

Note de service

À : Kenneth Russell, Conseiller juridique, Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

De : Stephen Cartwright

Date : Le 7 septembre 2005

Objet : Calcul du nouveau TDC définitif de 2004 intérimaire de 2005

Introduction

La SFIÉO est tenue de calculer et de publier le nouveau TDC définitif (2004) dès que les données sur le marché sont définitives et le nouveau TDC intérimaire (2005) dans les 60 jours qui suivent la fin du semestre précédent. Cette mise à jour du milieu de l'année a été retardée par l'amélioration apportée aux estimations de 2002 et 2003 comme l'explique la note de service intitulée *Amélioration au calcul du nouveau TDC de 2002 et 2003* que l'on peut consulter dans le site Web de la SFIÉO. La SFIÉO a demandé à Navigant Consulting de faire ces calculs. La méthodologie utilisée et les résultats de ces calculs sont expliqués ci-après.

Résultats

Les valeurs du nouveau TDC définitif (2004) et du nouveau TDC intérimaire (2005) pour 115kV et 230kV sont données au Tableau 1. Les sections ci-après contiennent de plus amples détails sur les calculs.

Tableau 1: Valeurs du nouveau TDC définitif (2004) et du nouveau TDC intérimaire (2005) (cents par kWh)

Tension	Définitif 2004	Intérimaire 2005
115	6,0848	6,3174
230	6.0790	6.3174

Calcul du CTM

Le calcul du coût total du marché (CTM) définitif pour 115kV et 230kV en 2004 est 6,0428 cents/kWh, comme l'indique le Tableau 2. Veuillez remarquer que pour toutes les années subséquentes à 2002, les valeurs du CTM pour 115kV et 230kV sont égales.

Tableau 2 : Calcul du CTM définitif (2004) pour 115kV et 230kV

STATISTIQUES MENSUELLES		Janv.	Févr.	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct	Nov	Déc	Total Moyenne
FAUX DU MARCHÉ														
PHEO	c/kWh	6,622	5,274	4,890	4,592	4,806	4,669	4,558	4,351	4,957	4,911	5,228	5,082	4,9950
FSMG	c/kWh	0,584	0,487	0,525	0,482	0,508	0,455	0,92	0,425	0,465	0,434	0,539	0,457	0,4962
Tx réseau	\$/kWh	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	
Tx branchement	\$/kWh	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	
TDC	c/kWh	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	
Rabais	c/kWh	(0,779)	(0,634)	(0,634)	(0,634)	(0,559)	(0,559)	(0,559)	(0,551)	(0,551)	(0,551)	(0,878)	(0,878)	
CALCUL DU COÛT TOTAL DU MARCHÉ														
Coût total du marché par mois	c/kWh	5,668	4,421	4,443	4,066	4,423	4,156	4,302	4,029	4,376	4,452	4,389	4,354	
Coût total annuel du marché	c/kWh													53,080
CTM = coût total du marché	c/kWh													6,0428

Le CTM intérimaire (2005) est 6,7605 cents/kWh, comme l'indique le Tableau 3.

Tableau 3 : Calcul du CTM intérimaire (2005) pour 115kV et 230kV

STATISTIQUES MENSUELLES		Janv	Févr.	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil.	août	Sept.	Oct	Nov	Déc	Total moyenne
FAUX DU MARCHÉ														
PHEO	c/kWh	5,790	4,958	5,987	6,193	5,305	6,599	-	-	-	-	-	-	5,8053
FSMG	c/kWh	0,474	0,410	0,482	0,619	0,490	0,602	-	-	-	-	-	-	0,5128
Tx réseau	\$/kWh	2,830	2,830	2,830	2,830	2,830	2,830	-	-	-	-	-	-	
Tx branchement	\$/kWh	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820	-	-	-	-	-	-	
TDC	c/kWh	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	0,700	-	-	-	-	-	-	
Rabais BPPR	c/kWh	(0,878)	(0,894)	(0,894)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Rabais ONPA	c/kWh				(0,392)	(0,392)	(0,392)							
Ajustement global	c/kWh	0,144	0,278	0,201	(0,540)	(0,155)	(0,706)							
CALCUL DU COÛT TOTAL DU MARCHÉ														
Coût total du marché par mois	c/kWh	5,000	4,029	5,183	5,103	4,790	5,263	-	-	-	-	-	-	
Coût total annuel du marché	c/kWh													29,368
CTM = coût total du marché	c/kWh													6,7605

