STRATÉGIE TARIFAIRE

Dans sa décision D-2016-033[42], la Régie exprimait son accord avec les conclusions du Distributeur quant au maintien des conditions d'admissibilité des serriculteurs au tarif DT[43] et lui demandait de maintenir le suivi des adhésions et de leur impact.

Le Distributeur tient à mentionner à la Régie qu'il a entrepris en 2016 des discussions avec les Producteurs en serre du Québec et d'autres partenaires, notamment le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec, l'Union des producteurs agricoles et certains producteurs en serre afin d'évaluer la situation de la production en serre et les mesures qui pourraient être mises de l'avant pour favoriser la croissance de leur production et de leur consommation d'électricité. Ces démarches ne sont pas complétées. Pour l'instant, il est donc prématuré de modifier les modalités des mesures tarifaires applicables aux serres.

5.1.1. Tarif DT

Tel qu'il a été mentionné dans les dossiers R-3905-2014[44] et R-3933-2015[45], 2 serriculteurs maraîchers, dont la capacité du ou des systèmes biénergie totalise environ 250 kW dans chacun des cas, ont souscrit en 2014 au tarif DT. Il n'y a pas eu de nouveaux clients depuis.

Pour la 2e année d'adhésion, le Distributeur constate au total une augmentation de la consommation d'électricité d'environ 10 %, une économie annuelle moyenne sur la facture d'électricité de près de 40 % par rapport au tarif D et un prix unitaire d'environ 35 % plus avantageux que le prix moyen du mazout de 73 ¢/litre pour la saison de chauffage 2015-2016. Ces économies tiennent compte du fait que ces deux abonnements paient une prime de puissance au tarif DT pour leurs appels de puissance en dehors de la période de pointe où ils consomment du mazout. Par ailleurs, la participation de ces 2 clients agricoles au parc biénergie existant n'a pas d'impact sur la rentabilité du tarif DT.

5.1.2. Électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse

Au 1er juillet 2016, 14 abonnements sont facturés à l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse et, pour 12 d'entre eux, il s'agit de serres maraîchères. Onze de ces abonnements ont une consommation de base facturée au tarif M alors que pour 3 d'entre eux, elle est facturée au tarif D. Les puissances de référence varient entre 0 et 775 kW[46].

Pour les 9 abonnements ayant adhéré à l'option au cours des années 2013 et 2014, le Distributeur observe une augmentation globale de la consommation de 20 % en comparant la période du 1er avril 2015 au 31 mars 2016 à celle du 1er avril 2013 au 31 mars 2014. Bien

[42] Décision D-2016-033, paragraphe 896.
[43] Dossier R-3933-2015, pièce HQD-14, document 2 (B-0049), section 6.1.
[44] Dossier R-3905-2014, pièce HQD-14, document 2 (B-0049), section 4.1.1.
[45] Dossier R-3933-2015, pièce HQD-14, document 2 (B-0049), section 6.1.
[46] Pour une serre qui était auparavant au tarif de transition - photosynthèse, l'abonnement inclut uniquement cet usage, ce qui explique une puissance de référence de 0.

qu'une croissance de la consommation soit observée pour 4 serres, 4 d'entre elles ont diminué leur consommation alors qu'une l'a maintenue au même niveau.

Les données de facturation sur une période de 12 mois se terminant au 31 mars 2016, montrent que la facture d'électricité pour la consommation facturée à l'option et celle de référence facturée au tarif régulier représente, pour ces abonnements, une économie du même ordre que celle estimée l'année dernière, soit 40 % par rapport à une facturation de toute la consommation au tarif régulier. Cette économie se traduit par un manque à gagner pour le Distributeur qui s'élève à 0,8 M$.

Par ailleurs, 4 serres additionnelles bénéficient de l'option depuis le printemps 2015 et une depuis l'hiver 2016. Il ne s'agit pas de nouvelles superficies de culture puisque 4 d'entre elles sont des reprises d'installations laissées vacantes qui étaient facturées à l'option d'électricité additionnelle (OEA) auparavant alors que l'abonnement de la cinquième était facturé au tarif de transition - photosynthèse.

Durant l'hiver 2015-2016, il n'y a eu qu'une seule période de restriction qui a totalisé 6 heures. Une seule serre a enregistré une consommation significative au-delà de sa référence en période de restriction correspondant à 7 % de la consommation totale de la période de consommation.

5.2. Tarif de développement économique

Dans sa décision D-2016-033[47], la Régie demandait au Distributeur de poursuivre le suivi du tarif de développement économique. À ce jour, le Distributeur a conclu des ententes avec ~~neuf~~ 11 clients, principalement des centres de données, dont un est déjà facturé au tarif de développement économique ~~pour lesquels le tarif pourrait s'appliquer dans certains cas dès la fin 2016~~.

