

Note de service

Destinataire : Mike Manning, Directeur général, Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

Expéditeur : Todd Williams

Date : Le 15 mars 2017

Objet : Calcul du nouveau TDC (tarif direct au consommateur) définitif (2011-2015) pour 115-230 kV tenant compte de la décision sur la répartition de l'ajustement global

Introduction

Un grand nombre des contrats d'achat d'électricité conclus entre l'ancienne Ontario Hydro et des producteurs privés d'électricité (« PPE ») utilisaient un indice fondé sur l'ancien tarif direct aux consommateurs (« TDC ») appliqué par Ontario Hydro. Ces contrats, qui prévoyaient des seuils ou des dispositions relatives à une augmentation minimale, sont désormais assujettis à un nouvel indice, qu'on appelle le nouveau TDC. Le nouveau TDC est calculé à partir du coût total du marché (« CTM ») et comprend le coût du produit, le coût du service de transport et tous les autres frais connexes.

La présente note de service parle du calcul final du CTM pour 115-230 kV, pour 2011-2015, en tenant compte de la décision relative à la répartition de l'ajustement global, tel que décrit ci-dessous.

Le calcul du CTM pour 115-230 kV a été rajusté afin de refléter les changements faisant suite à la mise à jour de l'ordonnance sur les tarifs de transmission uniforme en Ontario émise par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») annuellement. Le calcul du CTM pour 115-230 kV a été rajusté pour tenir compte des frais de règlement liés au recouvrement de certains coûts engagés par les sociétés de distribution pour le raccordement, à leur réseau de distribution, de nouvelles installations de production d'électricité axées sur les énergies renouvelables. Les coûts de 2011-2015 ont été évalués pour la période de janvier à décembre 2014 et ont été facturés aux participants en fonction de la proportion d'électricité prélevée sur la quantité attribuée pour le mois¹. Le recouvrement de ces coûts a été rendu possible par le Règlement 330/09², et les montants mensuels sont approuvés par la CEO.

Le crédit mensuel de compensation lié au raccordement des installations de production d'électricité axées sur les énergies renouvelables a été ajouté au volet des frais de service du marché de gros du CTM pour 115- 230 kV. Ces données sont présentées en détail à des fins de référence dans la section des renseignements généraux intitulée « Ce qu'il faut savoir sur le CTM et le TDC ». Depuis octobre 2011, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») facture également des frais de hausse quotidienne, qui s'ajoutent au volet des frais de service du marché de gros du CTM³ pour 115- 230 kV.

¹ SIERE – Recovering the Cost of Renewable Energy Connections (en anglais seulement); le 22 juillet 2010.

<http://www.ieso.ca/Pages/News/NewsItem.aspx?newsID=5300>

² Règlement de l'Ontario 330/09

http://www.e-laws.gov.on.ca/html/regs/english/elaws_regs_090330_e.htm

³ SIERE – Guide to Electricity Charges (en anglais seulement).

<http://www.ieso.ca/Pages/Participate/Settlements/Guide-to-Electricity-Charges.aspx>

Les frais au titre de la Réponse à la demande basé sur la capacité (CBDR) ont été ajoutés à l'élément Frais administratif du marché de gros du CTM pour 115-230 kV à compter de sa mise en œuvre en mai 2015. Les frais au titre de la CBDR sont répartis en utilisant la même méthode que pour la répartition de l'ajustement global (voir la section « Répartition de l'ajustement global » ci-dessous).

Répartition de l'ajustement global

À compter de 2011, la façon de répartir l'ajustement global a changé. Avant 2011, l'ajustement global était affecté à tous les consommateurs en fonction de leur consommation énergétique. Cette pratique a été modifiée par le règlement de l'Ontario 398/10, lequel modifiait le règlement de l'Ontario 429/04. Le règlement modifié établit ainsi deux catégories de consommateurs : les consommateurs de catégorie A, dont la consommation mensuelle moyenne dépasse 5 MW; et les consommateurs de catégorie B. Aux termes du règlement modifié, l'ajustement global est affecté différemment aux consommateurs de catégorie A et aux consommateurs de catégorie B.

Dans la présente note de service, le CTM est calculé de façon à inclure le montant de l'ajustement global que doivent payer tous les consommateurs d'énergie réparti proportionnellement selon la consommation d'énergie en vue de refléter la répartition de l'ajustement global exigée par la décision du juge Wilton Siegel, datée du 12 mars 2015, dans l'affaire N-R Power and Energy Corporation c. OEFC.

