	167	97	Révision des CLT.
LORRAINVILLE	120-25	55	50	41	22	
LOUVICOURT	120-25	30	16	23	6	
MAGNAN	120-25	126	125	95	45	
MAGOG	120-25	131	93	98	32	
MAISONNEUVE	120-12	180	173	135	95	Révision des CLT.
MALARTIC-2	120-25	31	20	23	8	
MANIWAKI	120-25	59	50	44	26	
MANSONVILLE	49-25	18	18	14	6	
MARCOTTE	120-25	193	188	145	75	
MARIA	69-12	19	16	14	6	

Poste	Tension (kV)	Hiver CLT (MVA)	Hiver Charge prévue 2019 (MVA)	Été CLT (MVA)	Été Charge prévue 2019 (MVA)	Remarques
MARIE-VICTORIN	120-25	115	96	86	57	
MARIEVILLE	49-25	30	26	23	13	
MASCOUCHE	120-25	194	156	146	73	Révision des CLT.
MASKA	49-25	26	17	20	8	
MATAGAMI	120-25	31	28	23	20	
MATANE	230-25	129	76	97	34	
MATAPÉDIA	230-25	31	21	23	7	
MEGANTIC	120-25	123	81	92	50	
MERCIER	120-25	249	240	187	112	Révision des CLT.
MESSINES	69-25	11	11	8	3	Solution à l'étude.
MICMAC	161-25	65	40	49	14	
MIRABEL	120-25	127	115	95	60	
MISTASSINI	161-25	65	74	49	40	Plan de contingence HQD/HQT.
MONSEIGNEUR-EMARD	120-25	129	95	97	47	Révision des CLT.
MONT TREMBLANT	120-25	64	48	48	16	
MONT-JOLI	230-25	91	63	68	33	
MONT-LAURIER	120-25	112	106	84	51	
MONTREAL-EST	315-25	370	282	278	113	
MONTREAL-NORD	120-12	184	186	138	72	Solution à l'étude.
MONT-ROYAL	120-25	129	77	97	65	Ajout d'un 4e transformateur prévu en 2022.
MONT-ROYAL	120-12	176	182	132	93	Solution à l'étude.
MORAS	120-25	63	61	47	31	
MUSKEG	69-25	12	1	9	1	
NAPIERVILLE	120-25	57	57	43	28	Révision des CLT.
NATASHQUAN	161-12	14	6	11	2	
NEMISCAU	13,2-25	0	8	0	3	CLT combinée avec le réseau à 69 kV.
NEUBOIS	120-25	65	42	49	25	
NEUFCHATEL	315-25	546	543	410	259	
NEW RICHMOND	69-25	19	15	14	7	
NORMAND	315-34	225	179	225	109	
NORMANDIN	161-25	64	35	48	15	
NORMETAL	120-25	15	6	11	3	
NOTRE-DAME-DU-LAUS	120-25	19	14	14	6	
NOTRE-DAME-DU-NORD	120-25	14	13	11	4	
NOUVELLE	69-12	14	10	11	6	
OBALSKI	161-25	78	42	59	18	

Poste	Tension (kV)	Hiver CLT (MVA)	Hiver Charge prévue 2019 (MVA)	Été CLT (MVA)	Été Charge prévue 2019 (MVA)	Remarques
ORMSTOWN	120-25	29	28	22	15	Révision des CLT.
OUMET	120-25	129	132	97	38	Solution à l'étude.
PALMAROLLE	120-25	129	80	97	34	
PANDORA	120-25	30	11	23	4	
PAPINEAUVILLE	120-25	65	34	49	13	
PARENT	120-25	15	6	11	4	
PARISVILLE	120-25	31	29	23	12	
PASPEBIAC	230-25	65	21	49	10	
PENTECOTE	161-25	7	3	5	2	
PERCE	161-25	31	20	23	12	
PETIT-SAGUENAY	69-25	16	10	12	4	
PIERRE-BOUCHER	120-25	128	120	96	66	Révision des CLT.
PLESSISVILLE	120-25	65	73	49	48	Transfert de charge prévu en 2019.
PLOUFFE	120-25	300	227	225	145	
POIRIER	120-25	17	0	13	0	
PORT-ALFRED	161-25	86	50	65	23	CLT combinée avec le poste La Baie.
PORT-DANIEL	69-25	13	10	10	3	Démantèlement du poste prévu en 2020.
PORTNEUF	69-25	21	19	16	7	
PROVOST	120-34	41	32	31	10	
QUEVILLON	120-25	29	16	22	6	
RAMEZAY	120-25	65	56	49	32	
REED	120-12	90	83	68	32	
REED	120-25	194	183	146	78	
RENAUD	120-25	295	270	221	155	
RENEAULT	120-25	27	6	20	2	
REPENTIGNY	120-25	194	149	146	77	
RICHELIEU	120-25	190	180	143	98	Révision des CLT.
RICHMOND	49-25	28	29	21	14	Plan de contingence HQD/HQT.
RIGAUD	120-25	66	65	50	33	Révision des CLT.
RIVIERE-AU-RENARD	161-25	65	15	49	9	
RIVIERE-AU-TONNERRE	34-12	4	1	3	0	
RIVIERE-AU-TONNERRE	161-34	8	3	6	1	
RIVIERE-AUX-ROCHERS	161-25	65	28	49	10	
RIVIERE-SAINTE-ANNE	161-25	2	1	1	0	
ROBERVAL	161-25	65	59	49	26	
ROCKFIELD	120-12	197	173	148	74	Révision des CLT.

