

## Réunion : 11-03 Procès-verbal de la réunion

**Date :** Le 21 juin 2011

**Heure :** 10 h

**Lieu :** Salle de conférence B de  
l'ERNB-CCE

**Présences :** Kirby O'Donnell (président)                      Rick McGivney  
Stephen Fairweather    Edward Howard  
Stacy Dimou    Jim Coyle  
Tony O'Hara    Neil Larlee  
Stephen Russell    Charles Martin  
Ron Beaulieu    Jean-Guy Paulin  
Tim Vickers    Rob Apold  
Stephanie Wheaton    George Porter  
Rob Murray (secrétaire de séance)

**Invités :** Kevin Gibson (ERNB), Hélène Cossette (HQ Energy Marketing Inc.), Stephen Waycott (ME), Dean Landers (ERNB)

### 1. Procès-verbal de la dernière réunion

Tony O'Hara suggère que l'on révise le procès-verbal de la réunion 11-02 en ce qui a trait au compte rendu de l'ERNB sur ses demandes visant à modifier le tarif de transport à libre accès. On fait remarquer que les révisions suggérées comprennent des commentaires qui n'ont pas été faits lors de la réunion et qu'ils ne devraient donc pas figurer dans le procès-verbal. Tony O'Hara fait part de son inquiétude quant au fait que pris individuellement, le procès-verbal puisse prêter à confusion. Pour répondre à cette crainte, on décide d'inclure une remarque spéciale dans le procès-verbal de la réunion d'avril contenant les commentaires qui n'ont pas été effectués lors de la réunion du 21 juin.

En guise de commentaire, Tony souligne que les représentants de TÉNB sont restés silencieux pendant la réunion du 19 avril, car ils jugeaient qu'il était inapproprié de se prononcer sur cette question alors qu'elle était examinée par la CESP. Il déclare également que leur silence lors de la réunion précédente ne signifie pas qu'ils ne sont pas préoccupés par les modifications proposées au tarif, bien au contraire. En effet, leurs préoccupations sont multiples. Aucune préoccupation en particulier n'a été évoquée.

## 2. Suivi de la dernière réunion

### a) Mises à jour

#### **i) Trois demandes de l'ERNB auprès de la Commission de l'énergie et des services publics (CESP) (Besoins en revenus 2011-2012, facteur de perte et modifications du tarif)**

George Porter présente une mise à jour sur l'état des demandes de l'ERNB devant la Commission de l'énergie et des services publics.

Demande de l'ERNB relativement aux besoins en revenus pour 2011-2012 – La Commission de l'énergie et des services publics a fait connaître sa décision le 6 mai 2011. Vous pouvez consulter cette décision sur son site Web. Pour résumer, la Commission de l'énergie et des services publics a approuvé la demande de l'ERNB à l'exception des dépenses énumérées à l'annexe 1. Ainsi, sur les 11,471 millions de dollars demandés par l'ERNB, 11,055 millions de dollars ont été approuvés.

Facteur de perte et modifications du tarif – Le 13 mai 2011, la Commission de l'énergie et des services publics a rejeté la demande de l'ERNB voulant que les deux demandes soient retirées et elle a demandé à l'ERNB de justifier la nature de cette requête d'ici le 27 mai 2011. Les intervenants devaient fournir une réponse au plus tard le 3 juin 2011. Le 7 juin 2011, la Commission de l'énergie et des services publics a conclu que les demandes ne pouvaient pas être retirées, estimant qu'il était dans l'intérêt du public d'aller de l'avant. La Commission de l'énergie et des services publics a fait remarquer qu'aucun des intervenants n'a appuyé la demande de retrait et que l'ERNB persiste à penser que les modifications seraient bénéfiques. Par conséquent, la Commission de l'énergie et des services publics a entendu la motion présentée par l'intervenant public voulant que les transporteurs justifient leurs besoins en revenu au plus tard le 15 juin 2011. Bien qu'aucune décision n'ait été prise relativement à la motion, il est possible de consulter les transcriptions de cette discussion. Une motion supplémentaire a été déposée par Énergie NB le 14 juin 2011 pour que la demande soit rejetée, en totalité ou partiellement.

#### **ii) Proposition de Distribution Énergie NB pour un traitement révisé des coproducteurs d'électricité**

Stephen Russell fournit au Comité consultatif du marché l'ébauche de texte sur les modifications aux règles du marché en ce qui a trait aux coproducteurs inscrits en tant qu'installations communes. Stephen fait remarquer qu'il reste du travail à effectuer et il encourage le Comité consultatif du marché à offrir de la rétroaction avant qu'une version définitive ne soit présentée aux fins d'examen.

