



*Une expertise en énergie  
au service de l'avenir*

25 mai 2005

# Implications pour le Distributeur de l'ajout des parcs éoliens en Gaspésie

## R-3550-2005

rapport d'expertise de

Philip Raphals  
Directeur général  
Centre Hélios

pour le RNCREQ

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100  
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900  
Télécopieur : (514) 849 6357  
sec@centrehelios.org

[www.centrehelios.org](http://www.centrehelios.org)

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. Qualifications .....</b>	<b>1</b>
<b>2. Mandat .....</b>	<b>3</b>
<b>3. Introduction.....</b>	<b>3</b>
<b>4. Méthodes.....</b>	<b>5</b>
4.1. La détermination des charges horaires en 2010.....	6
4.2. La production horaire des parcs éoliens gaspésiens en 2010.....	10
<b>5. Résultats.....</b>	<b>11</b>
5.1. Estimation des besoins horaires nets de la production éolienne .....	11
5.2. Estimation des besoins post-patrimoniaux .....	12
5.3. Les heures exceptionnelles .....	13
5.4. L'effet des parcs éoliens sur les besoins post-patrimoniaux.....	15
5.5. L'effet du contrat patrimonial sur les apports éoliens .....	15
5.6. Besoins additionnels du Distributeur.....	17
5.7. Besoins cyclables additionnels .....	19
5.8. Comparaison avec le contrat d'équilibrage proposé par HQP.....	21
<b>6. Conclusion .....</b>	<b>24</b>
<b>ANNEXE I <i>BPA Wind Integration Services</i> .....</b>	<b>1</b>
<b>ANNEXE II <i>Power Production Analysis for 990 MW of Wind Power in the Gaspé: 2004 Data Simulation</i> .....</b>	<b>2</b>

## **1. Qualifications**

### **Quel est votre nom, titre et adresse d'affaires ?**

Je m'appelle Philip Raphals. Je suis directeur général du Centre Hélios, situé au 326 boul. St.-Joseph est, suite 100, Montréal, Québec, H2T 1J2.

### **Veillez décrire le Centre Hélios.**

Fondé en 1996, le Centre Hélios est un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante dans le secteur de l'énergie. Le Centre Hélios produit et rend disponibles les connaissances requises pour la mise en œuvre de stratégies, politiques, approches réglementaires et choix économiques favorisant le développement durable et équilibré du secteur énergétique.

### **Veillez décrire votre expérience professionnelle.**

Mon expérience est résumée dans mon Curriculum vitae, qui est joint à ce témoignage. Mes activités professionnelles ont touché un grand nombre de sujets reliés à la planification, la réglementation et la tarification des réseaux électriques. Ceux-ci incluent, entre autres, la restructuration des marchés énergétiques, les processus de planification, la réglementation du transport d'électricité, l'efficacité énergétique et la sécurité des approvisionnements dans un réseau hydraulique.

### **Avez-vous témoigné auparavant devant la Régie?**

Oui, à plusieurs reprises. J'ai témoigné à titre d'expert dans les dossiers suivants : R-3398-98 (tarifs de fourniture), R-3401 (tarif de transport d'Hydro-Québec), R-3410 (avis sur une quote-part pour la petite production hydroélectrique), R-3470 (Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec), R-3473-02 (Plan d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec), R-3493-02 (tarifs de transport de court terme), R-3518-04 (option interruptible), R-3519-03 (coûts évités) et R-3525-04 (critère non monétaire de développement durable). J'ai également préparé un rapport d'expert dans le cadre des travaux de la Régie sur la demande du ministre d'un avis relativement au projet Suroît (R-3526-04).

### **Veillez décrire votre expertise concernant la réglementation des réseaux électriques, et notamment celui du Québec.**

J'étudie ces questions professionnellement depuis 1992 :

- Entre 1992 et 1994, j'étais coordonnateur scientifique adjoint de l'examen public du projet Grande-Baleine. J'avais la responsabilité de l'ensemble des analyses entreprises par les comités et commissions d'examen sur la justification du projet. Dans le cadre de mes fonctions, j'ai rédigé, de concert avec MM. James Litchfield et Roy Hemmingway, une étude sur la planification intégrée des ressources dans le cadre québécois. Cette étude a été soumise à l'examen par les pairs et fut publiée par le Bureau de soutien de l'examen public du projet Grande-Baleine.
- En 1995, je fut mandaté par le Ministère des Ressources naturelles du Québec pour produire une étude sur le cadre réglementaire utilisé en Colombie-Britannique, et son applicabilité dans le contexte québécois.
- Cette même année, je fut invité par le Débat public sur l'énergie à prononcer des conférences sur la planification intégrée de ressources dans le contexte québécois et sur l'approche de portefeuille de ressources.
- En 1997, j'ai conseillé les membres de la Commission permanente de l'économie et du travail de l'Assemblée nationale dans le cadre de son Mandat de surveillance sur la société Hydro-Québec, notamment sur les enjeux réglementaires.
- En 1998, j'ai livré un témoignage d'expert devant la Régie de l'énergie dans le cadre du dossier R-3398-98, concernant le tarif de fourniture d'Hydro-Québec.
- En 2001, j'ai livré un témoignage d'expert devant la Régie de l'énergie dans le cadre du dossier R-3401-98, concernant la réglementation du transport d'électricité.
- En 2005, j'ai produit un rapport détaillé (avec Peter A. Bradford) à la demande de l'Organisation latino-américaine de l'énergie (OLADE) sur la restructuration des marchés énergétiques en Amérique du Nord.
- Finalement, depuis cette année, j'occupe les fonctions de Senior Policy Advisor au Law Offices of Scott Hempling, un célèbre cabinet juridique à Washington qui conseille un grand nombre de public utilities commissions ainsi que d'autres instances et acteurs, notamment sur les politiques et pratiques réglementaires. Je collabore actuellement à

---

fournir des conseils au Public Service Commission of Hawaii dans le cadre du dossier,  
*Proceeding to Investigate Competitive Bidding for New Generating Capacity in Hawaii.*

## 2. Mandat

**Veillez décrire le mandat que vous a donné le RNCREQ.**

Le RNCREQ nous a demandé, dans un premier temps, d'étudier les conséquences pour le Distributeur de l'ajout de l'énergie de ses ressources éoliennes en Gaspésie en l'absence d'un contrat d'équilibrage. Dans un deuxième temps, il nous a demandé de discuter des implications de nos résultats concernant les besoins réels du Distributeur pour une convention d'équilibrage.

## 3. Introduction

Dans le présent rapport, nous explorons les conséquences du mariage de la souplesse inhérente au contrat patrimonial avec l'intermittence de la ressource éolienne. Plus précisément, nous essayons de préciser les conséquences pour le Distributeur de recevoir directement l'énergie produite par les 990 MW de puissance éolienne qui seront installés en Gaspésie, pour pouvoir mieux évaluer ses véritables besoins en équilibrage.

Le « jeu des bâtonnets » créé par le Décret 1277-2001 donne à cette question, qui doit être traitée d'une façon ou d'une autre dans chaque juridiction qui fait appel à l'énergie éolienne, une saveur très particulière. À l'encontre de tout autre régime réglementaire de notre connaissance, le Distributeur dépend en grande mesure d'une ressource (le contrat patrimonial) qui n'est ni sous son contrôle, comme c'est le cas lorsqu'un distributeur détient ses propres ressources de production, ni définie clairement en quantité et prix pour une période temporelle bien définie, comme c'est le cas pour les blocs d'électricité achetés sur le marché du gros.

