

Note de service

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

Expéditeur : Todd Williams

Date : Le 6 février 2017

Objet : Calculs du deuxième ^{nouveau}TDC (tarif direct au consommateur) intérimaire de 2016 et du ^{nouveau}TDC provisoire de 2017 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 du deuxième intérimaire (2016) et du provisoire (2017) pour 115-230 kV dès que les données du marché sont disponibles. Ces données sont désormais disponibles et la SFIEO a demandé à Navigant Consulting d'effectuer ces calculs. Cette note de service fournira les calculs du deuxième ^{nouveau}TDC intérimaire de 2016 et du ^{nouveau}TDC provisoire de 2017 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 Ontario EB-2015-0311 émise par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») le 14 janvier 2016.

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 2016 ont été évalués pour la période de janvier à décembre 2016 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 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/imoweb/news/newsItem.asp?newsItemID=53000>

² Règlement de l'Ontario 330/09
http://www.e-laws.gov.on.ca/html/regs/english/elaws_regs_090330_e.htm

³ SIERE – Electricity Charges Explained (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).

Les frais en vertu du Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (POAFE) 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 janvier 2016.

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.

Méthodologie et résultats

Les valeurs du deuxième ^{nouveau}TDC intérimaire (2016) et du ^{nouveau}TDC provisoire (2017) pour 115-230 kV sont fournies au Tableau 1. Les renseignements à l'appui des calculs effectués sont communiqués dans les sections qui suivent.

Tableau 1 : Valeurs du deuxième ^{nouveau}TDC intérimaire (2016) et du ^{nouveau}TDC provisoire (2017) pour 115-230 kV (cents par kWh)

| Tension | Deuxième intérimaire 2016 | Provisoire 2017 |
|------------|---------------------------|-----------------|
| 115-230 kV | 11,1587 | 11,1587 |

Calcul du coût total du marché (CTM)

Le deuxième CTM intérimaire (2016) et provisoire (2017) pour 115-230 kV est de 12,1343 cents/kWh, tel qu'indiqué au Tableau 2.

Tableau 2 : Calcul du deuxième CTM intérimaire (2016) et provisoire (2017) pour 115-230 kV

| | | Janv. | Févr. | Mars | Avr. | Mai | Juin | Juil. | Août | Sept. | Oct. | Nov. | Déc. | Total |
|---------------------------------------|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------------|
| STATISTIQUES MENSUELLES | | | | | | | | | | | | | | |
| jours | | 31 | 29 | 31 | 30 | 31 | 30 | 31 | 31 | 30 | 31 | 30 | 31 | 366 |
| heures totales | | 744 | 696 | 744 | 720 | 744 | 720 | 744 | 744 | 720 | 744 | 720 | 744 | 8784 |
| | | | | | | | | | | | | | | Moyenne pondérée |
| TAUX DU MARCHÉ | | | | | | | | | | | | | | |
| PHEO | c/kWh | 1,278 | 1,150 | 0,519 | 0,573 | 1,201 | 1,869 | 2,092 | 3,045 | 1,529 | 1,146 | 1,496 | 1,943 | 1,4899 |
| FSMG | c/kWh | 0,589 | 0,003 | 0,527 | 0,566 | 0,211 | 0,631 | 0,688 | 0,795 | 0,646 | 0,565 | 0,041 | 0,590 | 0,4904 |
| Tx réseau | \$/kW/m | 3,660 | 3,660 | 3,660 | 3,660 | 3,660 | 3,660 | 3,660 | 3,660 | 3,660 | 3,660 | 3,660 | 3,660 | 3,660 |
| Tx branchement | \$/kW/m | 0,870 | 0,870 | 0,870 | 0,870 | 0,870 | 0,870 | 0,870 | 0,870 | 0,870 | 0,870 | 0,870 | 0,870 | 0,870 |
| TDC | 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 | 0,700 |
| Ajustement global | c/kWh | 8,521 | 9,083 | 9,647 | 9,989 | 9,675 | 8,647 | 7,683 | 6,592 | 8,543 | 9,907 | 9,876 | 7,931 | |
| CALCUL DU COÛT TOTAL DU MARCHÉ | | | | | | | | | | | | | | |
| Coût total du marché par mois | c/kW/mois | 8 702 | 8 064 | 8 929 | 8 969 | 9 222 | 8 983 | 8 758 | 8 735 | 8 674 | 9 618 | 9 174 | 8 759 | |
| Coût total du marché par an | c/w/kWh/an | | | | | | | | | | | | | 106 588 |
| CTM = coût total du marché | c/kWh | | | | | | | | | | | | | 12,1343 |

Calcul du deuxième ^{nouveau}TDC intérimaire (2016) et ^{nouveau}TDC provisoire (2017) pour 115-230 kV

Le deuxième ^{nouveau}TDC intérimaire (2016) et ^{nouveau}TDC provisoire (2017) 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 2014 à décembre 2016 inclusivement, selon le nombre de jours dans chaque période, et ii) le ^{nouveau}TDC définitif (2015) pour 115-230 kV. Le deuxième ^{nouveau}TDC intérimaire (2016) et ^{nouveau}TDC provisoire (2017) pour 115-230 kV s'élève à 11,1587 cents/kWh, tel qu'indiqué au Tableau 3.

Tableau 3 : Deuxième ^{nouveau}TDC intérimaire (2016) et ^{nouveau}TDC provisoire (2017) pour 115-230 kV

| | Définitif 2014 | Définitif 2015 | Deuxième intérimaire 2016 | Provisoire 2017 |
|---|----------------|----------------|---------------------------|-----------------|
| PHEO moyen annuel | 3,2389 | 2,1663 | 1,4899 | |
| CTM (P) | | | | |
| Actuel, selon les PHEO, FSMG réels, les tarifs réglementés, le rabais estimatif, etc. | 10,2604 | 11,0786 | 12,1343 | |
| ^{nouveau} TDC | | 10,3755 | | |
| ^{nouveau} TDC (2016) = le plus élevé de : | | | | |
| i) CTM moyen (2014, 2015, 2016) | 11,1587 | | | |
| ii) ^{nouveau} TDC définitif (2015) | 10,3755 | | | |
| Deuxième ^{nouveau} TDC intérimaire (2016) | | | 11,1587 | |
| ^{nouveau} TDC provisoire (2017) | | | | 11,1587 |

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 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; 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

| Mois (2016) | Tarifs (\$/MWh) | Préliminaire / Définitif |
|--------------------|------------------------|---------------------------------|
| Janvier | 0,0036 \$ | Définitif |
| Février | 0,0038 \$ | Définitif |
| Mars | 0,0039 \$ | Définitif |
| Avril | 0,0041 \$ | Définitif |
| Mai | 0,0190 \$ | Définitif |
| Juin | 0,0181 \$ | Définitif |
| Juillet | 0,0163 \$ | Définitif |
| Août | 0,0156 \$ | Définitif |
| Septembre | 0,0184 \$ | Définitif |
| Octobre | 0,0194 \$ | Définitif |
| Novembre | 0,0191 \$ | Définitif |
| Décembre | 0,0172 \$ | Préliminaire |