

ÉBAUCHE POUR DISCUSSION SEULEMENT – STRICTEMENT CONFIDENTIELLE
24 JUIN 2002**INTRODUCTION**

Dans bon nombre des contrats d'achat d'électricité (CAÉ) conclus entre l'ancienne Ontario Hydro et les producteurs privés d'électricité (PPÉ), on utilisait des indices en vertu desquels les prix convenus dans les contrats devaient être ajustés sur une base annuelle. Des représentants de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIÉO) et de l'*Independent Power Producers Society of Ontario* (IPPSO) ont entrepris des discussions afin de trouver des mécanismes pouvant remplacer convenablement ces indices, qui ont cessé d'être utilisés à la suite de la restructuration du secteur de l'électricité. Les énoncés dans la présente ébauche, au sujet de l'accord réel ou proposé en cette matière entre la SFIÉO et l'IPPSO, doivent être interprétés comme étant des énoncés ou des propositions émanant uniquement du comité de travail composé des représentants de la SFIÉO et de l'IPPSO.

Les discussions entre la SFIÉO et l'IPPSO ont porté surtout sur un mécanisme approprié pouvant remplacer le « tarif direct au consommateur » (TDC) utilisé par l'ancienne Ontario Hydro. Ce nouveau mécanisme ne remplacera pas les tarifs que paiera la SFIÉO pour l'électricité, mais remplacera plutôt le TDC comme indice utilisé pour calculer les modifications de ces tarifs. Il est proposé que le TDC et les indices qui, par le passé, étaient comparables au TDC (p. ex., le « tarif moyen au consommateur ») soient remplacés par un seul indice à la fois cohérent, équitable et facile à administrer.

La SFIÉO et l'IPPSO ont entrepris ces discussions avec la prémisse que le mécanisme qui remplacera le TDC devrait reproduire, autant que possible, la nature et le comportement du TDC, dans sa forme actuelle. Qui plus est, tout mécanisme de remplacement ne devrait pas donner lieu à des avantages ou à des inconvénients à la SFIÉO ni à aucun des titulaires de contrat PPÉ qui n'étaient pas représentés dans le TDC original.

L'IPPSO a établi un Comité des contrats avec les PPÉ (*NUG Contracts Committee*) afin d'offrir une tribune aux membres de l'IPPSO pour discuter des questions portant sur leurs contrats PPÉ et comme lieu d'échange d'idées et d'information entre la SFIÉO et les membres touchés de l'IPPSO. La SFIÉO reconnaît que les représentants de l'IPPSO, faisant partie du Comité des contrats avec les PPÉ, ont entrepris des discussions avec la SFIÉO sur la base que l'IPPSO n'avait aucun pouvoir contraignant à l'égard de ses membres et ne cherchait en aucune façon à limiter les négociations que des détenteurs de contrat PPÉ individuels peuvent avoir avec la SFIÉO, ni à les influencer ou y porter préjudice. Aux fins du présent rapport, l'IPPSO n'a pas eu accès aux contrats PPÉ et l'IPPSO n'a examiné aucun contrat PPÉ en particulier. Chaque PPÉ devra évaluer les conséquences du présent rapport sur les particularités de ses contrats.

L'IPPSO reconnaît que les recommandations formulées par les représentants de la SFIÉO dans le présent rapport sont sujettes à l'approbation du Conseil d'administration de la SFIÉO.

CONTEXTE

Comité consultatif des PPÉ

Le ministère des Finances a établi le Comité consultatif des PPÉ (*NUG Advisory Committee*) afin que ce dernier conseille le ministère sur la gestion et l'élimination des contrats d'achat d'électricité (CAÉ) conclus par l'ancienne Ontario Hydro avec chacun des PPÉ. Le Comité, qui était composé de représentants du gouvernement et de divers experts de l'industrie et du secteur financier, a terminé ses travaux et a publié un rapport le 14 octobre 1999.

Dans ce rapport, le Comité consultatif des PPÉ reconnaît la nécessité de revoir les contrats des PPÉ à la suite de la restructuration du secteur de l'électricité. L'une des raisons principales qui rendait nécessaire la révision de ces contrats est le fait que ceux-ci emploient actuellement un ou plusieurs indices en vertu desquels les prix contractuels sont ajustés sur une base annuelle. Un certain nombre de ces indices ont cessé ou cesseront d'être utilisés à la suite de la restructuration du secteur de l'électricité.

Le Comité consultatif des PPÉ n'avait pas l'intention d'entreprendre un processus de négociation au sujet de l'acceptabilité de toute option donnée, mais plutôt de définir, autant que possible, des indices pouvant remplacer convenablement les indices existants, en vue de faciliter les négociations futures entre les parties en cause.

Le Comité consultatif des PPÉ a exprimé l'avis que la pertinence de tout nouvel indice devrait être évaluée en fonction des attributs des indices existants. De manière plus précise, le Comité consultatif des PPÉ a conclu que tout nouvel indice devrait posséder les caractéristiques suivantes :

- être transparent et public;
- pouvoir être utilisé pendant la durée des contrats des PPÉ;
- être stable;
- permettre des calculs aussi simples que possible, selon les circonstances;
- être facilement vérifiable, tant sur une base historique que prospective;
- représenter adéquatement le prix de l'électricité;
- être, idéalement, en existence à la date ou avant sa date d'entrée en vigueur (à tout le moins, il devrait exister quelques données historiques à son sujet);
- être raisonnablement prévisible;
- avoir des liens avec l'industrie de l'énergie.

La SFIÉO et l'IPPSO ont convenu que la nature et les caractéristiques du TDC doivent être prises en considération pour déterminer un nouvel indice approprié. Plus précisément, le comportement du nouvel indice, dans le nouveau marché ouvert, devrait ressembler le plus possible au comportement auquel on se serait attendu du TDC. La SFIÉO et l'IPPSO reconnaissent toutes deux que tout nouvel indice ne devrait pas être très volatil.

Nature du TDC

Le TDC représente le coût intégral de l'électricité livrée aux clients industriels directs d'Ontario Hydro, pour une puissance garantie à un facteur de charge de 100 % à des tensions de 230 kV, 115 kV ou 44 kV, et comprend le coût du produit et de la transmission et tous les autres frais connexes.