En fait, l'ajustement en fin d'année des bâtonnets requis pour l'application du contrat patrimonial, qui est au cœur de notre régime réglementaire, impose un contexte très particulier pour l'intégration d'une énergie intermittente.

Pour cette raison, il nous semble évident que, avant de s'engager dans une convention d'équilibrage coûteuse comme celle proposée par HQ Production, le Distributeur devrait d'abord

---

explorer en détail sa capacité de recevoir directement l'énergie intermittente des parcs éoliens<sup>1</sup>. Il est donc surprenant de constater qu'il n'avait pas encore entrepris une telle étude<sup>2</sup>.

Selon les documents déposés dans le cadre de l'audience R-3526-04, HQ Production a proposé de recevoir l'ensemble de l'énergie produite par les parcs éoliens du Distributeur, et de livrer à HQ Distribution de l'énergie ferme à une puissance égale à la moyenne des puissances horaires reçues pendant la semaine antérieure. Le prix pour ce service serait de 9\$ le MWh. HQP précisait que cette approche était basée sur celle offerte par la Bonneville Power Authority<sup>3</sup>.

Dans mon témoignage oral dans R-3526-04, j'ai noté que, parmi les deux services d'intégration éolienne offerte par Bonneville, l'approche de son Network Wind Integration Service serait plus appropriée dans le contexte québécois que celle de son Storage and Shaping Service, utilisé comme modèle par HQP. Dans le Network Integration Service, qui est offert aux services publics qui se trouvent à l'intérieur de l'aire de contrôle de BPA, la production éolienne, avec tous ses aléas, est simplement soustraite de la demande en temps réel<sup>4</sup>.

Ainsi, j'ai souligné que l'application de cette approche dans le cadre de notre contrat patrimonial aurait l'effet d'ajuster l'optimisation *post facto* des bâtonnets pour tenir compte des variations de la production éolienne.

L'analyse présentée ici a pour but, dans un premier temps, de quantifier l'effet de la flexibilité inhérente au contrat patrimonial sur l'intermittence de la ressource éolienne. Cette question est rendue plus complexe par le fait que les événements météorologiques vécus par le Québec d'heure en heure tout au long de l'année ont une influence capitale et simultanée — mais différente — tant sur la demande d'électricité que sur la production d'un parc éolien donné. Une façon de tenir compte de cette interaction est de faire appel aux années historiques pour lesquelles des données sont disponibles tant sur la demande horaire que sur les vitesses des vents. Ainsi, nous avons utilisé comme base de notre analyse l'année 2004, pour laquelle nous

---

<sup>1</sup> Au dossier R-3526-04, HQ Production a fourni une description détaillée de la convention d'équilibrage proposée (HQP-3, doc. 1, p. 43). Toutefois, il semble maintenant que HQ Production aurait modifié sa proposition, quoique les détails ne seront rendus publics qu'une fois le projet d'entente entériné par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec (HQD-5, doc. 8.1, p. 3 (réponse 1.1)).

<sup>2</sup> HQD-5, doc. 8.1, pp. 8 et 13 (réponses 6.1 et 13.1).

<sup>3</sup> R-3526-04, HQP-3, doc. 1, pp. 9-13.

<sup>4</sup> L'approche de Bonneville est décrite dans sa brochure, *BPA Wind Integration Services*, reproduit ici comme Annexe I.

disposons des données horaires précises tant sur la distribution relative des besoins en électricité que sur les vitesses des vents dans la région gaspésienne.

L'approche utilisée est de présumer que l'année météorologique vécue en 2004 se reproduit précisément dans l'année future qui fera l'objet de notre analyse (2010). On prend également comme hypothèse que les parcs éoliens seront en service dans leur entièreté en 2010, même si, en réalité, ce ne sera pas le cas avant 2014<sup>5</sup>. Il s'agit d'une hypothèse conservatrice, dans le sens qu'elle présuppose un ratio d'énergie éolienne à la demande québécoise que serait le cas en 2010, ou encore en 2014, quand la demande sera encore plus élevée.

#### 4. Méthodes

Pour évaluer les besoins post-patrimoniaux en 2010 avec et sans l'apport des parcs éoliens gaspésiens, on a besoin des valeurs horaires :

- 1) pour la demande en 2010 et
- 2) pour la production éolienne dans la même année.

Nous disposons déjà des données suivantes :

- la demande horaire (réelle) de 2004 (HQD-5, doc. 7, réponse 9.3),
- la prévision d'HQD de la demande en 2010, exprimée en courbe de puissances classées (HQD-5, doc. 8.1, réponse 12b), et
- la courbe de puissances classées qui correspond à l'énergie patrimoniale (décret 1277-2001).

Dans les deux prochaines sections, nous expliquerons la méthodologie utilisée pour déterminer les valeurs horaires pour la demande en 2010 ainsi que pour la production éolienne dans la même année.

---

<sup>5</sup> Sa production en 2010 sera seulement 1,9 TWh, soit 59 % de sa production finale.

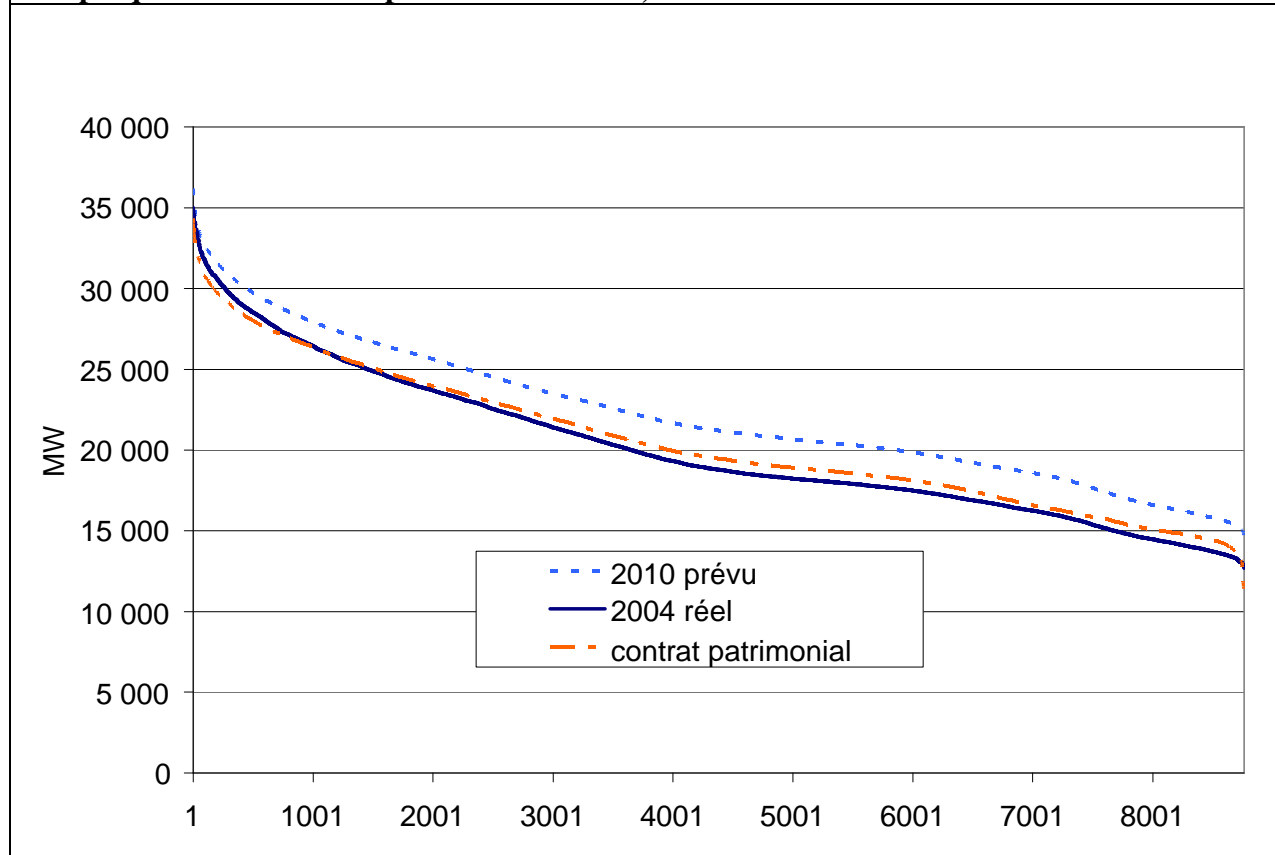
#### **4.1. La détermination des charges horaires en 2010**