Calcul du nouveau TDC pour 115kV

Le nouveau TDC définitif (2004) pour 115kV est le plus élevé des montants suivants : (i) la moyenne simple du CTM historique(2002), le CTM (2003), et le CTM définitif (2004) tels qu'ils sont calculés au Tableau 2, et (ii) le nouveau TDC(2003) pour 115kV. Selon cette formule, le nouveau TDC (2004) définitif pour 115kV est 6,0848 cents/kWh tel que l'indique le Tableau 4.

Le premier nouveau TDC intérimaire (2005) pour 115kV est le plus élevé des montants suivants : (i) la moyenne du CTM pour 115kV pour les six semestres allant de juillet 2002 à juin 2005 inclusivement, selon le nombre de jours dans chaque période, et (ii) le nouveau TDC définitif (2004) pour 115kV. Selon cette formule, le premier nouveau TDC intérimaire (2005) pour 115kV est 6,3174 cents/kWh, tel que l'indique le Tableau 4.

Tableau 4 : nouveau TDC définitif (2004) pour 115kV et premier nouveau TDC intérimaire (2005)

	Définitif 2002	Définitif 2003	Définitif 2004	Intérimaire 2005
TDC réglementé (P) @ 115	5,7369			
PHEO moyen annuel	5,2013	5,4236	4,995	
CTM (P)				6,7605
Actuel, selon le PHEO FSMG réels, les tarifs régl. le rabais estimatif, etc.	6,1295	6,0820	6,0428	
CTM des 6 derniers mois de 2002	6,8944			
TDC	5,8678	5,9828		
TDC _{no} (2004) = le plus élevé de :				
i) CMT moyen (2004, 2003, 2002)	6,0848			
ii) TDC _{no} (2003)	5,9828			
Donnant un TDC _{no} . (2004) de			6,0848	
TDC intérim _{bu} (2005) = le plus élevé de :				
i) CTM (Juil. 2002 à juin 2005)	6,3174			
ii) TDC définitif _{no} . 2004)	6,0848			
Donnant un TDC intérimaire _{no} . (2005) de				6,3174

pour 115kV

Calcul du nouveau TDC pour 230 kV

Le nouveau TDC définitif (2004) pour 230kV est le plus élevé des montants suivants : (i) la moyenne simple du CTM historique (2002), le CTM (2003), et le CTM définitif (2004) tels qu'ils sont calculés au Tableau 2, et (ii) le nouveau TDC (2003) pour 230kV. Le nouveau TDC (2004) définitif pour 230kV est 6,0790 cents/kWh tel que l'indique le Tableau 4.

Le premier nouveau TDC intérimaire (2005) pour 230kV est le plus élevé des montants suivants : (i) la moyenne du CTM pour 230kV pour les six semestres allant de juillet 2002 à juin 2005 inclusivement, selon le nombre de jours dans chaque période, ou (ii) le nouveau TDC définitif (2004) pour 230kV. Le premier nouveau TDC intérimaire (2005) pour 230kV est 6,3174 cents/kWh, tel que l'indique le Tableau 5.

Tableau 5 : nouveau TDC définitif (2004) pour 230kV et premier nouveau TDC intérimaire (2005) pour 230kV

	Définitif 2002	Définitif 2003	Définitif 2004	Intérimaire 2005
TDC réglementé (P) @ 230 kV	5,6848			
PHEO moyen annuel	5,2013	5,4236	4,995	
CTM (P) Actuel, selon les PHEO, FSMG, tarifs réglementaires, le rabais estimatif réels, etc.	6,1121	6,0820	6,0428	6,7605
CTM, derniers 6 mois de 2002	6,8944			
TDC	5,8272	5,9596		
TDC _{nouv.} (2004) = le plus élevé de :				
i) CTM moyen (2004, 2003, 2002)	6,0790			
ii) TDC _{nouv.} (2003)	5,9596			
Donc un TDC _{nouv.} (2004) de			6,0790	
TDC _{nouv.} (2005) = le plus élevé de :				
i) CTM (Juil. 2002 à juin 2005)	6,3174			
ii) TDC définitif(2004)	6,0790			
Donc un TDC intérimaire _{nouv.} (2005) de				6,3174