Calcul du nouveau TDC définitif (2011) pour 115-230 kV

Le nouveau TDC définitif (2011) pour 115-230 kV représente le plus élevé des montants suivants : i) la moyenne du CTM pour 115-230 kV pour les trois années civiles allant de janvier 2009 à décembre 2011 inclusivement, selon le nombre de jours dans chaque période, et ii) le nouveau TDC définitif (2010) pour 115-230 kV. Le nouveau TDC définitif (2011) pour 115-230 kV s'élève à 8,1888 cents/kWh, tel qu'indiqué au Tableau 3.

Tableau 3 : nouveau TDC définitif (2011) pour 115-230 kV

	Définitif 2009	Définitif 2010	Définitif 2011
PHEO moyen annuel	2,9518	3,6255	3,0152
CTM (P)			
Actuel, selon les PHEO, FSMG réels, les tarifs réglementés, le rabais estimatif, etc.	7,8553	8,1132	8,5980
nouveau TDC	7,1725	7,6383	
nouveau TDC définitif = le plus élevé de :			
i) CTM moyen (2009, 2010, 2011)	8,1888		
ii) nouveau TDC (2010)	7,6383		
nouveau TDC définitif (2011)			8,1888

Calcul du nouveau TDC définitif (2012) pour 115-230 kV

Le nouveau TDC définitif (2012) pour 115-230 kV représente le plus élevé des montants suivants : i) la moyenne du CTM pour 115-230 kV pour les trois années civiles allant de janvier 2010 à décembre 2012 inclusivement, selon le nombre de jours dans chaque période, et ii) le nouveau TDC définitif (2011) pour 115-230 kV. Le nouveau TDC définitif (2012) pour 115-230 kV s'élève à 8,4654 cents/kWh, tel qu'indiqué au Tableau 6.

Tableau 6 : nouveau TDC définitif (2012) pour 115-230 kV

	Définitif 2010	Définitif 2011	Définitif 2012
PHEO moyen annuel	3,6255	3,0152	2,2805
CTM (P)			
Actuel, selon les PHEO, FSMG réels, les tarifs réglementés, le rabais estimatif, etc.	8,1132	8,5980	8,6844
nouveau TDC	7,6383	8,1888	
nouveau TDC définitif = le plus élevé de :			
i) CTM moyen (2010, 2011, 2012)	8,4654		
ii) nouveau TDC définitif (2011)	8,1888		
nouveau TDC définitif (2012)			8,4654

Calcul du nouveau TDC définitif (2013) pour 115-230 kV

Le nouveau TDC définitif (2013) pour 115-230 kV représente le plus élevé des montants suivants : i) la moyenne du CTM pour 115-230 kV pour les trois années civiles allant de janvier 2011 à décembre 2013 inclusivement, selon le nombre de jours dans chaque période, et ii) le nouveau TDC définitif (2012) pour 115-230 kV. Le nouveau TDC définitif (2013) pour 115-230 kV s'élève à 9,0230 cents/kWh, tel qu'indiqué au Tableau 9.

Tableau 9 : nouveau TDC définitif (2013) pour 115-230 kV

	Définitif 2011	Définitif 2012	Définitif 2013
PHEO moyen annuel	3,0152	2,2805	2,4980
CTM (P)			
Actuel, selon les PHEO, FSMG réels, les tarifs réglementés, le rabais estimatif, etc.	8,5980	8,6844	9,7875
nouveau TDC	8,1888	8,4654	
nouveau TDC définitif = le plus élevé de :			
i) CTM moyen (2011, 2012, 2013)	9,0230		
ii) nouveau TDC définitif (2012)	8,4654		
nouveau TDC définitif (2013)			9,0230

Calcul du nouveau TDC définitif (2014) pour 115-230 kV

Le nouveau TDC définitif (2014) pour 115-230 kV représente le plus élevé des montants suivants : i) la moyenne du CTM pour 115-230 kV pour les trois années civiles allant de janvier 2012 à décembre 2014 inclusivement, selon le nombre de jours dans chaque période, et ii) le nouveau TDC définitif (2013) pour 115-230 kV. Le nouveau TDC définitif (2014) pour 115-230 kV s'élève à 9,5766 cents/kWh, tel qu'indiqué au Tableau 12.

