

## Note de service

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

**Expéditeur :** Andy Tam et Dixon Grant

**Date :** Le 28 août 2020

**Objet :** Calculs du nouveau TDC définitif (2019) pour 115-230kV

## Introduction

La Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO ») est tenue de calculer et de publier le coût total du marché (« CTM ») et le nouveau TDC définitif (2019) pour 115-230 kV dès que les données du marché sont disponibles. Ces données sont désormais disponibles et la SFIEO a demandé à Guidehouse d'effectuer ces calculs. Cette note de service fournira les calculs du nouveau TDC définitif (2019) pour 115-230kV.

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 2019, EB-2018-0326 émise par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») le 20 décembre 2018, utilisés dans les calculs relatifs à la période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2019. Les tarifs finaux déterminés dans l'ordonnance sur les tarifs de transmission uniforme EB-2019-0164, émise par la CEO le 25 juillet 2019, sont utilisés dans les calculs portant sur la période du 1<sup>er</sup> juillet au 31 décembre 2019.

En outre, 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 2019 ont été évalués et ont été facturés aux participants en fonction de la proportion d'électricité prélevée sur la quantité attribuée pour le mois<sup>1</sup>.

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 TDC ». En outre, 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 CTM<sup>2</sup> pour 115- 230 kV.

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

---

<sup>1</sup> SIERE – Market Summaries (en anglais seulement)

<http://www.ieso.ca/power-data/market-summaries-archive>

<sup>2</sup> SIERE – Guide to Wholesale Electricity Charges (en anglais seulement).

<http://www.ieso.ca/en/Sector-Participants/Settlements/Guide-to-Wholesale-Electricity-Charges>

frais au titre de la CBDR sont répartis en utilisant la même méthode que pour la répartition de l'ajustement global (voir la section « Changements apportés à la répartition de l'ajustement global » ci-dessous).

Depuis le 1<sup>er</sup> mai 2017, les contribuables n'ont plus à payer pour le Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (POAFE). Le POAFE ne fait donc plus partie du calcul du CTM depuis cette date.

Les frais de redevance de liquidation de la dette (« RLD ») ont également pris fin à compter du 31 mars 2018 pour tous les utilisateurs de l'électricité. Ainsi la RLD n'est pas incluse dans le calcul du CTM en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> avril 2018<sup>3</sup>.

### **Changements apportés à la répartition de l'ajustement global**

La méthode d'attribution de l'ajustement global à la clientèle a été modifiée en 2011. Avant 2011, l'ajustement global était réparti parmi l'ensemble des consommateurs selon leur consommation d'énergie. Le Règl. de l'Ont. 398/10 a amendé le Règl. de l'Ont. 429/04 de façon à permettre d'affecter différemment l'ajustement global 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.

### ***Loi de 2017 sur le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables (LPOFEE) et Loi de 2019 pour réparer le gâchis dans le secteur de l'électricité (LRGSE)***

Aux termes de la LPOFEE, une portion du coût de l'ajustement global qu'auraient dû payer certains consommateurs a été reportée (ce qui est défini comme le « report de la SIERE » dans la LPOFEE) à compter du 1<sup>er</sup> mai 2017, portion qui aurait été éventuellement recouvrée par l'entremise de l'ajustement pour l'énergie propre (AEP), tel que prévu et défini dans la LPOFEE. Le report de la SIERE et l'AEP sont abrogés par la LRGSE à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2019.

Dans le cas des producteurs privés d'électricité dont les contrats d'achat d'électricité prévoient des hausses de tarifs basées sur le CTM et le <sup>nouveau</sup>TDC, le montant total annuel des reports de la SIERE de chaque année est inclus et ajouté par la SFIEO dans le calcul du CTM durant la période entre le 1<sup>er</sup> mai 2017 et le 31 octobre 2019.

Les modifications apportées à la *Loi de 2016 sur la remise de l'Ontario pour les consommateurs d'électricité* par la LRGSE pour fournir une aide financière à certains consommateurs n'affectent pas le calcul du CTM.

### **Méthodologie et résultats**

Les valeurs du <sup>nouveau</sup>TDC définitif (2019) pour 115-230 kV sont fournies au Tableau 1. Les renseignements à l'appui des calculs effectués sont communiqués dans les sections qui suivent.

---

<sup>3</sup> IESO – Debt Retirement Charge ended March 31 for all electricity users (en anglais seulement)  
<http://www.ieso.ca/en/sector-participants/ieso-news/2018/04/debt-retirement-charge-ended-march-31-for-all-electricity-users>

**Tableau 1 : Valeurs du nouveau TDC définitif (2019) pour 115-230 kV (cents par kWh)**

Tension	Définitif 2019
115-230 kV	11,8008

**Calcul du coût total du marché (CTM)**

Le CTM définitif (2019) pour 115-230 kV est de 12,0946 cents/kWh, tel qu'indiqué au Tableau 2.