Pendant de nombreuses années, Ontario Hydro a pu, à titre de fournisseur unique d'électricité assujéti à la réglementation, transférer assez facilement à ses clients les modifications de ses coûts. Ontario Hydro a proposé l'utilisation des modifications dans le TDC comme mécanisme approprié pour ajuster les prix dans les contrats des PPÉ, sur une base annuelle. Quand les contrats ont été négociés avec les PPÉ, l'objectif était que le TDC protège les PPÉ contre toute augmentation généralisée des coûts associée à l'industrie, bien que, en raison de sa nature, il ne reflète pas entièrement les changements de tout élément particulier.

La structure de coûts de l'ancienne Ontario Hydro et des PPÉ était très différente, car chaque PPÉ individuel était confronté à des coûts spécifiques de production et, pour la plupart d'entre eux, ces coûts portaient sur un seul type de combustible. Les coûts de l'Ontario Hydro qui formaient la base du TDC reflétaient sa nature diversifiée, à titre de compagnie de production et de transmission. La large fourchette des coûts qui composaient le TDC était importante, car elle contribuait à sa stabilité et en réduisait la volatilité.

Par le passé, le TDC a constitué un tarif basé sur la structure de coût de l'ancienne Ontario Hydro. Lorsque les contrats avec les PPÉ ont été conclus, les prévisions publiées par Ontario Hydro prévoyaient des augmentations continues dans le TDC. Toutefois, à la suite de l'ouverture du marché et avec l'établissement d'un nouvel indice, les PPÉ et la SFIÉO sont exposés au risque de fluctuation des prix. Afin d'atténuer ce risque, il a été proposé que les composantes du nouvel indice soient calculées d'après leur moyenne sur trois ans. En outre, pour les tarifs à l'égard desquels aucun prix plancher ou augmentation minimale n'est actuellement appliqué, la SFIÉO propose de négocier des clauses de prix plancher et de prix plafond qui seraient mutuellement avantageuses aux PPÉ et à la SFIÉO, en atténuant partiellement les fluctuations importantes des prix du marché (tant à la hausse qu'à la baisse). Les questions de la diminution potentielle du TDC et de la volatilité potentielle ont été examinées avec soin, dans les travaux visant à élaborer la définition révisée du TDC, ce qui est expliqué ci-dessous.

ÉLABORATION D'UNE DÉFINITION DE REMPLACEMENT DU TDC

Les discussions entre la SFIÉO et l'IPPSO ont porté sur la nécessité de remplacer le TDC comme indice servant à calculer les tarifs dans les contrats des PPÉ. Le nouvel indice proposé, qui remplacera le TDC, ne remplacera pas en lui-même ces tarifs contractuels.

Bien que le libellé détaillé de la définition du TDC varie quelque peu d'un contrat à l'autre, on peut le résumer comme suit : c'est le coût intégral de l'électricité livrée sans interruption à un facteur de charge de 100 %, aux clients industriels directement raccordés aux tensions appropriées. La SFIÉO et l'IPPSO conviennent que ce concept est la base de la définition révisée du TDC, décrite plus en détail ci-dessous.

Plusieurs autres indices, y compris les indices décrits dans le rapport du Comité consultatif des PPÉ, ont été envisagés comme remplacement pour le TDC, mais la SFIÉO et l'IPPSO ont convenu qu'ils n'offraient pas les caractéristiques souhaitées pour un nouvel indice.

La SFIÉO et l'IPPSO proposent que l'indice qui remplacera le TDC soit défini comme suit : c'est le coût intégral de l'électricité livrée sans interruption à un facteur de charge de 100 % aux clients industriels participant au marché du gros, ce qui maintient la définition existante,

comme nous le décrivons ci-dessus. Les composantes actuelles de cette définition sont décrites dans la définition détaillée ci-dessous, que l'on peut résumer comme suit :

- prix horaire de l'énergie en Ontario;
- frais de service du marché du gros;
- frais de service pour la transmission;
- redevance de liquidation de la dette;
- protection des tarifs de l'électricité dans les régions rurales et éloignées;
- rabais en vertu de l'Entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché de l'OPGI;
- pour le TDC portant sur l'alimentation inférieure à 50 kV, frais applicables de service et de pertes de distribution.

La SFIÉO et l'IPPSO estiment que cette proposition répond de manière raisonnable à bon nombre des questions touchant le remplacement de la définition existante du TDC, et représente une approche acceptable afin de déterminer un nouvel indice approprié, remplaçant le TDC auparavant utilisé.

Changement de conjoncture

La SFIÉO et l'IPPSO reconnaissent que des changements en matière de loi, de réglementation et/ou des règles du marché (bref, un « changement de conjoncture ») se produiront de temps à autre, et qu'il pourrait s'ensuivre des modifications aux éléments qui composent le coût du marché total. Le cas échéant, la philosophie et la définition sous-jacentes du TDC seront maintenues afin de préserver l'effet économique original du coût du marché total. Un changement de conjoncture n'inclut pas de modification des montant ou des tarifs des éléments qui composent le coût du marché total. Le calcul du coût du marché total sera modifié à la suite de tout changement de conjoncture, afin de s'assurer que ce coût continue de refléter le coût de l'électricité livrée sans interruption à un facteur de charge de 100 % aux clients industriels participant au marché du gros, aux tensions appropriées. En modifiant de quelque manière que ce soit les éléments qui composent le coût du marché total, à la suite d'un changement de conjoncture, la SFIÉO n'agira pas de manière arbitraire et entreprendra des consultations avec l'industrie. On prévoit que les conséquences de tout changement de conjoncture seront gérées contrat par contrat. Cette clause de changement de conjoncture ne vise pas à avoir quelque effet que ce soit sur les autres clauses des ententes CAÉ portant sur les questions de changement de conjoncture.

Tensions

Par le passé, il y avait trois TDC distincts, basés sur la tension de raccordement des clients : 230 kV, 115 kV, et moins de 115 kV. Les tarifs pour les clients raccordés à 115 kV étaient calculés d'après une étude du coût du service, et un rabais pour haute tension était octroyé aux clients à 230 kV, car il faut moins d'installations de transformation pour desservir les clients raccordés à cette tension. Selon la nouvelle structure des prix du marché, ce rabais n'existera plus¹.