Tableau 12 : nouveau TDC définitif (2014) pour 115-230 kV

	Définitif 2012	Définitif 2013	Définitif 2014
PHEO moyen annuel	2,2805	2,4980	3,2389
CTM (P)			
Actuel, selon les PHEO, FSMG réels, les tarifs réglementés, le rabais estimatif, etc.	8,6844	9,7875	10,2604
nouveau TDC	8,4654	9,0230	
nouveau TDC définitif = le plus élevé de :			
i) CTM moyen (2012, 2013, 2014)	9,5766		
ii) nouveau TDC définitif (2013)	9,0230		
nouveau TDC définitif (2014)			9,5766

nouveau TDC définitif (2015) pour 115-230 kV

Méthodologie et résultats

Les valeurs du *nouveau* TDC définitif (2015) pour 115-230 kV sont fournies au Tableau 13. Les renseignements à l'appui des calculs effectués sont communiqués dans les sections qui suivent.

Tableau 13 : Valeurs du *nouveau* TDC définitif (2015) pour 115-230 kV (cents par kWh)

Tension	Définitif 2015
115-230 kV	10,3755

Calcul du coût total du marché (CTM)

Le CTM définitif (2015) pour 115-230 kV est de 11,0786 cents/kWh, tel qu'indiqué au Tableau 14.

Tableau 14 : Calcul du CTM définitif (2015) pour 115-230 kV

		Janv.	Févr.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Total
STATISTIQUES MENSUELLES	jours	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
	heures totales	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8760
TAUX DU MARCHÉ														Moyenne pondérée
PHEO	c/kWh	2,864	4,965	2,423	1,574	1,422	1,420	2,025	2,187	2,986	2,411	0,929	1,004	2,1663
FSMG	c/kWh	0,538	0,567	0,378	0,283	0,333	0,338	0,363	0,401	0,750	0,502	(0,397)	0,392	0,3705
Tx réseau	\$/kW/m	3,780	3,780	3,780	3,780	3,780	3,780	3,780	3,780	3,780	3,780	3,780	3,780	3,780
Tx branchement	\$/kW/m	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860
Tarif direct au consommateur	c/kWh	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	
Ajustement global	c/kWh	4,727	3,682	5,746	8,542	8,621	8,571	7,305	7,325	6,120	6,755	10,218	8,670	
CALCUL DU COÛT TOTAL DU MARCHÉ														
Coût total du marché par mois	c/kW/mois	7 032	7 126	7 344	8 455	8 704	8 405	8 197	8 360	8 065	8 178	8 708	8 473	
Coût total du marché par an	c/w/kWh/an													97 049
CTM = coût total du marché	c/kWh													11,0786

Calcul du nouveau TDC définitif (2015) pour 115-230 kV

Le nouveau TDC définitif (2015) pour 115-230 kV représente le plus élevé des montants suivants : i) la moyenne du CTM pour 115-230 kV pour les trois années civiles allant de janvier 2013 à décembre 2015 inclusivement, selon le nombre de jours dans chaque période, et ii) le nouveau TDC définitif (2014) pour 115-230 kV. Le nouveau TDC définitif (2015) pour 115-230 kV s'élève à 10,3755 cents/kWh, tel qu'indiqué au Tableau 15.

Tableau 15 : nouveau TDC définitif (2015) pour 115-230 kV

	Définitif 2013	Définitif 2014	Définitif 2015
PHEO moyen annuel	2,4980	3,2389	2,1663
CTM (P)			
Actuel, selon les PHEO, FSMG réels, les tarifs réglementés, le rabais estimatif, etc.	9,7875	10,2604	11,0786
nouveau TDC	9,0230	9,5766	
nouveau TDC définitif (2015) = le plus élevé de :			
i) CTM moyen (2013, 2014, 2015)	10,3755		
ii) nouveau TDC définitif (2014)	9,5766		
nouveau TDC définitif (2015)			10,3755