#### **iii) Contrat de la charge interruptible**

Stephen Russell fait une présentation sur la préoccupation de Distribution Énergie NB relativement au contrat *pro forma* de la charge interruptible dans les règles du marché (annexe 5B). Distribution Énergie NB n'est pas en mesure de respecter certaines parties du contrat étant donné qu'elle n'a pas le droit de remplir certaines tâches liées aux installations de production qui appartiennent aux clients interruptibles. N'ayant pas signé le contrat *pro forma*, elle ne respecte pas les exigences d'accréditation de la CESP. Par conséquent, elle considère que cette question doit être réglée au plus vite. La CESP est au courant de cette situation et elle a accordé une certaine marge de manœuvre pour que le problème soit résolu. Stephen discute avec le comité de plusieurs solutions possibles.

Jean Guy Paulin, un client interruptible, déclare n'avoir aucune inquiétude tant que son contrat avec Distribution Énergie NB ne fait pas l'objet d'une modification. Stacy Dimou souhaite s'assurer que Distribution Énergie NB n'achète pas plus de capacité que nécessaire et Stephen affirme que ce n'est pas le cas. Ed Howard a des questions au sujet des exigences d'évaluation, et ce, dans le but de s'assurer que le client peut faire l'objet d'une interruption de service. George Porter indique qu'il y a des pénalités pour la non-conformité. Stacy Dimou fait remarquer que le fait d'avoir davantage de charge interruptible est une bonne chose et elle suggère que l'on envisage des vérifications de la capacité à l'avenir.

Bien qu'il n'y ait pas de consensus général sur l'option à retenir, on s'entend à dire qu'une résolution convenue par Distribution Énergie NB et par l'ERNB serait acceptée par le Comité consultatif du marché étant donné que la plupart des membres ne seraient pas touchés. En réponse à une question posée par George Porter, Stephen Russell souligne qu'à défaut de trouver un accord, un processus de règlement des différends pourrait être entrepris.

#### **iv) Mise à niveau de l'interface entre la Maine Public Service Company et le Nouveau-Brunswick**

George Porter présente au Comité consultatif du marché un compte rendu sur la mise à niveau potentielle de l'interface entre le nord du Maine et le Nouveau-Brunswick.

- Le groupe consultatif de la planification du Maine (Maine planning advisory group) a défini deux options, à savoir une nouvelle sous-station de Maine Public Service du côté du Maine ou une mise à niveau du transformateur d'interconnexion de Tinker.
- On continue d'élaborer ces deux propositions.
- Le manque de capacité du nord du Maine résulte de la fermeture des centrales alimentées à la biomasse. Une solution envisageable serait de ne pas fermer les centrales qui exigent qu'un contrat de capacité soit conclu.
- Si Maine Public Service choisit de construire une nouvelle sous-station du côté du Maine, il faudra quand même mettre à niveau le réseau du Nouveau-Brunswick en ce qui a trait au transport de l'énergie.

#### **b) Changements de règlement du marché de l'énergie**

Rob Murray informe le Comité consultatif du marché qu'un avis officiel de modifications proposées des règles du marché relativement aux modifications proposées à l'affectation du coût mensuel résiduel a été publié le 8 juin 2011 et que les derniers commentaires doivent être fournis aujourd'hui, soit le 21 juin 2011.

Pour le Comité consultatif du marché, la prochaine étape du processus consiste à transmettre faire part de sa recommandation à la Commission de l'ERNB. La recommandation doit inclure ce qui suit :

- une recommandation relativement à la proposition;
- un résumé des objections soulevées ou reçues;
- un résumé du processus;
- les votes.

Lors de la réunion, Hélène Cossette informe le Comité consultatif du marché que des commentaires seraient fournis d'ici à la fin de la journée, sans toutefois qu'on puisse en discuter pour le moment. Étant donné que le Comité consultatif du marché est contraint de prendre en compte les commentaires adressés par tous les participants au marché lors de l'élaboration de sa recommandation à la Commission de l'ERNB, le Comité consultatif du marché n'est pas en mesure de finaliser le rapport et de procéder à un vote définitif.

En fonction des commentaires reçus, cette question sera abordée entre deux réunions ou à la prochaine réunion du Comité consultatif du marché.

### **c) Politique d'acquisition de la puissance réactive et du contrôle de la tension**

Kevin Gibson fait une présentation sur les possibilités d'acquisition de l'ERNB concernant la puissance réactive et le contrôle de la tension (annexe 2 du tarif de transport à libre accès). L'ERNB prévoit concevoir une politique d'acquisition pour la puissance réactive et le contrôle de la tension et prendre en compte cette politique dans la présentation de sa demande de besoins en revenu pour 2012-2013 auprès de la CESP. L'ERNB recherche une rétroaction des intervenants. Kevin recense les options d'acquisition suivantes pour la puissance réactive et le contrôle de la tension.