Tous les clients raccordés directement à 115 kV et 230 kV paieront les mêmes tarifs de raccordement au réseau et aux lignes, à moins qu'ils ne possèdent leurs propres raccordements de ligne². En l'absence d'un tarif séparé pour les clients raccordés à 230 kV,

¹ Confirmé par le service d'établissement des prix et du soutien stratégique d'Hydro One.

² Bien que les clients qui possèdent leurs propres raccordements de ligne soient actuellement raccordés au 230 kV seulement (3 des 19 clients à 230 kV), il est possible pour les clients raccordés à 115 kV et 230 kV de posséder leurs

le même tarif s'appliquerait aux clients raccordés à 230 kV et à 115 kV en vertu de l'indice proposé qui remplacerait le TDC. À l'avenir, si les tarifs des clients sont ajustés afin d'inclure des tarifs uniques pour les clients desservis à des tensions supérieures à 115 kV, le nouvel indice sera ajusté en conséquence. Comme nous l'indiquons dans les explications détaillées ci-dessous, la nouvelle structure permet de calculer des tarifs distincts pour les clients raccordés à une tension inférieure à 115 kV.

Volatilité

L'indice proposé pour remplacer le TDC incorpore le coût de l'électricité considérée comme produit de base, d'après le prix horaire de l'énergie en Ontario, qui est le prix de gros au comptant pour l'Ontario, déterminé par la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ). On s'attend à ce que le prix horaire de l'énergie en Ontario représente environ 60 % des valeurs composant l'indice qui remplacera le TDC. Il est important de reconnaître l'impact potentiel de la volatilité pour tout nouvel indice qui dépend grandement de la dynamique des prix au comptant. Bien que la volatilité des prix horaires et quotidiens soit atténuée par l'utilisation d'un coût du marché total moyen annuel, il subsiste néanmoins un risque que les prix au comptant moyens annuels puissent fluctuer en raison de modifications imprévues de l'offre ou de la demande sur les marchés. Par conséquent, on a proposé que les composantes du nouvel indice soient définies d'après leur valeur moyenne sur trois ans, afin d'atténuer la volatilité potentielle qui pourrait découler des fluctuations annuelles du prix au comptant. On utilise donc la moyenne du coût du marché total, dans son entièreté, au lieu de la seule composante du prix horaire de l'énergie en Ontario, car elle offre un mécanisme plus souple permettant de répondre aux futures modifications de nature réglementaire. Le choix d'une période appropriée pour le calcul de la moyenne a été basé sur la période moyenne minimale prévue requise pour que les oscillations du prix marchand reviennent au prix moyen, par les ajustements de l'offre et/ou de la demande d'électricité. Tout en reconnaissant que toutes les fluctuations de prix ne se corrigeront pas pendant cette période, on peut raisonnablement prévoir qu'en calculant la moyenne sur trois ans, on devrait couvrir la caractéristique d'inversion moyenne³ des marchés de l'électricité. Une période plus courte pourrait être insuffisante pour refléter cette réponse, et une période de calcul de plus de trois ans pour la moyenne pourrait se traduire par une réduction de la transparence et de la simplicité des calculs, sans pour autant réduire la volatilité.

Tarifs avec et sans prix plancher

Certains des tarifs existants auxquels le TDC s'applique s'accompagnent de clauses de prix plancher ou d'augmentation minimale, tandis que d'autres tarifs ne sont pas assujettis à de telles clauses. L'indice proposé pour remplacer le TDC s'applique aux tarifs assujettis à de telles clauses. Pour ces tarifs, nous proposons que les tarifs de base ne soient pas modifiés et que le mode de calcul des tarifs ne change pas. Toutefois, la révision de ces tarifs, dans la mesure où le TDC s'applique actuellement, sera modifiée, car on remplacerait l'ancienne définition du TDC par la nouvelle définition. Afin d'atténuer davantage la volatilité dans les

propres raccordements de ligne.

3 Comme l'a indiqué Navigant Consulting, l'« inversion moyenne » désigne la tendance pour les prix de l'électricité à revenir aux niveaux fondamentaux du marché, d'après le coût moyen à long terme de la production et la demande des clients. Bien que les prix de l'électricité puissent s'écarter de la moyenne, dans un marché de gros ouvert et concurrentiel, l'offre et/ou la demande répondront aux signaux de prix jusqu'à ce que l'équilibre soit de nouveau atteint. En formulant l'hypothèse qu'il existe un processus raisonnable d'évaluations environnementales et de permis de construction pour la nouvelle capacité de production, une période de trois ans pour le calcul de la moyenne devrait être suffisante pour saisir la réponse du marché aux périodes de déséquilibre.

contrats prévoyant des prix plancher, le TDC de remplacement serait défini de telle sorte que, pour toute année, le TDC ne sera pas inférieur au TDC de l'année précédente.

En ce qui concerne les tarifs sans clause de prix plancher ou d'augmentation minimale, la SFIÉO n'est pas disposée à introduire un nouvel indice qui incorporerait un prix plancher. Par conséquent, pour les tarifs sans prix plancher ou augmentation minimale, la SFIÉO propose que le TDC historique soit remplacé par un nouveau mécanisme négocié d'établissement des prix, qui sera basé sur le coût intégral de l'électricité livrée, y compris le coût du produit et de la transmission et tous les autres frais connexes. Comme l'indice proposé pour remplacer le TDC dépend grandement de la dynamique des prix au comptant, il expose la SFIÉO et les PPÉ à des fluctuations de prix importantes et à une volatilité potentielles qui n'ont pas été envisagées au moment où les contrats existants ont été conclus. Afin de tenir compte de ces risques, la SFIÉO a déclaré, en ce qui concerne le nouveau mécanisme d'établissement des prix, qu'elle est disposée à négocier un prix plancher et un prix plafond afin d'atténuer partiellement toute fluctuation importante des prix du marché.

Période de base

De nombreuses CAÉ établissent une période de base pour déterminer la révision future des prix. Dans la plupart des contrats, la période de base est l'année de début du contrat. Comme on présume que le nouvel indice reproduira la portée, la nature et le comportement du TDC actuel, nous proposons de continuer à utiliser le TDC historique pour les calculs par rapport à une année de base. Par conséquent, il ne sera pas nécessaire de changer le TDC de l'année de base qui est actuellement indiqué dans les CAÉ.