Comme noté ci-dessus, nous faisons l'hypothèse simplificatrice que les conditions météorologiques en 2010 sont précisément identiques à celles de 2004, heure par heure, partout au Québec. Il s'agit bien sûr d'une hypothèse impossible ; par contre, rien n'empêche que cette année météo ait pu se produire en 2010 au lieu d'en 2004.

Pour déterminer les besoins post-patrimoniaux en 2010 nets de l'apport des parcs éoliens, nous avons besoin non seulement de la courbe de puissances classées de cette année, mais aussi de la séquence de charges horaires. Le premier défi est donc de déterminer la séquence de 8 760 charges horaires qui, d'une part, refléterait une année météorologique identique à celle vécue en 2004, et qui, d'autre part, produirait une courbe de puissances classées similaire à celle fournie par HQD.

Le graphique 1 présente les CPC pour 2004 (ligne noire) et pour 2010 (ligne pointillée). La CPC du contrat patrimonial est également indiquée, à titre indicatif (ligne de tirées). On remarque que l'augmentation de la charge en 2010 est beaucoup plus aiguë pour les heures de faible charge qu'à la pointe.

**Graphique 1. Courbes de puissances classées, 2004 et 2010**



Tel que l'explique le Distributeur<sup>6</sup>, le CPC en 2010 est le résultat d'un exercice complexe qui intègre 210 simulations horaires des besoins réguliers, basées sur les différentes conditions climatiques observées de 1971 à 2000. Cette courbe représente donc une année météorologique moyenne.

Pour ne pas perdre toute corrélation qui pourrait exister entre la demande et la production éolienne d'une heure donnée — dû au fait qu'elles sont conditionnées, toutes les deux, par les mêmes conditions météorologiques — il est nécessaire de pouvoir transformer une charge horaire 2004 en son équivalent en 2010, toujours en fonction de l'année météorologique de 2004. Pour ce faire, nous avons fait une analyse de régression des écarts entre les deux courbes de puissances classées, avec le résultat suivant :

<sup>6</sup> HQD-2, doc. 1, pages 38 à 40.

$$(1) \quad P_x = a*Q_x^4 + b*Q_x^3 + c*Q_x^2 + d*Q_x + e$$

où :

$P_x$  = la demande en heure  $x$  en 2010

$Q_x$  = la demande en heure  $x$  en 2004

$a = -5,392 \times 10^{-15}$  (écart-type  $7,8 \times 10^{-16}$ )

$b = 1,1777 \times 10^{-9}$  (écart-type  $7,1 \times 10^{-11}$ )

$c = -6,9476 \times 10^{-5}$  (écart-type  $2,4 \times 10^{-6}$ )

$d = 2,46708333$  et (écart-type 0,034) et

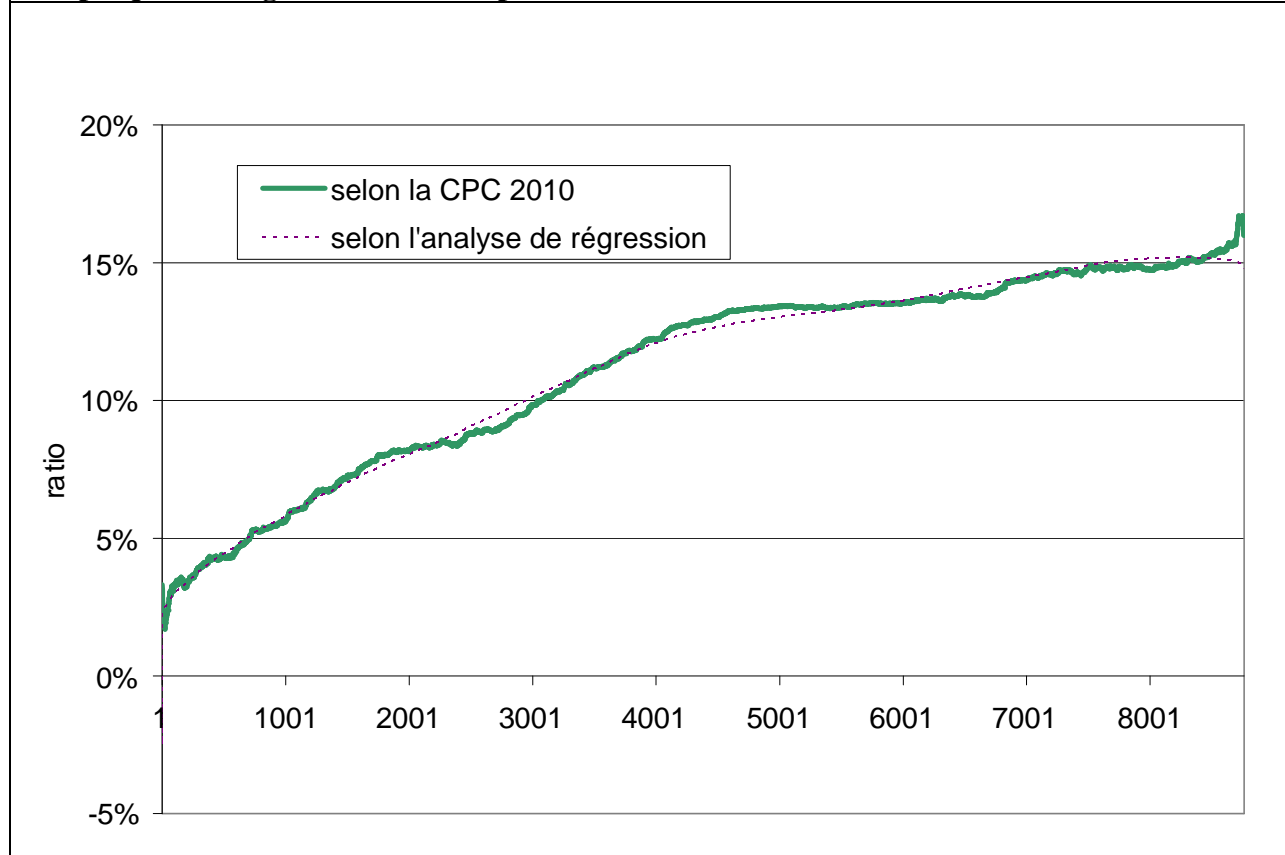
$e = -7819,73753$  (écart-type 179,7)<sup>7</sup>.