Poste	Tension (kV)	Hiver CLT (MVA)	Hiver Charge prévue 2019 (MVA)	Été CLT (MVA)	Été Charge prévue 2019 (MVA)	Remarques
ROLLAND	120-25	175	176	131	84	Révision des CLT.
ROSEMONT	120-25	186	181	140	58	
ROSEMONT	120-12	108	104	81	35	
ROUSSILLON	315-25	180	142	135	84	Révision des CLT.
ROUVILLE	230-25	184	179	138	93	
ROUYN	120-25	185	161	139	59	
SACRE-CŒUR	69-25	29	17	22	14	
SAINT-AGAPIT	69-25	33	31	25	15	
SAINT-AIME-DES-LACS	69-25	39	28	29	14	
SAINT-ALEXANDRE	120-25	31	13	23	9	
SAINT-AMBROISE	161-25	64	41	48	18	
SAINT-BASILE	120-25	241	261	181	124	Révision des CLT. Solution à l'étude.
SAINT-BLAISE	120-25	28	10	21	4	
SAINT-CALIXTE	69-25	19	18	14	8	Le poste sera démantelé et la charge sera transférée vers le nouveau poste de l'Achigan.
SAINT-CESAIRE	120-25	65	59	49	36	
SAINT-CHARLES	69-25	18	16	14	4	Le poste sera démantelé et la charge sera transférée vers le nouveau poste Chertsey.
SAINT-CHRYSOSTOME	120-25	64	52	48	27	Révision des CLT.
SAINT-CLEMENT	120-25	30	16	23	9	
SAINT-DAMASE	49-13,8	7	6	5	0	Démantèlement du poste prévu en 2021.
SAINT-DONAT	120-25	65	61	49	16	
SAINTE-AGATHE	120-25	158	134	119	39	
SAINTE-ANNE-DE-BEAUPRE	69-25	77	56	58	18	
SAINTE-ANNE-DES-MONTS	69-25	31	29	23	11	
SAINTE-ANNE-DES-PLAINES	120-25	129	78	97	32	Révision des CLT.
SAINTE-CLAIRE	120-25	65	62	49	41	
SAINTE-CROIX	69-25	29	30	22	20	Nouveau poste 120/69/25 kV prévu en 2020.
SAINTE-EMELIE	120-25	126	78	95	26	
SAINTE-GERMAINE	120-25	31	30	23	13	
SAINTE-HELENE	49-25	20	18	15	12	
SAINTE-MARGUERITE	69-25	30	29	23	8	Le poste sera démantelé et la charge sera transférée vers le nouveau poste Chertsey.