Transition

Pour passer du TDC actuel au nouvel indice, on doit s'assurer que toute augmentation du nouvel indice pour la première année devrait être le résultat de changements au coût des composantes sous-jacentes de l'indice, et non de variations entre la structure du nouvel indice et celle du TDC. La SFIÉO et l'IPPSO estiment que la proposition ci-dessous répond à cette exigence.

DÉFINITION DE REMPLACEMENT DU TDC – APERÇU

L'indice qui remplacera le TDC actuellement utilisé sera appelé par TDC_{nouv}. Le TDC_{nouv} sera calculé à partir du coût du marché total (CMT) et comprendra les coûts du produit et de la transmission, et tous les autres frais connexes. Pour toute année, le CMT est calculé comme étant le coût total moyen par kWh d'électricité livrée, sur une base garantie, à un facteur de charge de 100 %, à un client qui participe au marché du gros et qui est raccordé à la tension appropriée, la moyenne étant calculée pour l'année pertinente. La description détaillée ci-dessous décrit la portée des éléments inclus à l'ouverture du marché. La description détaillée sera mise à jour de temps à autre, au besoin, afin de refléter les changements apportés aux règles du marché et à la réglementation.

La SFIÉO effectuera les calculs, et publiera le TDC et son mode de calcul. Les calculs seront vérifiés par une tierce partie indépendante. Ces calculs doivent être terminés et publiés dans les soixante (60) jours suivant la fin de la période appropriée de six mois.

Le TDC_{nouv} est le CMT moyen pour l'année en cours et les deux années précédentes, compte tenu de la clause selon quoi il ne peut pas être inférieur au TDC de l'année précédente, et compte tenu également des dispositions transitoires pour les trois premières années du marché.

Les données requises pour le calcul du CMT pour toute année seront complètes uniquement après la fin de l'année. Il sera donc nécessaire de faire des évaluations provisoires des valeurs du TDC_{nouv} et des prix contractuels, comme base pour les règlements en cour. Ces chiffres seront redressés à la mi-année, afin de tenir compte de l'information actualisée.

En ce qui concerne les tarifs sans prix plancher ni augmentation minimale, comme nous l'avons mentionné ci-dessus, la SFIÉO est disposée à négocier un nouveau mécanisme d'établissement des prix. Celui-ci sera basé sur le coût intégral de l'électricité livrée, y compris le coût du produit et de la transmission et tous les autres frais connexes. Pour ce qui est du nouveau mécanisme d'établissement des prix, la SFIÉO négociera l'inclusion des clauses de prix plancher et de prix plafond qui seront mutuellement avantageuses pour les PPÉ et la SFIÉO, en permettant d'atténuer les fluctuations importantes des prix du marché (tant les augmentations que les diminutions).

DÉFINITION DE L'INDICE REMPLAÇANT LE TDC – DÉTAILS

Définitions

Coût du marché total = $CMT(P)$ = coût par kWh d'électricité livrée sur une base garantie de facteur de charge de 100 % à un participant au marché de gros raccordé à une tension appropriée pour l'année P.

À l'ouverture du marché, le CMT comprend les éléments suivants, dont le total et la moyenne sont établis sur un an :

- ▶ Prix horaire de l'énergie en Ontario déterminé par la SIGMÉ (voir : *Market Rules* : chapitre 9, section 3.1.3)
- ▶ Frais de service du marché de gros, comprenant :
 - Hausse horaire (*Hourly Uplift*)⁴ (voir : *Market Rules* : chapitre 9, section 3.9.2)
 - Paiements pour services auxiliaires⁵ (voir : *Market Rules* : chapitre 9, section 4.2)
 - Frais d'administration de la SIGMÉ, approuvés par la CEO (voir : *Market Rules* : chapitre 9, section 4.5.1)
 - Déboursements pour le compte provisoire TR (crédits) (voir : *Market Rules* : chapitre 9, section 4.7.2)

⁴ Le recouvrement, par la SIGMÉ, des coûts engagés à l'égard des crédits et débits suivants : crédit de règlement net du marché de l'électricité; crédit de règlement du marché pour la réserve d'exploitation; crédit de règlement du marché pour la réserve de capacité; crédit de règlement de la gestion de la congestion; crédit de règlement des droits de transmission; crédit de règlement de la garantie de l'offre; contribution au fonds de réduction des frais de transmission; débit de règlement de la réserve de capacité pour les écarts d'exploitation; débit de règlement de la réserve d'exploitation pour les écarts d'exploitation pour la réserve de classe R; et/ou autres éléments déterminés par la SIGMÉ.

⁵ Le recouvrement, par la SIGMÉ, des coûts engagés à l'égard des contrats de la SIGMÉ pour les clauses de fiabilité absolue, d'installations certifiées de démarrage à froid, de réglementation, de service de soutien réactif et de service de contrôle de la tension et/ou autres éléments déterminés par la SIGMÉ.

- Montants additionnels de règlements non horaire (voir : *Market Rules* : chapitre 9, section 4.8)
- ▶ Frais de transmission
 - Pour les CAÉ basés sur un TDC à une tension de 230 kV ou 115 kV : transmission réseau et raccordement de ligne aux tarifs approuvés par la CEO.
 - Pour les CAÉ basés sur un TDC pour une tension de 44 kV ou moins : frais de transmission au détail d'Hydro One Networks Inc., compte tenu du réseau, du raccordement à la ligne et du raccordement au poste de transformation, aux tarifs approuvés par la CEO.
- ▶ Frais de basse tension (s'il y a lieu)
 - Pour les CAÉ basés sur un TDC à une tension de 44 kV ou moins : frais élevés au détail d'Hydro One Networks Inc., aux tarifs approuvés par la CEO.
- ▶ Frais de service de distribution (s'il y a lieu)
 - Pour les CAÉ basés sur un TDC à une tension de 44 kV ou moins : frais de service de distribution d'Hydro One Network Inc. pour les gros clients industriels, comprenant des frais mensuels, au prorata de la demande au-delà de 5 MW et des frais de demande.
- ▶ Redevance de liquidation de la dette, déterminée par le ministère des Finances;
- ▶ Protection des tarifs de l'électricité dans les régions rurales et éloignées, déterminée par la CEO.
- ▶ Rabais en vertu de l'Entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché de l'OPGI (crédit) (voir : *Market Rules*: chapitre 9, section 5.1.3)
- ▶ Pour les CAÉ basés sur un TDC pour une tension de 44 kV ou moins, ajustement à l'égard du facteur de perte totale du système de distribution pour les clients primaires facturés au compteur, compte tenu des éléments/catégories de la liste ci-dessus :
 - Prix horaire de l'énergie en Ontario
 - Frais de service du marché de gros
 - Frais de transmission
 - Frais de basse tension (s'il y a lieu)
 - Protection des tarifs de l'électricité dans les régions rurales et éloignées
 - Rabais en vertu de l'Entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché de l'OPGI