Au graphique 2, la ligne solide montre le pourcentage d'augmentation entre les CPC de 2004 et 2010, pour chaque heure de la courbe. Ce pourcentage varie de 1,9 %, aux heures de pointe, à 16,7%, pour les heures de plus faible charge. La ligne pointillé indique le résultat de l'application de l'équation ci-dessus à la courbe de 2004.

---

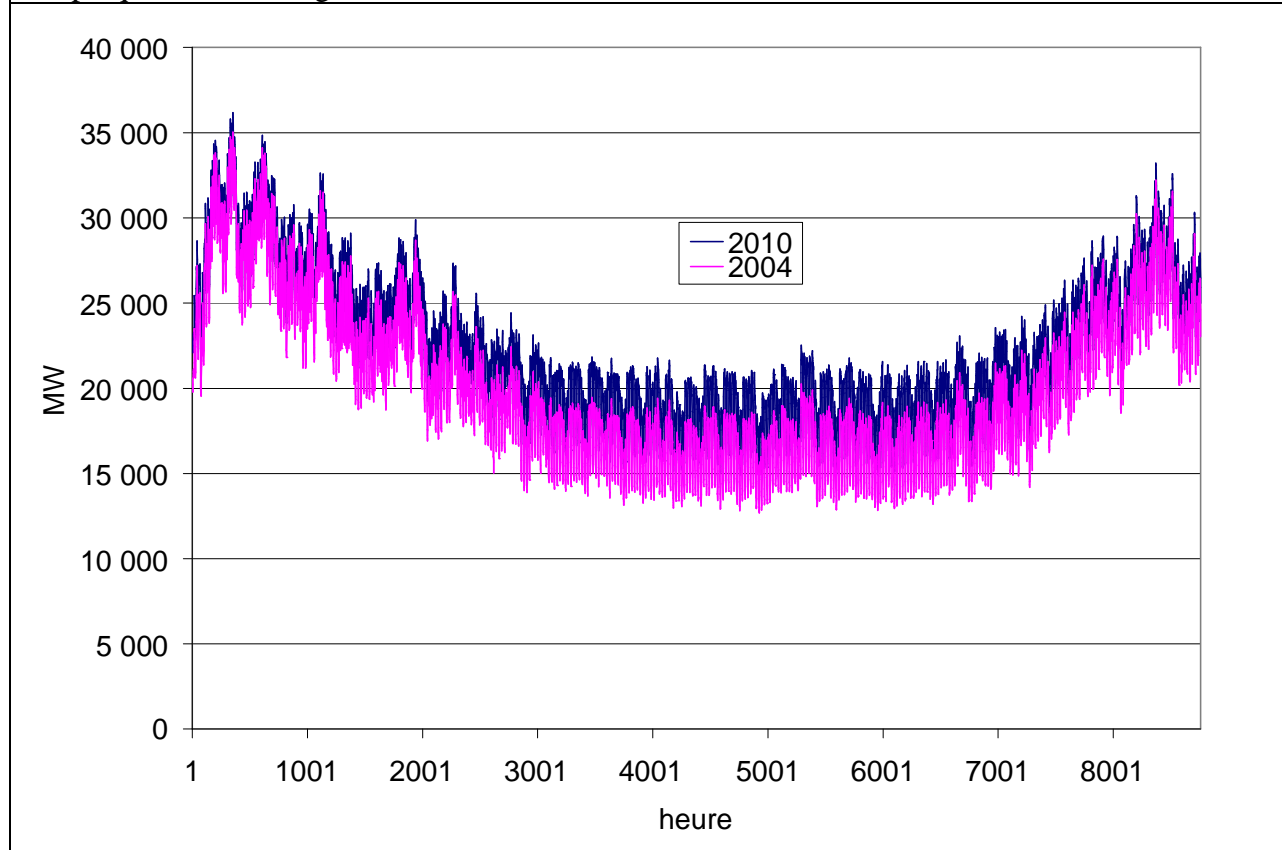
<sup>7</sup> La valeur  $R^2$  de la régression est de 99,98 %.

**Graphique 2. Augmentation de la puissance horaire entre 2004 et 2010**



En appliquant l'équation (1) aux valeurs horaires de 2004, dans l'ordre chronologique, on obtient une séquence de charges horaires pour 2010 qui reflète, à la fois, l'année météorologique vécue en 2004 et l'augmentation de la charge prévue par le Distributeur, tel que l'indique le graphique 3.

Graphique 3. Les charges horaires en 2004 et 2010



#### **4.2. La production horaire des parcs éoliens gaspésiens en 2010**

Toujours sous l'hypothèse d'une année météorologique en 2010 identique à celle vécue en 2004, on peut utiliser les mesures horaires de vitesse de vent en 2004 faites par Environnement Canada au Cap Chat pour estimer la production horaire des parcs éoliens gaspésiens en 2010. La simulation de la production horaire des parcs éoliens gaspésiens était confiée à M. Tim Weis de l'Institut Pembina. Ses résultats se trouvent aux graphiques 5 et 6 de son rapport, joint comme Annexe II.