Poste	Tension (kV)	Hiver CLT (MVA)	Hiver Charge prévue 2019 (MVA)	Été CLT (MVA)	Été Charge prévue 2019 (MVA)	Remarques
SAINTE-MARIE	120-25	129	96	97	55	
SAINTE-ODILE	69-25	91	81	68	28	Révision des CLT suite au retrait d'un transformateur en 2018.
SAINTE-PERPETUE	120-25	56	53	42	31	
SAINTE-ROSALIE	120-25	65	73	49	51	Solution à l'étude.
SAINTE-ROSALIE	49-25	28	22	21	13	
SAINTE-ROSE	120-25	193	180	145	72	
SAINTE-THERESE-OUEST	120-25	312	284	234	168	
SAINT-EUSTACHE	120-25	194	197	146	100	Transfert de charge vers nouveau poste des Patriotes prévu en 2020.
SAINT-EVARISTE	120-25	31	38	23	23	Plan de contingence HQD/HQT.
SAINT-FELICIEIN	161-25	65	57	49	26	
SAINT-FRANCOIS	120-25	127	113	95	58	
SAINT-GEORGES	120-25	194	142	146	70	
SAINT-HIPPOLYTE	69-25	40	47	30	13	Démantèlement prévu en 2022. La charge sera transférée vers le nouveau poste de l'Achigan.
SAINT-JEAN	120-12	142	133	107	80	La charge sera transférée vers le nouveau poste Saint-Jean à 315/25 kV et ce poste sera démantelé.
SAINT-JÉROME	120-25	193	120	145	48	
SAINT-JOSEPH	120-25	31	26	23	10	
SAINT-LAZARE	120-25	31	29	23	20	
SAINT-LIN	120-25	193	167	145	79	
SAINT-LIN (Ancien)	69-25	21	0	16	0	Sera démantelé (transfert vers St-Lin 120-25 kV)
SAINT-LOUIS	120-25	67	50	50	21	Révision des CLT.
SAINT-MAXIME	120-25	320	282	240	130	Révision des CLT.
SAINT-PASCAL	120-25	65	34	49	18	
SAINT-PATRICK	315-25	194	6	146	3	Nouveau poste à deux transformateurs de 140 MVA.
SAINT-PAUL-DU-NORD	69-25	27	4	20	2	
SAINT-POLYCARPE	120-25	78	73	59	34	Poste reconstruit avec deux transformateurs de 66 MVA. Révision des CLT.
SAINT-RAYMOND	69-25	43	45	32	17	Solution à l'étude.
SAINT-REMI	120-25	118	80	89	45	Révision des CLT.
SAINT-SAUVEUR	120-25	182	133	95	34	Révision des CLT suite à l'ajout d'un 4e transformateur.
SAINT-SEBASTIEN	120-25	63	58	47	30	

Poste	Tension (kV)	Hiver CLT (MVA)	Hiver Charge prévue 2019 (MVA)	Été CLT (MVA)	Été Charge prévue 2019 (MVA)	Remarques
SAINT-SULPICE	120-25	194	146	146	63	
SAINT-TITE-DES-CAPS	69-25	18	14	14	5	
SARAGUAY	315-25	178	169	134	133	
SAYABEC	120-25	31	12	23	6	
SENNETERRE	120-25	29	20	22	7	
SEPT-ILES	161-25	129	105	97	35	
SOREL	120-25	120	92	90	44	
SOREL-SUD	230-25	129	103	97	46	
SOURCES	315-25	542	532	407	300	
SQUATEC	120-25	29	15	22	5	
STANSTEAD	120-25	28	27	21	10	
ST-BRUNO DE MONTARVILLE	315-25	92	70	69	41	Révision des CLT.
SULLY	120-25	30	17	23	8	
SUTTON	49-25	29	31	22	8	Solution à l'étude.
TACHE	69-25	69	62	52	30	Conversion du réseau à 120 kV.
TEMPLETON	120-25	129	117	97	60	
TERREBONNE	120-25	194	155	146	86	
THETFORD	69-25	28	33	21	14	Solution à l'étude.
THIBAudeau	120-25	129	95	97	45	
THURSO	120-25	22	20	17	9	Transfert de charges prévu vers le nouveau poste Thurso-Papineau en 2020.
TOURAINÉ	120-25	191	164	143	112	
TOURVILLE	69-25	31	28	23	15	Conversion du réseau à 120 kV.
TROIS-PISTOLES	230-25	65	25	49	9	
TURCOTTE	69-25	31	26	23	13	
VAL D'OR	120-25	194	160	146	68	
VALCOURT	49-25	13	12	10	6	
VALLEYFIELD	120-25	125	115	94	61	Révision des CLT.
VAL-TÉTREAU	120-25	193	140	145	75	
VARENNES	230-25	267	187	200	119	Révision des CLT suite à l'ajout d'un 4e transformateur.
VAUDREUIL-SOULANGES	120-25	129	136	97	51	
VILLEROY	120-25	15	16	11	10	Solution à l'étude.
WACONICHI	161-25	30	14	23	5	
WAKEFIELD	120-25	64	63	48	18	

Poste	Tension (kV)	Hiver CLT (MVA)	Hiver Charge prévue 2019 (MVA)	Été CLT (MVA)	Été Charge prévue 2019 (MVA)	Remarques
WASKAGANISH	69-25	12	8	9	4	
WASWANIPI	315-25	91	10	68	4	
WATERLOO	120-25	64	66	48	25	Solution à l'étude.
WEEDON	120-25	27	25	20	10	
WEMINDJI	120-25	27	7	20	9	
WINDSOR-2	120-25	65	42	49	20	Révision des CLT.
WYMAN	120-25	30	22	23	9	Révision des CLT.
YAMASKA	120-25	65	54	49	25	Révision des CLT.