Le Distributeur a déposé le 1er novembre 2016 sa demande d'approbation du *Plan d'approvisionnement 2017-2026* (le « Plan »). Ce Plan montre que la période de surplus énergétiques s'étend maintenant jusqu'à la fin de 2026 et totalise 113 TWh[48]. Lors du dépôt de la demande d'approbation du tarif de développement économique, le Distributeur avait précisé que la période d'application de la réduction tarifaire ainsi que la date de fin de l'offre du tarif pourraient être ajustées, au besoin, en fonction du contexte énergétique[49]. Dans ce contexte, le Distributeur propose de prolonger la période d'application du tarif de développement économique jusqu'au 31 mars 2027 et ainsi accroître l'attrait de ce tarif.

Le tableau 10 révisé présente la simulation de la neutralité du tarif de développement économique en considérant cette nouvelle échéance. ~~Outre le coût à la marge qui est évalué sur la base des coûts évités de l'énergie et de la puissance du présent dossier[50], l~~Les hypothèses ainsi que la méthodologie explicitée lors du dossier tarifaire R-3905-2014 sont

[47] Décision D-2016-033, paragraphe 926.
[48] Dossier R-3986-2016, pièce HQD-1, document 1, section 3.2, pages 17 et 18 (B-0006).
[49] Dossier R-3905-2014, pièce HQD-16, document 6, page 7 de 20 (B-0185)
~~[50] Pièce HQD-4, document 4.~~

reconduites[51], mais le coût à la marge tient compte de la proposition du Distributeur de déplacer le signal du coût évité en puissance à l'hiver 2023-2024, comme indiqué à la pièce HQD-16, document 1.5 (B-0116)[52].

TABLEAU 10 RÉVISÉ :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ (¢/KWH)

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,2	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,3	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,0	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDE	3,0	0,0	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,0	0,1	0,2	3,3	0,2	3,5	0,5	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,1	0,2	0,2	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE	3,1	0,3	0,3	3,7	0,2	3,9	0,2	4,0	-20,0%	5,0
2022	TDE	3,2	0,3	0,3	3,8	0,2	4,0	0,1	4,1	-20,0%	5,1
2023	TDE	3,3	0,4	0,3	3,9	0,2	4,1	(0,0)	4,1	-20,0%	5,1
2024	TDE + transition	3,3	0,5	1,5	5,3	0,2	5,5	(1,1)	4,4	-15,0%	5,2
2025	TDE + transition	3,4	0,6	1,5	5,5	0,2	5,7	(1,0)	4,7	-10,0%	5,2
2026	TDE + transition	3,5	0,7	1,5	5,7	0,2	5,9	(0,9)	5,0	-5,0%	5,3
Annuité 2015-2026 *5,248%*		**3,1**	**0,3**	**0,5**	**3,8**	**0,2**	**4,0**	**0,1**	**4,1**	**-18,0%**	**5,0**

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,2	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,3	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,0	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDE	3,0	0,0	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	5,0
2019	TDE	3,0	0,1	1,3	4,4	0,2	4,6	(0,6)	4,1	-20,0%	5,1
2020	TDE	3,1	0,2	1,3	4,7	0,2	4,9	(0,8)	4,1	-20,0%	5,1
2021	TDE + transition	3,1	0,3	1,4	4,8	0,2	5,0	(0,7)	4,3	-15,0%	5,0
2022	TDE + transition	3,2	0,3	1,4	4,9	0,2	5,1	(0,6)	4,6	-10,0%	5,1
2023	TDE + transition	3,3	0,4	1,4	5,1	0,2	5,3	(0,4)	4,9	-5,0%	5,1
Annuité *5,248%*		**3,0**	**0,2**	**0,8**	**4,0**	**0,2**	**4,2**	**(0,1)**	**4,1**	**-17,2%**	**5,0**

L'analyse de rentabilité montre que le coût à la marge du Distributeur correspond au tarif de développement économique pour un client au tarif L. Par ailleurs, la disponibilité de l'électricité patrimoniale contribue au maintien de la rentabilité du tarif.

La page 135 de la pièce HQD-14, document 4 révisée, présente la modification aux Tarifs, qui se résume au remplacement de l'année 2024 par 2027 à l'article 6.44.

[51] Dossier R-3905-2014, pièce HQD-15, document 1.4 (B-0107), réponse à la question 6.1, pages 11 et 12.
[52] Pièce HQD-16-document 1.5 (B-0116), réponse à la question 9.1 de la demande de renseignements n° 5 de la Régie.