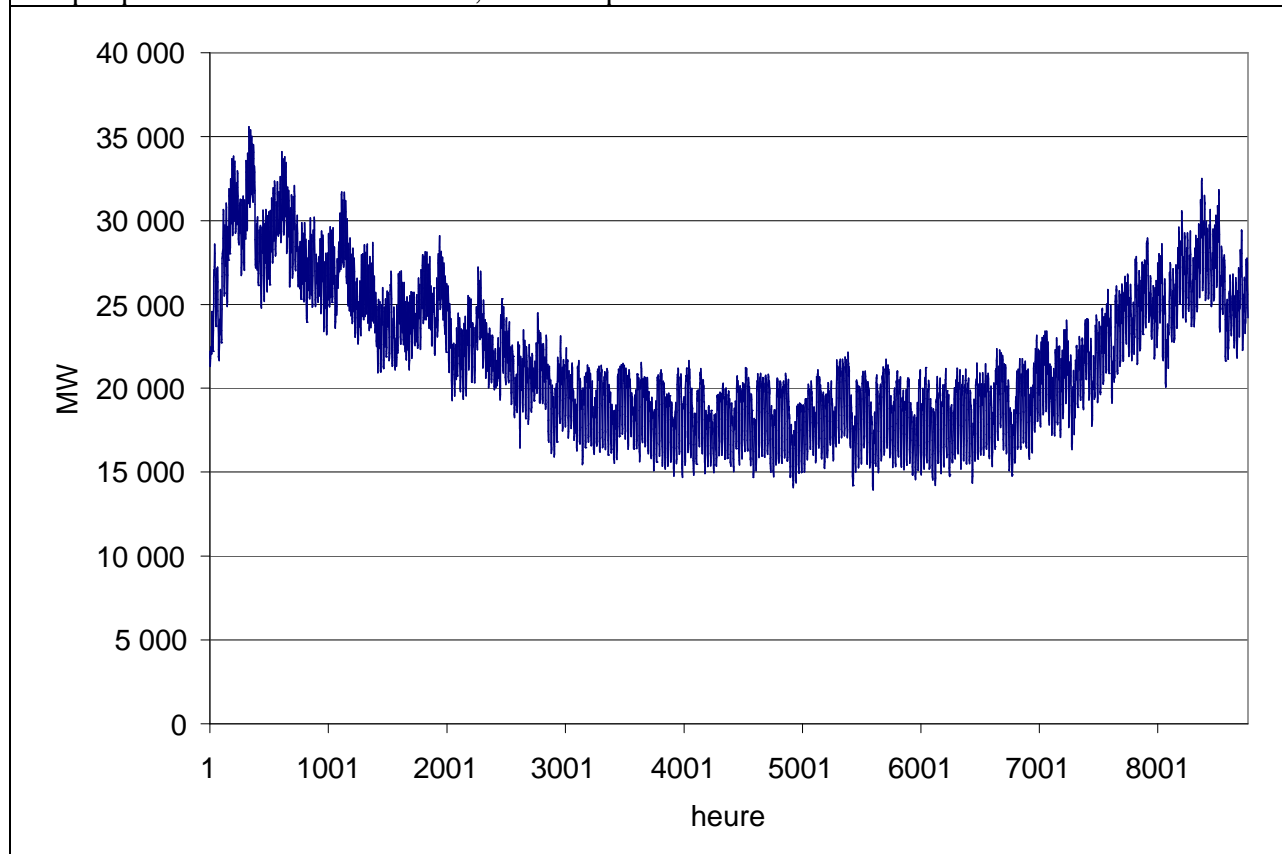
## 5. Résultats

### 5.1. Estimation des besoins horaires nets de la production éolienne

Ayant maintenant en main les données horaires pour les besoins réguliers du Distributeur en 2010, d'une part, et de la production des parcs éoliens gaspésiens, de l'autre, nous sommes en mesure de calculer, par soustraction, les besoins horaires du Distributeur net de la production éolienne.

Par exemple, les besoins réguliers du Distributeur à 1h le 1<sup>er</sup> janvier 2010 seraient de 22 847 MW, et la production éolienne pour la même heure serait de 650 MW. Les besoins du Distributeur, net de la production éolienne, seraient donc de 22 197 MW. Les besoins du Distributeur net de la production éolienne sont indiqués au graphique 4.

Graphique 4. La demande en 2010, net de la production éolienne



Cette approche qui consiste à soustraire la production éolienne à chaque heure de la demande pour la même heure, reflète l'approche qui sous-tend le Network Wind Integration Service offert par la BPA, tel que décrit à l'Annexe I<sup>8</sup>.

## **5.2. Estimation des besoins post-patrimoniaux**

HQ Distribution décrit sa méthode pour l'affectation finale des bâtonnets à la fin de chaque année calendrier comme suit :

Ce n'est qu'en fin d'année, une fois les besoins réels connus, qu'il est possible d'établir la contribution totale d'Hydro-Québec Production à la satisfaction de ces besoins. En superposant la courbe de puissances classées de la contribution d'Hydro-Québec Production à celle de l'électricité patrimoniale, on peut déterminer les moments où les livraisons d'Hydro-Québec Production excèdent l'électricité patrimoniale (énergie involontaire) et ceux où les livraisons sont inférieures à l'électricité patrimoniale (électricité patrimoniale non utilisée)<sup>9</sup>.

Ainsi, la courbe de puissances classées du contrat patrimonial, telle que définie dans le Décret, est soustraite de la CPC des puissances réellement tirées par le Distributeur, net de ses achats (et après ajustement pour des catégories de consommation exclues du contrat patrimonial, s'il y a lieu). Chaque fois que l'énergie utilisée par le Distributeur excède la puissance à laquelle ce dernier a droit en vertu du contrat patrimonial, l'écart entre ces deux valeurs représente un dépassement, qui serait traité en vertu de l'entente-cadre (dossier R-3568-2005).

En utilisant cette même méthode, de façon prospective au lieu de rétrospective, on peut préciser les besoins du Distributeur en énergie post-patrimoniale, selon les hypothèses retenues.

Par exemple, on peut facilement calculer que, selon la distribution de charges horaires de 2010 indiquées au graphique 3 (et selon la distribution horaire des charges résultant de la section 4.1), les besoins post-patrimoniaux seraient ceux indiqués à la courbe supérieure du graphique 5.

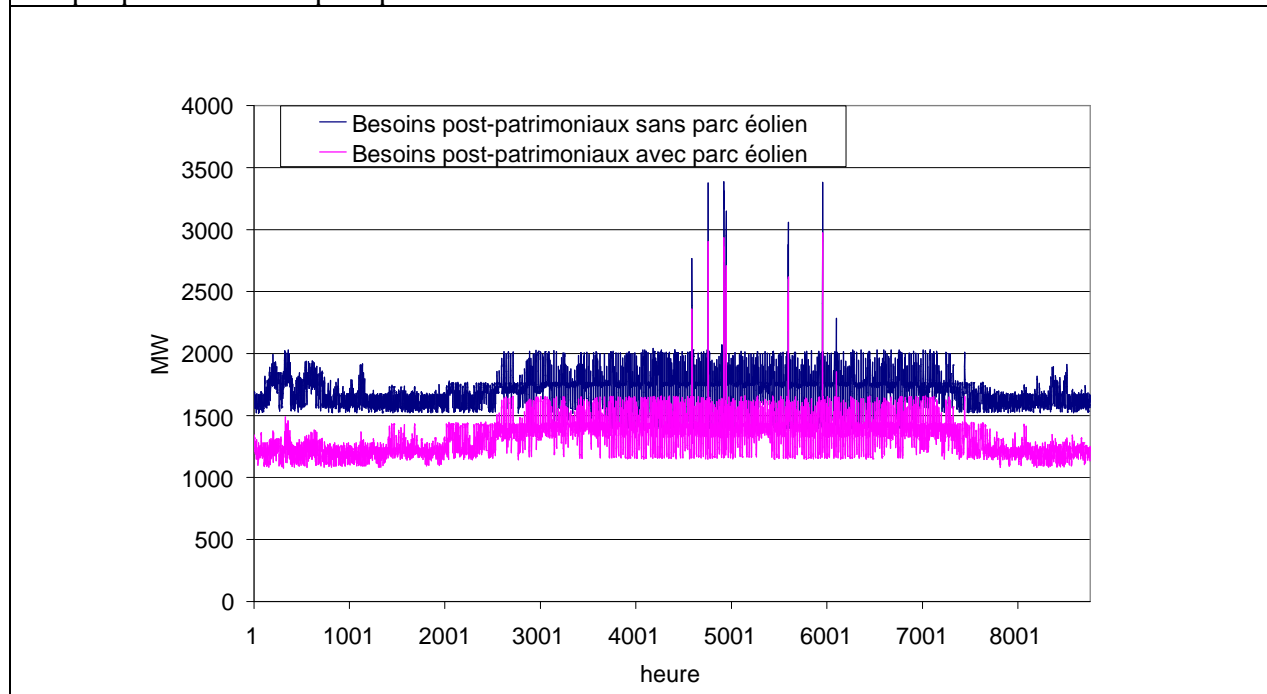
En appliquant la même méthode aux valeurs des besoins additionnels **nets de la production éolienne**, déterminée dans la section précédente, on obtient la courbe inférieure du même graphique.