1. Acheter tout ce qui est disponible de toutes les génératrices admissibles au même prix (quantité illimitée).
2. Acheter davantage seulement lorsque c'est justifié explicitement par des besoins techniques.
3. Ne pas indemniser les fournisseurs. Rendre l'acquisition une exigence de connexion.
4. Établir un contrat avec tous les fournisseurs actuels et futurs et verser la totalité des montants prévus au contrat pour la totalité des besoins actuels approuvés en revenu.
5. Marché concurrentiel.

À ce jour, voici les commentaires qui ont été reçus :

- Personnel interne de l'ERN : l'option n° 1 est équitable pour les acheteurs et les vendeurs; de plus, il est difficile de quantifier les besoins sur une base dynamique.
- Comité consultatif du marché : les fournisseurs devraient être indemnisés pour les coûts réels engagés; et Mactaquac coûte plus cher lorsqu'il est utilisé comme compensateur synchrone.
- Sous-comité consultatif du marché : l'équité est le critère décisif, à savoir prendre en compte les risques réglementaires; et les besoins en revenus figurant à l'annexe 2 ne devraient pas être évalués à la hausse.

L'ERNB a décidé de se concentrer sur l'option n° 1, à savoir acheter tout ce qui est disponible de toutes les génératrices admissibles au même prix. Voici les raisons justifiant ce choix :

- mise en œuvre rapide;
- aucune obligation de modifier les contrats existants;
- aucun changement relativement aux besoins actuels approuvés en matière de revenus;
- application équitable pour tous les fournisseurs;
- possibilité de réviser d'autres options à l'avenir.

Kevin fait remarquer que l'ERNB vise à mettre en place une politique au plus tard au mois d'octobre et à obtenir la signature des contrats d'ici à novembre 2011. La nouvelle politique exigera également une procédure de marché.

Pendant la réunion, Stacy Dimou suggère que la rémunération des installations de production soit conditionnée à la conduite d'une vérification physique. Kevin Gibson fait alors remarquer que l'ERNB examine actuellement ce point. Dean Landers informe également le groupe que le Northeast Power Coordinating Council est en train d'élaborer une norme connexe et que les commentaires sont les bienvenus.

#### **d) Service de prévision de la production d'énergie éolienne – Rendement et démonstration**

Pour donner suite à la discussion qui a eu lieu lors de la dernière réunion, George Porter interroge le Comité consultatif du marché sur les statistiques qu'il souhaiterait passer en revue. On fait les remarques suivantes :

- déviation moyenne de la persistance de l'heure précédente par rapport aux prévisions fournies par AWS;
- calendriers par opposition aux données réelles;
- exemples de la réaction de l'ERNB face à des événements importants.

En réponse à une question posée par Rob Apold, George Porter explique que les données de prévision par site sont mises à disposition des participants au marché et que les données de prévision globales sont consultables par le public sur le site Web de l'ERNB.

Dean Landers mentionne que le système de prévision fonctionne du point de vue de l'exploitation et qu'aucune dégradation n'est observée relativement aux statistiques

sur l'interface du gestionnaire indépendant du réseau d'électricité – Nouvelle-Angleterre. En réponse à une question de Stacy, Dean indique que l'ERNB reçoit des données de la part de tous les parcs éoliens situés dans la zone d'équilibrage de l'ERNB.

Kirby O'Donnell souligne que l'augmentation de l'énergie éolienne a changé l'approche en ce qui concerne la commercialisation.

#### **e) Rapport de la Commission de l'énergie**

On invite le Comité consultatif du marché à faire des commentaires sur le rapport définitif de la Commission de l'énergie. Stephen Waycott informe le Comité consultatif du marché que le ministère de l'Énergie est en train d'examiner le rapport et qu'il est possible qu'il fournisse des réponses cet été. Stephen fait également remarquer que, parallèlement, le gouvernement examine un processus de renouvellement.

### **3. Affaires nouvelles**

#### **a) Règles relatives à l'intégration de l'énergie éolienne aux fins de réduction**

Rob Murray distribue un document au Comité consultatif du marché dans le but de leur rappeler les protocoles qui ont été mis en place pour réduire la production éolienne lorsque l'énergie excédentaire est susceptible d'avoir des répercussions sur la fiabilité du réseau. Le document décrit le protocole et comprend plusieurs exemples. D'une manière générale, les réductions sont d'abord calculées en fonction des calendriers, puis en fonction des prévisions.

Rob Murray fait remarquer que la réduction est une mesure adoptée en dernier recours. Dean Landers note que les alertes relatives aux situations potentiellement excédentaires ont été émises et qu'elles permettent au marché de vendre l'énergie excédentaire et de réduire la probabilité d'une réduction.