**Tableau 2 : Calcul du CTM définitif (2019) pour 115-230 kV**

		Janv.	Févr.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Total	
<b>STATISTIQUES MENSUELLES</b>	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	8 760	
<b>TAUX DU MARCHÉ</b>														<b>Moyenne pondérée</b>	
	PHEO	c/kWh	2,636	2,708	2,670	1,479	0,701	0,368	2,053	1,481	1,337	0,655	1,962	2,059	1,0938
	FSMG	c/kWh	0,446	0,465	0,510	0,441	(0,037)	0,467	0,436	0,392	0,386	0,420	(0,099)	0,392	0,3497
	Tx réseau	\$/kW/m	3,710	3,710	3,710	3,710	3,710	3,710	3,830	3,830	3,830	3,830	3,830	3,830	3,770
	Tx branchement	\$/kW/m	0,940	0,940	0,940	0,940	0,940	0,940	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,950
	Ajustement global	c/kWh	7,348	7,856	7,119	10,470	10,686	11,680	8,744	10,916	10,201	11,316	8,520	8,216	
	<b>CALCUL DU COÛT TOTAL DU MARCHÉ</b>														
	Coût total du marché par mois	c/kW/mois	8 225	7 863	8 127	9 386	8 910	9 475	8 837	9 994	9 064	9 698	7 955	8 417	
	Coût total du marché par an	c/w/kWh/an													105 949
	CTM = coût total du marché	c/kWh													<b>12,0946</b>

**Calcul du nouveau TDC définitif (2019) pour 115-230 kV**

Le nouveau TDC définitif (2019) 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 2017 à décembre 2019 inclusivement, selon le nombre de jours dans chaque période, et ii) le nouveau TDC définitif (2019) pour 115-230 kV. Le nouveau TDC définitif (2018) pour 115-230 kV s'élève à 11,8008 cents/kWh, et le deuxième nouveau TDC intérimaire (2019) et nouveau TDC définitif (2019) pour 115-230 kV s'élève à 11,8008 cents/kWh, tel qu'indiqué au Tableau 3.

**Tableau 3 : nouveau TDC définitif (2019) pour 115-230 kV**

	Définitif 2017	Définitif 2018	Définitif 2019
CTM (P)			
Actuel, selon les PHEO, FSMG réels, les tarifs réglementés, le rabais estimatif, etc.	11,8888	11,3784	12,0946
nouveau TDC		11,8008	
nouveau TDC définitif = le plus élevé de :			
i) CTM moyen (2017, 2018, 2019)	11,7873		
ii) nouveau TDC définitif (2019)	11,8008		
nouveau TDC définitif 2019			11,8008

## Ce qu'il faut savoir sur 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 <sup>nouveau</sup>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 au titre de la Réponse à la demande basée sur la capacité (montant en \$/MWh tiré des données de la SIERE établies comme étant « définitives »);
7. le crédit mensuel de compensation lié au raccordement des installations de production d'électricité axées sur les énergies renouvelables (montant en \$/MWh tiré des données de la SIERE établies comme étant « définitives » pour tous les mois à l'exception du mois de décembre pour lequel elles sont établies comme étant « préliminaires »).

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 <sup>nouveau</sup>TDC. Les rabais prévus par l'EAEM ont été remplacés par le programme Business Protection Plan Rebate (« BPPR ») au mois de mai 2003. Bien que les rabais prévus par l'EAEM aient été utilisés pour établir le CTM du 1<sup>er</sup> mai 2002 au 30 avril 2003, ce sont ceux du programme BPPR qui ont servi à calculer le CTM du mois de mai 2003 au mois de mars 2005.

D'autres modifications ont été apportées au mécanisme de rabais et le calcul du CTM a été mis à jour afin de refléter l'établissement de l'ajustement global en 2004. 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.

Outre l'ajustement global, la nouvelle réglementation de l'époque comprenait un rabais relatif aux producteurs non prescrits, aboli en date du 30 avril 2009, mais versé pour la dernière fois aux participants au marché pour la période ayant pris fin 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 (maintenant connu sous le nom de Guidehouse) 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; mais par souci de transparence, les taux mensuels sont fournis dans le tableau 4 ci-dessous. Ces valeurs figurent également à l'article 7 des rapports mensuels de la SIERE.

**Tableau 4 : Crédit mensuel de compensation lié au raccordement des installations de production d'électricité axées sur les énergies renouvelables**

<b>Mois (2018)</b>	<b>Tarifs (\$/MWh)</b>	<b>Préliminaire / Définitif</b>
Janvier	0,0209 \$	Définitif
Février	0,0235 \$	Définitif
Mars	0,0225 \$	Définitif
Avril	0,0254 \$	Définitif
Mai	0,0256 \$	Définitif
Juin	0,0251 \$	Définitif
Juillet	0,0206 \$	Définitif
Août	0,0223 \$	Définitif
Septembre	0,0255 \$	Définitif
Octobre	0,0254 \$	Définitif
Novembre	0,0236 \$	Définitif
Décembre	0,0223 \$	Définitif