---

<sup>8</sup> Voir le graphique à la première page.

<sup>9</sup> HQD-5, doc. 2, p. 3.

Graphique 5. Besoins post-patrimoniaux en 2010



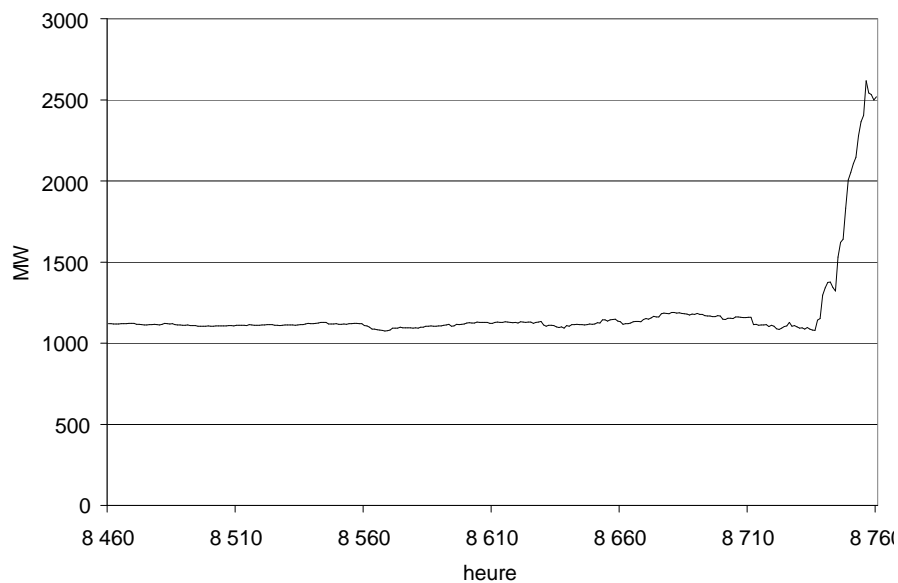
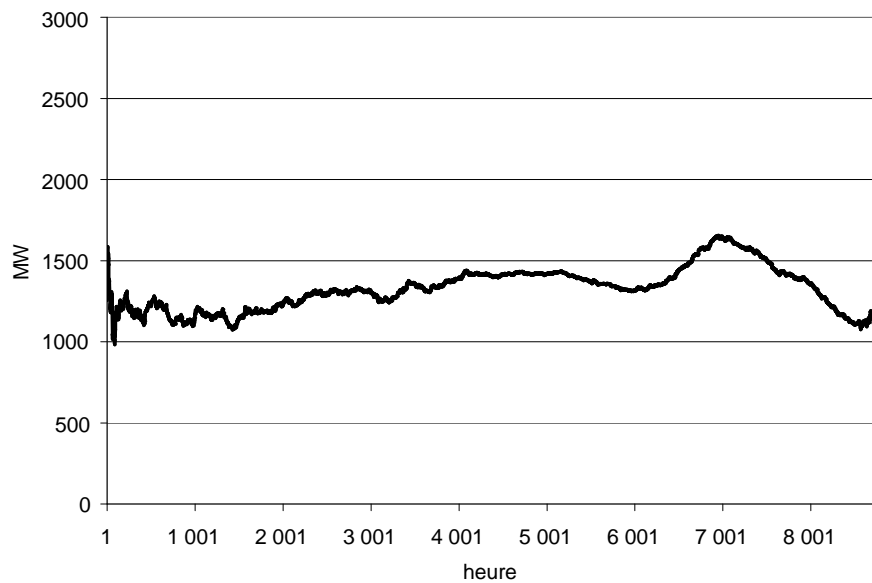
### 5.3. Les heures exceptionnelles

On remarque, sur les deux courbes, la présence de quelques heures au milieu de l'année où les besoins post-patrimoniaux sont deux ou trois fois plus grands que pour les autres heures de la période. Il est intéressant de constater qu'il s'agit en fait des heures de plus faible demande de l'année. Cette anomalie découle d'une différence marquée entre le profil de la demande prévue pour les heures de plus faible charge en 2010 et celui de la CPC de l'énergie patrimoniale, définie selon le décret 1277-2001<sup>10</sup> (les deux courbes supérieures du graphique 1).

Le graphique 6 présente la différence entre ces deux courbes, qui signifie donc le niveau d'énergie post-patrimoniale requis, selon la séquence de CPC. Le graphique supérieur le démontre pour l'ensemble des heures de l'année, quoique le graphique inférieur présente le détail des 300 heures de plus faible charge de l'année :

<sup>10</sup> Et aussi, dans une moindre mesure, de celui de 2004.

Graphique 6. Besoins post-patrimoniaux, selon la courbe de puissances classées



Ainsi, c'est pendant les quinze heures de l'année où la demande est la plus faible que les besoins post-patrimoniaux sont les plus grands. Ce phénomène découle de la méthodologie d'affectation des bâtonnets. Selon les explications du Distributeur<sup>11</sup>, l'affectation des bâtonnets plus grands à

<sup>11</sup> Au rencontre technique du 14 janvier 2005.

ces heures de faible consommation ne viendrait pas diminuer la quantité d'énergie post-patrimoniale requise.

Notons cependant qu'il sera impossible en réalité de prévoir en temps réel quelles seront ces 15 heures de plus faible demande. Il est donc inévitable que ces besoins ne puissent faire l'objet d'un achat d'énergie post-patrimoniale et que ces heures constituent donc des dépassements, qui seraient apparemment couverts par l'entente-cadre. Pour cette raison, nous excluons ces 15 heures de plus faible demande des analyses et graphiques qui suivent, en y affectant le niveau d'énergie post-patrimoniale requise pour les autres heures de faible charge.

#### **5.4. L'effet des parcs éoliens sur les besoins post-patrimoniaux**

Au-delà de l'effet évident de réduire le niveau moyen des besoins post-patrimoniaux, il appert que l'ajout de la production éolienne diminue également la variabilité d'heure en heure de ces besoins. Ainsi, le tableau suivant indique que l'écart-type de la demande horaire net de la production éolienne est moindre que l'écart-type de la demande prévue, sans l'apport éolien.

	<b>Demande prévue, 2010</b>	<b>Demande 2010, net de la prod. éolienne</b>
<b>Total</b>	194,3 TWh	191,2 TWh
<b>Demande moyenne</b>	22 183 MW	21 821 MW
<b>Minimum</b>	14 556 MW	13 939 MW
<b>Maximum</b>	35 849 MW	35 596 MW
<b>Écart-type</b>	4243,1	4177,2

Cet effet découle de la corrélation qui existe entre la production horaire des parcs éoliens et la demande québécoise, qui s'évalue en 2004 à 23,0 %.