On s'entend généralement pour dire qu'il est nécessaire de trouver des solutions permettant d'accroître la flexibilité du réseau, et ce, afin de répondre à l'accroissement de la fourniture intermittente d'énergie. Cela comprend le renforcement de la coopération régionale et l'établissement plus fréquent de calendriers. Stacy Dimou fait remarquer que le New York Independent System Operator et le gestionnaire indépendant du réseau d'électricité – Nouvelle-Angleterre recherchent des solutions pour une meilleure intégration de leurs réseaux. Stacy pense que cela pourrait être difficile de faire participer le gestionnaire indépendant du réseau d'électricité – Nouvelle-Angleterre tant que le travail n'aura pas été achevé. On mentionne également la possibilité de travailler avec Hydro-Québec, (qui est en train de mettre un service en place avec le gestionnaire indépendant du réseau d'électricité – New York) ou avec Nova Scotia Power. On convient que la création d'un sous-comité consultatif du marché constituerait une mesure appropriée permettant d'examiner plus en profondeur ces options.

### **4. Points permanents à l'ordre du jour**

#### a) Nouveau système de régulation du marché

Dean Landers offre au CCM une mise à jour sur l'état d'avancement des travaux de l'ERNB visant le remplacement potentiel du système de répartition pour l'optimisation du marché par un système moderne de régulation du marché. En résumé :

- La phase du projet relative à la demande de renseignements est bientôt terminée et un dernier examen est en train d'être mené.
- Les premières estimations de prix fournies par les fournisseurs des systèmes « offerts sur le marché » se situent entre 2 millions de dollars et 15 millions de dollars et elles traduisent la nécessité d'instaurer un marché plus vaste.
- L'ERNB n'est pas opposé à l'idée de faire part des résultats de l'examen.

Dean signale que le Comité consultatif du marché s'est réuni avec Production Énergie NB afin de déterminer les occasions de collaboration. Kirby mentionne que le réseau d'optimisation a récemment été remplacé et que grâce aux connaissances acquises, il serait prêt à soutenir l'initiative de l'ERNB visant à l'élaborer un système de régulation du marché plus efficace.

#### a) Mises à jour de l'ERNB

- George fait remarquer que l'ERNB est en train d'examiner la capacité de transport totale pour toutes ses interfaces.
- En réponse à une question posée par Ed Howard, George explique qu'on ne peut pas garantir que le projet Maine Reliability aura des répercussions sur la capacité de transport totale. Il s'ensuit une discussion sur le processus visant à octroyer un service de transport ferme lorsque la capacité de transport totale augmente. George explique que cela varie en fonction du fait qu'une personne se trouve dans la file d'attente du réseau ou non et que cela peut aboutir à des appels d'offres. En réponse à une question posée par Ed, George explique que les places dans la file d'attente sont conservées pendant le déroulement des études. On fait référence à un document de l'ERNB qui décrit le traitement de la nouvelle capacité de transport.

#### b) Mises à jour des membres du Comité consultatif du marché

- Tim Vickers, qui représente les intérêts environnementaux, demande que l'on formule des suggestions pour une solution de rechange.
- Kirby O'Donnell informe le Comité consultatif du marché que la remise à neuf de Point Lepreau respecte les délais prévus et qu'aucune fuite n'a été décelée dans les conduites installées. Le projet sera confié à Énergie NB en mai 2012.

#### c) Intégration de l'énergie éolienne

- Aucune

#### d) Développement concernant le transport

- George mentionne que l'étude de la capacité de transport totale pourrait aboutir à une réduction de la capacité de transport totale du Nouveau-Brunswick à la Nouvelle-Écosse, et ce, en raison de la croissance de charge à Moncton.
- L'interface entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse fait actuellement l'objet de discussions dans le cadre du travail mené par la Porte d'entrée de l'énergie de l'Atlantique.

#### e) Exploitation du marché

- Dean Landers fournit au Comité consultatif du marché un compte rendu sur la réunion tenue avec le gestionnaire indépendant du réseau d'électricité – Nouvelle-Angleterre. Cette réunion a porté sur la réduction des importations en provenance du gestionnaire indépendant du réseau d'électricité – Nouvelle-Angleterre.
- Le gestionnaire indépendant du réseau d'électricité – Nouvelle-Angleterre fixe la réduction à une modification du régime d'exploitation de 500 MW en fonction d'une mise en commun et il donne la priorité aux transactions du jour précédent plutôt qu'aux transactions en temps réel.
- Dean indique que l'ERNB étudiera la possibilité de ne pas accepter certains calendriers d'importation étant donné que les réductions peuvent entraîner des problèmes de fiabilité. Pour plus de clarté, il faudrait peut-être apporter certaines modifications aux règles du marché.

### **5. Date des prochaines réunions**

Le 15 septembre 2011

Le 17 novembre 2011

Le 19 janvier 2012

**La séance est levée**

**Le tout respectueusement soumis,**

---

**Kirby O'Donnell**  
Président

---

**Rob Murray**  
Secrétaire de séance