Les documents corroborant les valeurs utilisées dans les calculs indiqués dans cette note sont tous mis à la disposition du public par le biais de la SIGMÉ, de la CÉO et de Hydro One Networks.

Ce qu'il faut savoir sur le TDC

Un grand nombre de CAÉ conclus avec des PPÉ contiennent des dispositions prévoyant une révision annuelle des prix contractuels fondée sur le tarif direct aux clients de Hydro One (« TDC »). Depuis l'ouverture du marché, moment auquel le TDC a cessé d'exister, il s'est avéré nécessaire d'établir un indice de remplacement. Le Conseil d'administration de la SFIÉO a approuvé le remplacement du TDC dans les CAÉ conclus entre la SFIÉO et les producteurs privés d'électricité sur la base indiquée dans l'avant-projet de document de travail daté du 24 juin 2002 préparé par le comité de travail composé de représentants de la SFIÉO et de l'IPPSO (le « document de travail »). L'indice de remplacement est fondé sur le 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) indiquées dans ce document sont calculées conformément au document de travail pour l'année P.

Il importe de 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 (*Hourly uplift settlement charges*) (montant en \$/MWh tiré des données de la SIGMÉ établies comme étant 'finales');
2. les frais de la hausse mensuelle (*Monthly uplift charges*) (Navigant Consulting travaille en collaboration avec la SIGMÉ afin d'organiser la publication des données définitives de l'article 8 du rapport mensuel sur le marché de la SIGMÉ);
3. les frais d'administration de la SIGMÉ (montant en \$/MWh déterminé par la CÉO);

4. la protection des tarifs aux consommateurs d'électricité en milieu rural ou en région éloignée (montant en \$/MWh déterminé par la CÉO);

Étant fondés sur les frais de règlement de la hausse horaire non définitifs, les frais de service du marché de gros publiés dans les rapports mensuels de la SIGMÉ (actuellement l'article 8 de ce rapport) n'entrent pas dans le calcul du CTM.

Le rabais de l'OPGI octroyé dans le cadre de l'Entente sur l'atténuation de l'emprise du marché (EAEM) s'appliquait à compter du 1^{er} mai 2002 jusqu'au 30 avril 2003 et c'est pourquoi il fait partie du calcul du CTM. Le 1^{er} mai 2003, ce rabais a été remplacé par celui octroyé dans le cadre du plan dit « Business Protection Plan Rebate » (BPPR), après le dépôt du projet de loi 210, la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*.

Le mécanisme des rabais est une fois de plus modifié et le calcul du CTM a été actualisé pour en tenir compte. 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 l'ajustement global. L'ajustement global tiendra compte de la différence entre le total des paiements effectués à des producteurs détenant un contrat (y compris les PPÉ et les producteurs soumissionnaires), les contrats de réduction de la charge et les producteurs OPG réglementés (les producteurs prescrits) ainsi que tout revenu de marché compensatoire. L'ajustement global est calculé et payé chaque mois et peut être positif ou négatif.

En plus de l'ajustement global, le rabais temporaire de l'OPG relatif aux producteurs non prescrits a été établi. Selon ce rabais l'OPG doit faire un paiement unique aux consommateurs représentant 85 % des revenus générés au-dessus de 47 \$/MWh par le biais des producteurs non prescrits au cours de la période de 13 mois commençant le 1^{er} avril 2005 et se terminant le 30 avril 2006. On trouvera plus de détails sur ces rabais et sur la façon dont il en est tenu compte dans le calcul du CTM dans la note de service intitulée *Calcul du CTM – l'ajustement global et le rabais relatif aux producteurs non prescrits*.