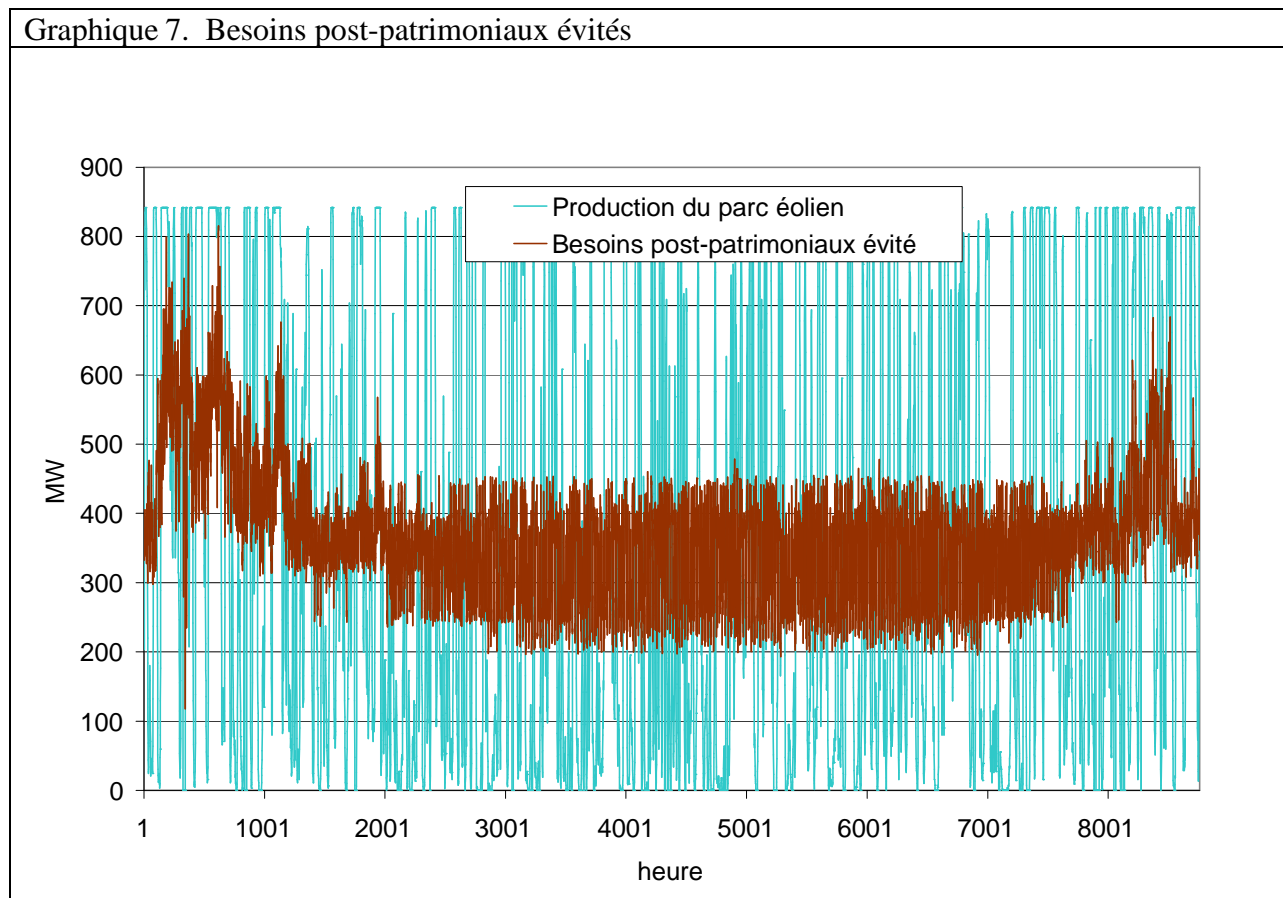
#### **5.5. L'effet du contrat patrimonial sur les apports éoliens**

Nous venons de voir que l'apport éolien diminue la variabilité de la demande. On peut également constater que la nature flexible du contrat patrimonial diminue la variabilité des apports éoliens.

Pour examiner cet effet, nous comparons les besoins post-patrimoniaux pour chaque heure en 2010, sans et avec l'apport des parcs éoliens. Ainsi, le graphique 7 montre la différence entre les

deux courbes présentées en graphique 4. Il s'agit en fait des besoins post-patrimoniaux du Distributeur qui seraient évités dus à l'ajout des parcs éoliens gaspésiens. Nous indiquons, sur le même graphique, la production horaire brute des parcs éoliens, qui démontre évidemment une variabilité beaucoup plus grande.

Graphique 7. Besoins post-patrimoniaux évités



Ce graphique montre effectivement que la flexibilité implicite dans le contrat patrimonial contribue grandement à équilibrer la variabilité de la production éolienne. De la même façon dont, face à une charge constante, la production brute éolienne pourrait être décrite en termes des autres approvisionnements qui seraient évités grâce à sa présence, les besoins du Distributeur en énergie post-patrimoniale qui seraient évités grâce à la présence des parcs éoliens représentent, de façon très réelle, l'apport de ces parcs aux besoins post-patrimoniaux.

Le tableau suivant résume quelques indicateurs statistiques des deux séries :

	apport brut des parcs éoliens	apport des parcs éoliens aux besoins post-patrimoniaux du Distributeur
minimum	0 MW	<u>118</u> MW
maximum	842 MW	<u>815</u> MW
moyenne	362 MW	362 MW
écart-type	326 MW	<u>91,2</u> MW

La « ressource virtuelle » qui constitue les apports éoliens dans le régime patrimonial est donc beaucoup moins intermittente que la ressource éolienne elle-même. Ainsi, l'écart-type de cette ressource virtuelle est réduit de 70 %. De plus, la ressource virtuelle démontre en effet une puissance ferme de plus que 100 MW, même si la ressource réelle n'apporte aucune puissance ferme (du moins dans notre simulation qui ne bénéficie d'aucune diversité géographique, ayant été tirée des mesures d'un seul mât).

### **5.6. Besoins additionnels du Distributeur**

Le graphique 4 indiquait les besoins post-patrimoniaux du Distributeur en 2010, sur une base horaire. Avec l'apport des parcs éoliens, et en oubliant les 15 heures de plus faible charge, les besoins post-patrimoniaux varient entre 1100 et 1600 MW, environ.