TDC_{nouv} (P) final : cet indice est défini comme étant la plus grande des deux valeurs entre le TDC_{nouv}(P-1) final et le CMT moyen pour l'année P et les deux années précédentes.

TDC_{nouv} (P) final = valeur la plus grande de [CMT(P-2) + CMT(P-1) + CMT(P)]/3 et TDC_{nouv} (P-1) final.

Cette valeur est sujette aux ententes de transition décrites ci-dessous.

Le TDC de remplacement proposé n'aura pas d'impact sur le calcul du facteur d'indice et sur le calcul des prix qui sont actuellement décrits en détail dans les CAÉ. En règle générale, les contrats actuels avec les PPÉ contiennent des clauses d'ajustement des prix basées sur les modifications apportées au TDC, par l'application d'un facteur d'indice aux prix contractuels. Les modifications annuelles dans le TDC de remplacement seront déterminées de la

manière indiquée ci-dessus, et le calcul du facteur d'indice continuera d'être appliqué sur la base indiquée dans les contrats des PPÉ en cause.

Calendriers et ajustements

Le calcul final du TDC_{nouv} (P) sera fait seulement quand toute l'information nécessaire sera disponible. Pendant la période d'applicabilité du rabais de l'OPGI, cette information ne sera habituellement pas disponible avant l'année médiane (P+1), car le montant du rabais dépendra en partie des résultats du marché de janvier à avril (P+1). Quand le rabais de l'OPGI cesse d'être applicable, on prévoit que le calcul final devrait être possible au mois de février (P+1).

Il est donc nécessaire d'élaborer des règles provisoires et intermédiaires d'établissement des prix, sur lesquelles baser les paiements effectués avant ce moment. L'établissement des prix provisoires est le mécanisme établi à l'avance à chaque demi-année. L'établissement des prix intermédiaires est déterminé de manière rétrospective, sur la base des mises à jour semestrielles, jusqu'à ce que l'établissement final des prix soit disponible. Il est reconnu que le prix actuel, pour toute année donnée, peut différer grandement du prix provisoire déterminé au début de l'année. Par conséquent, afin d'atténuer le montant et le délai associé à tout ajustement en fin d'année, il est proposé que le prix provisoire fasse l'objet de mises à jour semestrielles. On a choisi une fréquence semestrielle afin de réduire au minimum les coûts administratifs (par rapport à des ajustements trimestriels), et pour saisir la volatilité moindre inhérente aux prix semi-annuels, par rapport aux prix trimestriels⁶.

Les calculs suivants sont proposés :

- TDC_{nouv} provisoire : Pour chaque demi-année (DA) de l'année (T), le $TDC(\text{DA})$ provisoire sera la moyenne du CMT entre (DA-6) et (DA-1) (c.-à-d. la moyenne du CMT au cours des 6 demi-années précédentes), à partir de montants de rabais estimés jusqu'à ce que les montants réels des rabais soient connus et assujettis aux dispositions transitoires décrites ci-dessous.
- TDC_{nouv} intermédiaire : On calcule les valeurs intermédiaires du TDC_{nouv} pour chaque demi-année (DA) en additionnant l'information actuelle pour la demi-année (DA) et la demi-année subséquente, quand cette information devient disponible, et en retirant la demi-année (DA-6) etc., de la période d'établissement de la moyenne.
- Établissement des prix : Les prix provisoires seront calculés d'après le TDC_{nouv} provisoire pertinent.
Les prix intermédiaires seront calculés de manière rétrospective, sur la base des calculs du TDC_{nouv} intermédiaire.
Les prix finals seront calculés de manière rétrospective sur la base des calculs du TDC_{nouv} final.

⁶ Bien que le report des moyennes trimestrielles ferait que les valeurs trimestrielles s'annuleraient dans les calculs comme c'est le cas maintenant, cela ne se produirait pas avant la troisième année du processus, car le TDC existant ne change pas sur une base trimestrielle.

- Paiements provisoires : Pour chaque mois de la demi-année (DA), les paiements provisoires seront basés sur l'établissement des prix provisoires pour cette demi-année.
- Paiements redressés : Après la fin de chaque demi-année, la SFIÉO incorporera des données nouvelles ou redressées dans le calcul des paramètres et des prix applicables à cette demi-année et à toute demi-année précédente pour lesquelles les prix finals n'ont pas été établis. Cette mise à jour permettra de déterminer les prix intermédiaires ou finals des demi-années précédentes. Tout montant résultant dû par le producteur à la SFIÉO ou dû par la SFIÉO au producteur sera inclus sur la facture mensuelle suivante, et sera conséquemment exigible à moins que des négociations sur une base individuelle ne le dictent autrement. *(Cette procédure continuera après la fin de la période visée par le contrat.)*
L'**Annexe C** présente un exemple des calculs et des paiements.

Rabais de l'OPGI

On prévoit que tous les tarifs seront disponibles de manière définitive dans les deux semaines suivant la fin de toute demi-année, exception faite du montant du rabais de l'OPGI. Tant que les montants réels ne sont pas déclarés par la SIGMÉ ou l'OPGI, la SFIÉO calculera une estimation du rabais à la fin de chaque demi-année, en se basant sur l'information tirée des comptes de l'OPGI ou d'autres sources disponibles.