Ce qu'il faut savoir sur le CTM et le TDC

Un grand nombre de contrats d'achat d'électricité (« CAE ») conclus avec des producteurs privés d'électricité (« PPE ») contiennent des dispositions prévoyant le rajustement annuel des prix contractuels, calculé sur la base du tarif direct aux consommateurs (« TDC ») appliqué par Ontario Hydro. Comme le TDC a disparu avec l'ouverture du marché, il a fallu établir un indice de remplacement. Le Conseil d'administration de la SFIEO a approuvé le remplacement du TDC dans les CAE conclus entre la SFIEO et les PPE sur la base indiquée dans la version préliminaire du document de travail (le « *document de travail* »), datée du 24 juin 2002 et préparée par le comité de travail composé de représentants de la SFIEO et de la Société des producteurs d'électricité indépendants de l'Ontario (« SPEIO »). L'indice de remplacement est calculé sur la base du coût entier de 100 % du facteur de charge que paierait dorénavant un client direct typique dans le marché restructuré, à la tension fournie. Les valeurs du ^{nouveau}TDC (P) et du CTM (P) figurant dans ce document sont calculées conformément au *document de travail*, pour l'année P.

Veillez noter que les éléments suivants entrent dans le calcul des frais de service du marché de gros (FSMG) pour un mois donné :

1. les frais de règlement de la hausse horaire (montant en \$/MWh tiré des données de la SIERE établies comme étant « définitives »);
2. les frais de la hausse quotidienne (montant en \$/MWh tiré des données de la SIERE établies comme étant « définitives »);
3. les frais de la hausse mensuelle (montant en \$/MWh tiré des données de la SIERE établies comme étant « définitives »);
4. les frais d'administration de la SIERE (montant en \$/MWh déterminé par la CEO);
5. la protection des tarifs aux consommateurs d'électricité en milieu rural ou en région éloignée (montant en \$/MWh, tel qu'établi par la CEO);
6. les frais d'administration de l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) (montant en \$/MWh, tel qu'établi par la CEO);
7. le crédit mensuel de compensation lié au raccordement des installations de production d'électricité axées sur les énergies renouvelables.

Les frais de service du marché de gros publiés dans les rapports mensuels de la SIERE (actuellement l'article 7 de ce rapport) n'entrent pas dans le calcul du CTM car ils sont calculés à partir des frais préliminaires de règlement de la hausse horaire.

À l'ouverture du marché, la structure des rabais consentis dans le cadre de l'Entente sur l'atténuation de l'emprise du marché (« l'EAEM ») s'appliquait à tous les consommateurs ontariens, c'est pourquoi elle fait partie du calcul du ^{nouveau}TDC. En ce qui concerne les consommateurs, le projet de loi 210 a remplacé le rabais consenti par l'EAEM par un rabais plus transparent, accordé dans le cadre du Plan de protection des entreprises. Pour la période allant du 1^{er} mai 2002 au 30 avril 2003, on a utilisé le rabais accordé par l'EAEM pour calculer le CTM et, pour les périodes suivantes, celui consenti dans le cadre du Plan de protection des entreprises.

Le mécanisme des rabais a de nouveau été modifié et le calcul du CTM a été actualisé pour tenir compte de cette modification. La *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (projet de loi 100) a permis de mettre en place un nouveau mécanisme de rabais appelé Ajustement global. L'Ajustement global tient compte de la différence entre tout revenu compensatoire et le total des paiements versés à des producteurs détenant un contrat (y compris les PPE et les producteurs soumissionnaires), au titre des contrats de réduction de la charge/aux producteurs de l'OPG réglementés (les producteurs prescrits). L'Ajustement global est calculé et payé chaque mois et peut être positif ou négatif.

En plus de l'Ajustement global, le nouveau règlement comprend le rabais relatif aux producteurs non prescrits de l'OPG, qui a pris fin le 30 avril 2009, mais un versement sera fait pour la dernière fois aux intervenants du marché pour la période se terminant le 31 janvier 2009.

Pour obtenir de plus amples détails sur ces rabais et la façon dont ils sont traités dans le calcul du coût total du marché, consultez la lettre mise à jour adressée par Navigant Consulting à la SFIEO en date du 27 avril 2006 et qui est affichée sur le site Web de la SFIEO.

Recouvrement du coût lié au raccordement des installations de production d'électricité axées sur les énergies renouvelables

Le recouvrement de certains coûts de raccordement engagés par les sociétés de distribution en rapport avec la production d'électricité à partir des énergies renouvelables a été rendu possible par le Règlement de l'Ontario 330/09. Navigant a ajouté les montants des crédits mensuels de compensation liés au raccordement des installations de production d'électricité axées sur les énergies renouvelables au volet des frais de service du marché de gros du CTM. Ces valeurs figurent également à l'article 7 des rapports mensuels de la SIERE.