

**MISE À JOUR DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE
À LA SUITE DE LA DÉCISION D-2018-113**

1 Dans sa décision D-2018-113, la Régie demande au Distributeur de mettre à jour les
 2 tableaux d'analyses économiques du Programme en fonction des modalités retenues dans
 3 cette décision pour ce qui est de l'évaluation 2018-2019¹. Par ailleurs, la Régie demande
 4 également au Distributeur, dans sa mise à jour des analyses économiques, de corriger le
 5 niveau de MW associés au programme GDP Affaires ou d'expliquer les différences entre les
 6 données fournies aux tableaux R-2.1, R-2.2-A, R-2.2-B et R-2.2-C².

7 Les tableaux suivants présentent les résultats des analyses économiques tenant compte
 8 d'une quantité de 287 MW pour l'année 2018-2019, d'une part pour le scénario de référence
 9 du Programme (tableau 1), et d'autre part pour les analyses demandées par la Régie
 10 (tableaux 2 et 3)³ :

**TABLEAU 1 :
TNT SELON LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE**

	VAN	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
(1) GDP Affaires (MW réduits)		287	360	370	380	415	425	445	455
Appui financier									
(2) Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) x (1) Total (M\$)	180,9	20,1	25,2	25,9	26,6	29,1	29,8	31,2	31,9
(4) Charges de commercialisation et exploitation (M\$)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Pertes de revenus									
(5) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(6) GWh pour 100 heures		29	36	37	38	42	43	45	46
(7) Total (M\$)	21,9	2,3	2,9	3,0	3,2	3,6	3,7	4,0	4,1
(8) = (7) x (6)									
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	207,7	23,0	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
Coûts évités fourniture									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		110	112	115	117	119	122	124	127
(11) = (10) x (1) Total (M\$)	305,9	31,7	40,5	42,5	44,5	49,5	51,7	55,3	57,6
Coûts évités transport et distribution									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) x (1) Total (M\$)	185,5	19,2	24,6	25,7	27,0	30,0	31,4	33,5	34,9
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	491,4	50,8	65,0	68,2	71,4	79,6	83,1	88,8	92,6
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	283,7	27,8	36,3	38,5	40,9	46,2	48,9	52,9	55,8

¹ Décision D-2018-113, paragraphe 65.

² Décision D-2018-113, paragraphe 67.

³ Le Distributeur rappelle que ces scénarios sont réalisés sur la base du bilan de puissance préliminaire présenté au tableau 1 de la pièce HQD-1, document 3 (B-0010).

**TABLEAU 2 :
TNT EN UTILISANT LES COÛTS ÉVITÉS DE COURT TERME JUSQU'EN 2022-2023**

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
(1) GDP Affaires (MW réduits)		287	360	370	380	415	425	445	455
Appui financier									
(2) Appui unitaire @ 70\$/kW		70	70	70	70	70	70	70	70
(3) = (2) x (1) Total (M\$)	180,9	20,1	25,2	25,9	26,6	29,1	29,8	31,2	31,9
(4) Charges de commercialisation et exploitation (M\$)	4,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Pertes de revenus									
(5) Revenu marginal unitaire tarif M (¢/kWh)		7,88	8,04	8,21	8,39	8,56	8,74	8,93	9,12
(6) GWh pour 100 heures		29	36	37	38	42	43	45	46
(7) Total (M\$)	21,9	2,3	2,9	3,0	3,2	3,6	3,7	4,0	4,1
(8) = (7) x (6)									
(9) = (3) + (4) + (8) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	207,7	23,0	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
Coûts évités fourniture									
(10) Coût unitaire (\$/kW)		20	20	21	21	22	122	124	127
(11) = (10) x (1) Total (M\$)	153,4	5,7	7,3	7,7	8,1	9,0	51,7	55,3	57,6
Coûts évités transport et distribution									
(12) Coût unitaire (\$/kW)		67	68	70	71	72	74	75	77
(13) = (12) x (1) Total (M\$)	185,5	19,2	24,6	25,7	27,0	30,0	31,4	33,5	34,9
(14) = (11) + (13) Coûts évités totaux (M\$)	338,9	24,9	31,9	33,4	35,0	39,0	83,1	88,8	92,6
(15) = (14) - (9) TNT (M\$)	131,2	1,9	3,1	3,8	4,5	5,7	48,9	52,9	55,8

**TABLEAU 3 :
COÛTS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ SANS PROGRAMMES DE GDP**

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Bilan sans GDP - Puissance additionnelle requise (MW)		483	950	1 100	1 350	1 550	1 850	2 150	2 450
MW à acquérir pour équilibrer le bilan		287	390	420	470	500	510	530	540
(1) Avec achats puissance court terme		287	390	420	-	-	10	30	40
(2) Avec appel d'offres de long terme		-	-	-	500	500	500	500	500
Achats court terme prime fixe									
(3) Coût unitaire \$/kW		20	20	21	21	22	22	23	23
(4) = (3) x (1) Total (M\$)	22,4	5,7	8,0	8,7	-	-	0,2	0,7	0,9
Achats court terme prime variable									
(5) Coût unitaire (¢/kWh)		18,01	18,37	18,74	19,11	19,49	19,88	20,28	20,69
(6) GWh pour 100 heures		29	39	42	-	-	1	3	4
(7) = (6) x (5) Total (M\$)	20,2	5,2	7,2	7,9	-	-	0,2	0,6	0,8
Achat A/O prime fixe									
(8) Coût unitaire (\$/kW)		-	-	-	117	119	122	124	127
(9) = (8) x (2) Total (M\$)	233,8	-	-	-	58,5	59,7	60,9	62,1	63,3
Achat A/O prime variable									
(10) Coût unitaire (¢/kWh)		-	-	-	6,19	6,32	6,44	6,57	6,70
(11) GWh pour 100 heures		-	-	-	50	50	50	50	50
(12) = (11) x (10) Total (M\$)	12,4	-	-	-	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4
(13) = (4) + (7) + (9) + (12) Coûts d'achats d'électricité	288,8	10,9	15,1	16,6	61,6	62,8	64,5	66,7	68,4

Comparaison avec les coûts totaux du programme GDP Affaires (M\$)

(14) Coûts totaux GDP Affaires (M\$)	207,7	23,0	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
(15) = (14) - (13) Écart	(81,1)	12,1	13,7	13,0	(31,1)	(29,5)	(30,3)	(30,8)	(31,7)

Différences entre les MW fournis aux tableaux R-2.1, R-2.2-A, R-2.2-B et R-2.2-C

1 Le tableau R-2.2-C est une illustration de l'impact sur les coûts d'achats d'électricité d'une
2 situation sans aucun programme de gestion de la demande en puissance, quelle que soit la
3 clientèle. Aux fins de cette illustration, le Distributeur a donc exclus de son bilan les MW
4 associés tant au Programme qu'aux initiatives touchant la clientèle résidentielle.

5 À cet effet, le Distributeur souligne qu'en ne considérant que le retrait des MW associés au
6 Programme, le TNT atteindrait 284,3 M\$ (comparativement à 288,8 M\$, comme indiqué au
7 tableau 3). L'impact sur les résultats serait donc marginal et ne modifierait en rien la
8 conclusion à l'effet que le scénario de référence avec le Programme est moins coûteux pour
9 le Distributeur.