Paiements de compensation pour le prix du gaz dans les CAÉ

Certaines CAÉ comprennent des clauses en vertu desquelles la SFIÉO et les PPÉ partagent le risque de modification du prix du gaz par rapport aux prix de l'électricité. Ces paiements de compensation ne peuvent être établis de manière définitive que lorsque les prix finals de l'électricité sont disponibles. Les paiements de compensation pour les prix du gaz devraient donc être calculés sur une base provisoire au début de l'année pertinente (P). Les calculs d'ajustement et de redressement auraient lieu uniquement quand l'information finale sur les prix est disponible. Les parties peuvent convenir de faire des modifications intermédiaires ponctuelles, en cas d'écarts importants avant la date d'échéance de l'ajustement final.

Dispositions transitoires

Le CMT pour 2002 sera calculé sur la base des tarifs réglementés de l'OPGI, en vigueur pour chaque mois avant le début du marché, et le nouveau calcul du CMT décrit ci-dessus pour tous les mois après le début du marché. Le calcul du CMT pour 2002 est illustré à l'**Annexe A**.

Des clauses spéciales sont requises en 2002 pour clarifier l'utilisation des TDC provisoire, intermédiaire et final et le calcul des prix. Les TDC provisoires et intermédiaires (mi-année) seront égaux aux TDC calculés en janvier 2002 sur la base des tarifs réglementés de l'OPGI qui étaient alors en vigueur. Le premier calcul qui tiendra compte des tarifs du marché sera

le calcul intermédiaire au début de 2003. Le calcul intermédiaire au début de 2003 pour le TDC de 2002 et le calcul final du TDC de 2002 tiendront compte des tarifs réglementés entre janvier 2002 et avril 2002, et des tarifs du marché entre mai 2002 et décembre 2002.

Des clauses spéciales sont également requises pour le calcul du TDC_{nouv} pour les trois années suivant l'ouverture du marché. Au cours de cette période, les calculs du CMT pour les années précédentes seront basés sur les tarifs réglementés, ajustés afin de tenir compte du plein montant de la redevance de liquidation de la dette (c.-à-d. égaux aux tarifs qui étaient en vigueur pour 2002 avant l'ouverture du marché).

Pour 2002 à 2004, les valeurs du CMT des années précédentes seront utilisées dans le calcul du TDC_{nouv}, selon le tableau suivant :

Année	2000	2001
CMT @ 230 kV	5,6848	5,6848
CMT @ 115 kV	5,7369	5,7369
CMT @ 44 kV	5,8698	5,8698

Un exemple du calcul du TDC pour cette période transitoire figure à l'**Annexe B**.

Tarifs sans prix plancher ou augmentation minimale

Comme nous l'avons décrit en détail ci-dessus, dans le cas des tarifs qui ne sont pas actuellement assujettis à des prix plancher ou à des augmentations minimales, la SFIÉO est disposée à négocier de nouveaux mécanismes d'établissement des prix en vertu desquels les tarifs seront modifiés par le seul calcul de la moyenne du CMT pour l'année en cours et les deux années précédentes, inclusion faite des clauses sur les prix plancher et plafond.

Cadre des tarifs avec prix plancher et prix plafond

Dans le cas des tarifs pour lesquels des clauses touchant les prix plancher plafond seront ajoutées, il est proposé que les tarifs soient calculés conformément aux conditions des ententes actuelles d'achat d'électricité, avec l'inclusion du nouveau mécanisme d'établissement des prix, sous réserve de ce qui suit :

$$\text{Tarif (t) =? Tarif (30 avril 2002)}^7 * [(1+x*t)] \text{ et} \\ \text{Tarif (t) = tarif (30 avril 2002)}^7 * [1+y +y*t]$$

où : t = 0, 1, 2, 3, ... et « tarif » désigne le tarif applicable en vertu du contrat d'achat d'électricité. (t = 0 en 2002, 1 en 2003, etc.)
 x = prix plancher exprimé en pourcentage
 y = prix plafond exprimé en pourcentage

Un exemple d'entente avec prix plancher et prix plafond figure à l'**Annexe D**.

Les valeurs réelles des prix plancher et plafond seraient assujetties à des négociations individuelles entre les PPÉ et la SFIÉO.

⁷ Les tarifs réellement payés par la SFIÉO du 1^{er} janvier 2002 au 30 avril 2002, basés sur le TDC de 2002.

Les divers facteurs (calendrier et ajustements, rabais de l'OPGI, paiements sans préjudice pour les prix du gaz dans les CAÉ et ententes provisoires) seront alignés avec les facteurs définis ci-dessus.

ANNEXE A

EXEMPLE DE CALCUL DU CMT POUR L'ANNÉE 2002

		janv	fév	mars	avr	mai	juin	juill	août	sept	oct	nov	déc	total
STATISTIQUES MENSUELLES														
jours		31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
jours de fin de semaine		8	8	10	8									
jours fériés		1		1										
jours de pointe		22	20	20	22									
heures de pointe		352	320	320	352									
heures creuses		392	352	424	368									
heures totales		744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8760
TARIFS RÉGLEMENTÉS (RÉELS pour 115 kV)														
Frais d'énergie														
périodes de pointe	c/kWh	5,33	5,33	5,33	4,72									
périodes creuses	c/kWh	4,12	4,12	4,12	3,05									
Frais de demande	\$/kWmth	12,84	12,84	12,84	8,91									
TARIFS DU MARCHÉ (À TITRE ILLUSTRATIF)														
HOEP (prix de l'énergie d'Hydro Ontario) - moyenne ann. de 4,3)	c/kWh					3,58	4,07	4,93	4,71	4,07	3,85	3,85	4,50	
WMSC (frais de service du marché du gros - moyenne ann. de 0,52)	c/kWh					0,44	0,49	0,60	0,57	0,49	0,47	0,47	0,55	
Réseau de transmission	\$/kWmth					2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	
Connexion de transmission	\$/kWmth					0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	
DRC	c/kWh					0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	
RRP	c/kWh					0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	
Rabais	c/kWh					0,29 -	0,29 -	0,29 -	0,29 -	0,29 -	0,29 -	0,29 -	0,29 -	
CALCUL DU COÛT DU MARCHÉ TOTAL														
Coût du marché total par mois	c/kWmth	4 775	4 440	4 736	3 675	3 732	4 012	4 856	4 670	4 012	3 956	3 840	4 499	51 203
Coût du marché total par année	c/kWh													
CMT = coût du marché total/kWh	c/kWh													5,85

ANNEXE B

EXEMPLE DE CALCUL DU TDC SELON LES ENTENTES PROVISOIRES

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
TDC (P) réglementé @ 115 kV	5,04	5,04	5,45	5,74				
Hypothèse d'un prix de l'énergie annuel moyen d'Hydro Ontario (HOEP)				4,30	4,39	4,47	4,56	4,65
CMT (P) Historique, incl. l'ajustement du TDC	5,74	5,74	5,74					
Actuel, basé sur le HOEP, Hypothèse, tarifs réglementés, rabais estimés etc.				5,85	5,89	5,97	6,05	6,39
TDC (ancien calcul)	5,04	5,04	5,45					
TDC (nouveau calcul)				5,78	5,83	5,91	5,97	6,13

ANNEXE C

CALENDRIER, AJUSTEMENT ET EXEMPLE DE REDRESSEMENT

Exemple de la séquence des calculs et des paiements, décrits à la section « Calendrier et ajustements » du rapport. Dans cet exemple, l'année de base est 2004. Cela ajoute un degré de complexité, car cette année est encore dans la période pour laquelle les dispositions transitoires s'appliquent, mais cet exemple permet justement de démontrer l'application de ces dispositions transitoires.

Examinons donc le calcul des prix provisoire, intermédiaire et final pour 2004 :

- ◆ **En janvier 2004, le TDC 2004 provisoire est calculé.** C'est la valeur la plus grande de :
 - TDC (2003) provisoire calculé en janvier 2004 sur la base de toute l'information disponible à ce moment; et
 - La moyenne (pondérée selon le nombre de jours dans chaque période) de :
 - CMT (janv. à déc. 2001), calculé sur la base du TDC réglementé de 2001, ajusté pour l'ajout du DRC en janvier à mai;
 - CMT (janv. à mars 2002), calculé sur la base des tarifs d'hiver en vertu du TDC de 2002;
 - CMT (avril 2002) calculé sur la base des tarifs d'été en vertu du TDC de 2002;
 - CMT (mai à déc. 2002), calculé sur la base des tarifs du marché (qui devraient être finals à ce moment);
 - CMT (janv. à avril 2003), calculé sur la base des tarifs du marché (qui devraient être finals à ce moment);
 - CMT (mai à déc. 2003), calculé sur la base des tarifs du marché (qui seraient encore basés sur le rabais estimé de l'OPG).

Ce TDC (2004) provisoire sert à calculer les facteurs d'indice provisoire pour 2004. Ces facteurs servent à leur tour à calculer les tarifs contractuels provisoires pour 2004. Ces tarifs servent à établir les paiements pour janvier à juin 2004.

Le TDC (2004) provisoire sera utilisé pour calculer tout paiement de compensation pour les prix du gaz pour 2004, sur une base provisoire.

- ◆ **En juillet 2004, le TDC (2004) intermédiaire est calculé.** C'est la valeur la plus grande de :
 - TDC (2003) final; et
 - La moyenne (pondérée selon le nombre de jours dans chaque période) de :
 - CMT (juill. à déc. 2001), calculé sur la base du TDC réglementé de 2001, pour chacun de ces mois (avec inclusion entière de l'ajustement du TDC);
 - CMT (janv. à mars 2002), calculé sur la base des tarifs d'hiver en vertu du TDC de 2002;
 - CMT (avril 2002) calculé sur la base des tarifs d'été en vertu du TDC de 2002;
 - CMT (mai à déc. 2002), calculé sur la base des tarifs du marché (qui devraient être finals à ce moment);

- CMT (janv. à déc. 2003), calculé sur la base des tarifs du marché (qui devraient être finals à ce moment);
- CMT (janv. à avr. 2004), calculé sur la base des tarifs du marché (qui devraient être finals à ce moment);
- CMT (mai à juin 2004), calculé sur la base des tarifs du marché (qui seraient encore basés sur le rabais estimé de l'OPG).

Ce TDC (2004) intermédiaire sert à calculer les facteurs d'indice intermédiaire pour 2004. Ces facteurs servent à leur tour à calculer les tarifs contractuels intermédiaires pour 2004. Ces tarifs servent à établir les paiements pour janvier à juin 2004.

En outre, tous les paiements faits de janvier à juin 2004 seront recalculés à l'aide du TDC intermédiaire (2004). La SFIÉO et le PPÉ feront un paiement de redressement (qui pourra être dans un sens ou dans l'autre, tout dépendant de la direction du mouvement des prix), pour ces mois.

- ◆ **En janvier 2005, le TDC (2004) intermédiaire est recalculé.** C'est la valeur la plus grande de :
 - TDC (2003) final; et
 - La moyenne (pondérée selon le nombre de jours dans chaque période) de :
 - CMT (janv. à mars 2002), calculé sur la base des tarifs d'hiver en vertu du TDC de 2002;
 - CMT (avril 2002) calculé sur la base des tarifs d'été en vertu du TDC de 2002;
 - CMT (mai à déc. 2002), calculé sur la base des tarifs du marché (qui devraient être finals à ce moment);
 - CMT (janv. à déc. 2003), calculé sur la base des tarifs du marché (qui devraient être finals à ce moment);
 - CMT (janv. à avr. 2004), calculé sur la base des tarifs du marché (qui devraient être finals à ce moment);
 - CMT (mai à déc. 2004), calculé sur la base des tarifs du marché (qui seraient encore basés sur le rabais estimé de l'OPG).

Ce TDC (2004) intermédiaire sert à recalculer les facteurs d'indice intermédiaire pour 2004. Ces facteurs servent à recalculer les tarifs contractuels intermédiaires pour 2004. Ces tarifs servent à recalculer tous les paiements faits de janvier à décembre 2004. La SFIÉO et le PPÉ feront un paiement de redressement (qui pourra être dans un sens ou dans l'autre, tout dépendant de la direction du mouvement des prix), pour ces mois.

En outre, ce TDC (2004) intermédiaire servira au calcul du TDC provisoire (2005).

- ◆ **En juillet 2005, le TDC (2004) final est calculé.** C'est la valeur la plus grande de :
 - TDC (2003) final; et
 - La moyenne (pondérée selon le nombre de jours dans chaque période) de :
 - CMT (janv. à mars 2002), calculé sur la base des tarifs d'hiver en vertu du TDC de 2002;

SANS PRÉJUDICE

- CMT (avril 2002) calculé sur la base des tarifs d'été en vertu du TDC de 2002;
- CMT (mai à déc. 2002), calculé sur la base des tarifs du marché (qui devraient être finals à ce moment);
- CMT (janv. à déc. 2003), calculé sur la base des tarifs du marché (qui devraient être finals à ce moment);
- CMT (janv. à avr. 2004), calculé sur la base des tarifs du marché (qui devraient être finals à ce moment);
- CMT (mai à déc. 2004), calculé sur la base des tarifs du marché (qui devraient être finals à ce moment).

Ce TDC (2004) final sert à recalculer les facteurs d'indice final pour 2004. Ces facteurs servent à recalculer les tarifs contractuels finals pour 2004. Ces tarifs servent à recalculer tous les paiements faits de janvier à décembre 2004. La SFIÉO et le PPÉ feront un paiement de redressement (qui pourra être dans un sens ou dans l'autre, tout dépendant de la direction du mouvement des prix), pour ces mois.

Le TDC (2004) final servira à calculer tout paiement final de compensation pour les prix du gaz pour 2004. La SFIÉO et le PPÉ feront un paiement de redressement (qui pourra être dans un sens ou dans l'autre, tout dépendant de la direction du mouvement des prix), à l'égard des paiements de compensation pour les prix du gaz pour 2004⁸.

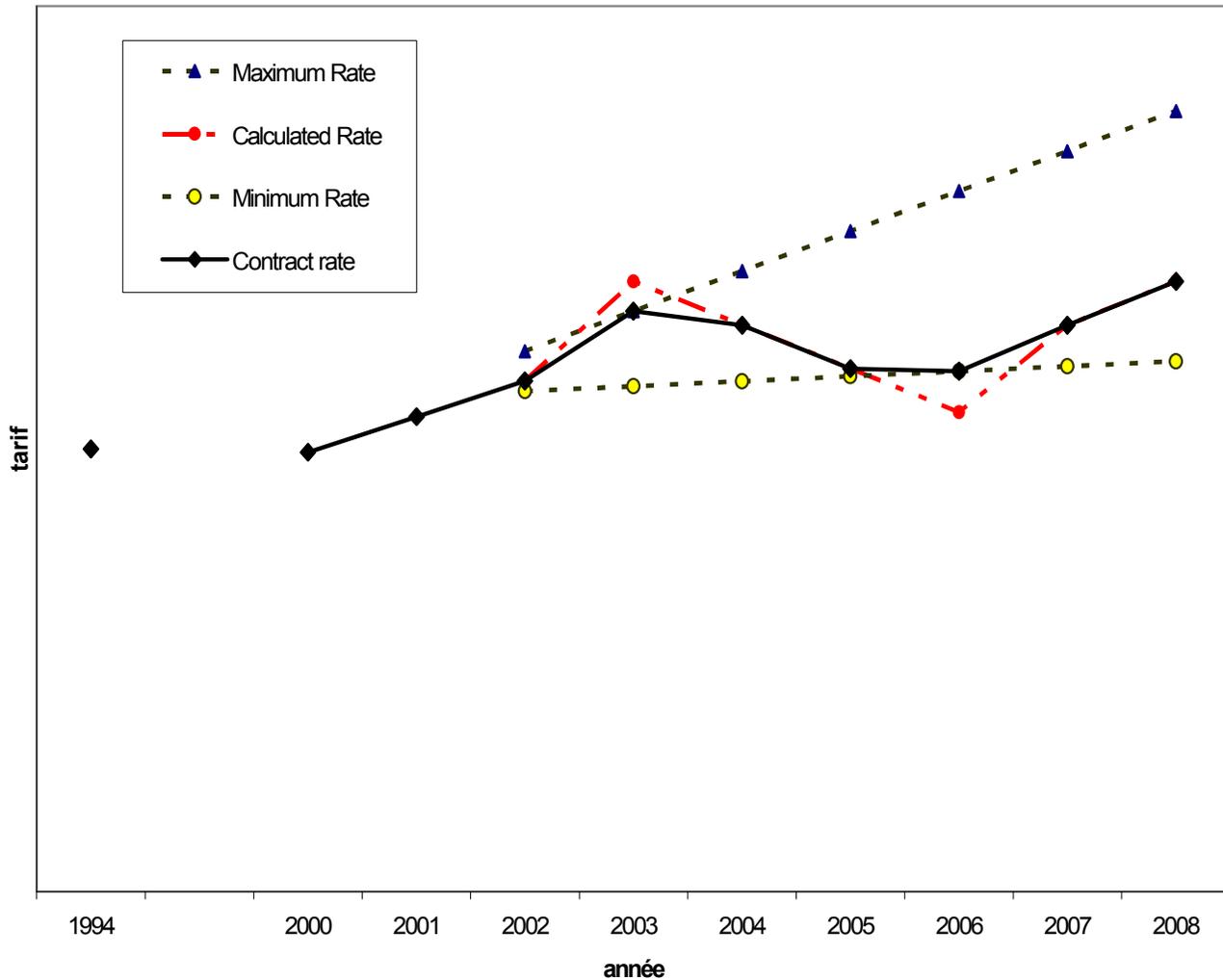
En outre, ce TDC (2004) final servira à calculer le TDC (2005) intermédiaire.

⁸ Ce calcul est basé sur l'hypothèse que les contrats de gaz qui utilisent le TDC dans leur calcul de prix peuvent être revus afin de permettre l'actualisation *post facto* selon le TDC final.

ANNEXE D

EXEMPLE DE CALCUL DE TARIF AVEC PRIX PLANCHER ET PRIX PLAFOND

Le tableau suivant est un exemple de l'effet des ententes de prix plancher et plafond, décrite à la section intitulée « Cadre des tarifs avec prix plancher et prix plafond ».



Maximum Rate	=	Tarif maximal
Calculated Rate	=	Tarif calculé
Minimum Rate	=	Tarif minimal
Contract Rate	=	Tarif contractuel