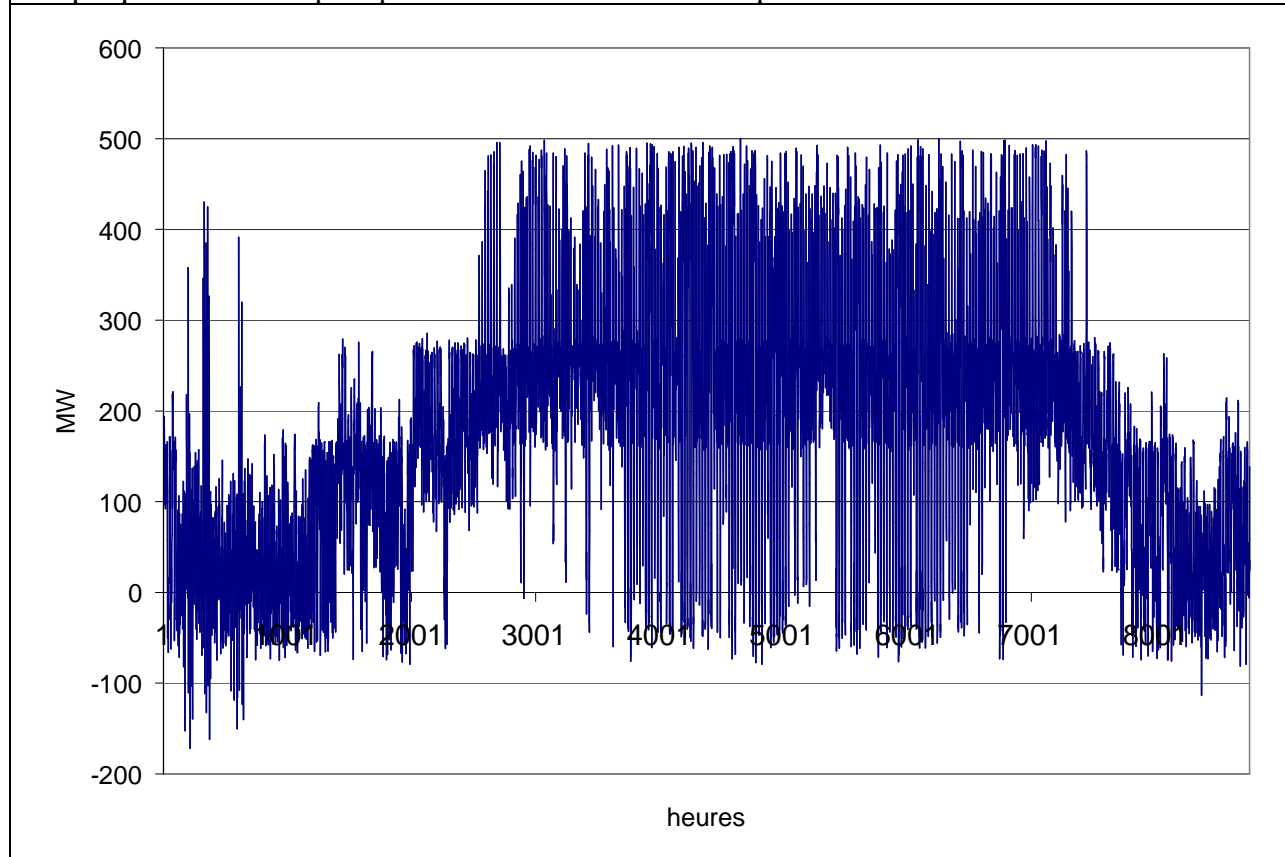
Toutefois, le Distributeur a déjà obtenu, ou est en train d'obtenir, 1283 MW de puissance de base, tel que l'indique le tableau suivant :

<b>SOURCE</b>	<b>MW</b>
TransCanada Énergie	547
HQP – base	350
biomasse	36
cogénération	350
<b>TOTAL</b>	<b>1283</b>

En supposant que 90 % de cette puissance serait disponible en tout temps, nous obtenons les besoins post-patrimoniaux additionnels horaires indiqués au graphique 8<sup>12</sup>.

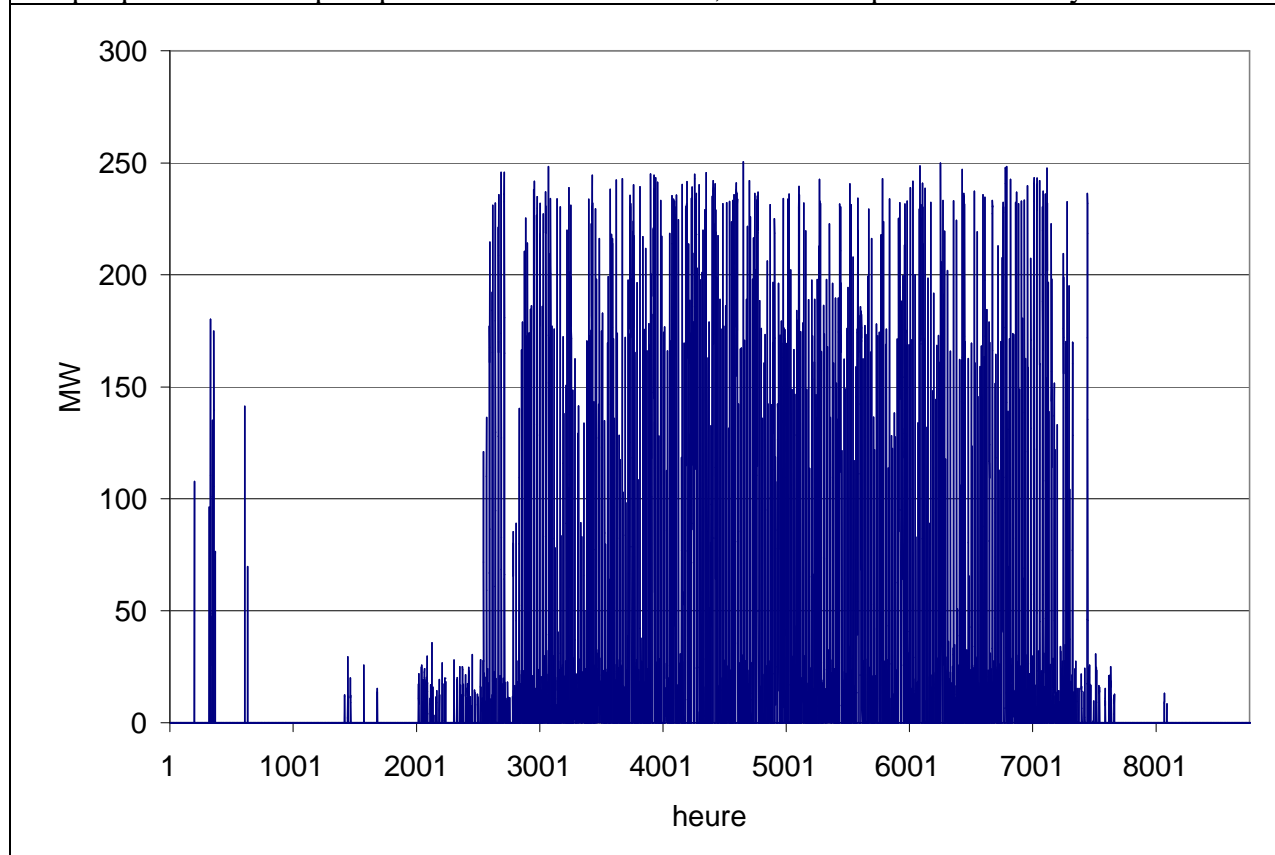
<sup>12</sup> Cette analyse ne tient pas compte des réserves requises en puissance.

Graphique 8. Besoins post-patrimoniaux additionnels requis



Le Distributeur détient également un contrat de 250 MW de puissance cyclable, avec HQ Production. En présumant que cette puissance serait disponible lorsque nécessaire pour combler les besoins additionnels du Distributeur, le profil des besoins additionnels, au-delà de l'ensemble des contrats post-patrimoniaux existants ou en cours d'acquisition, sera celui présenté au graphique 9.

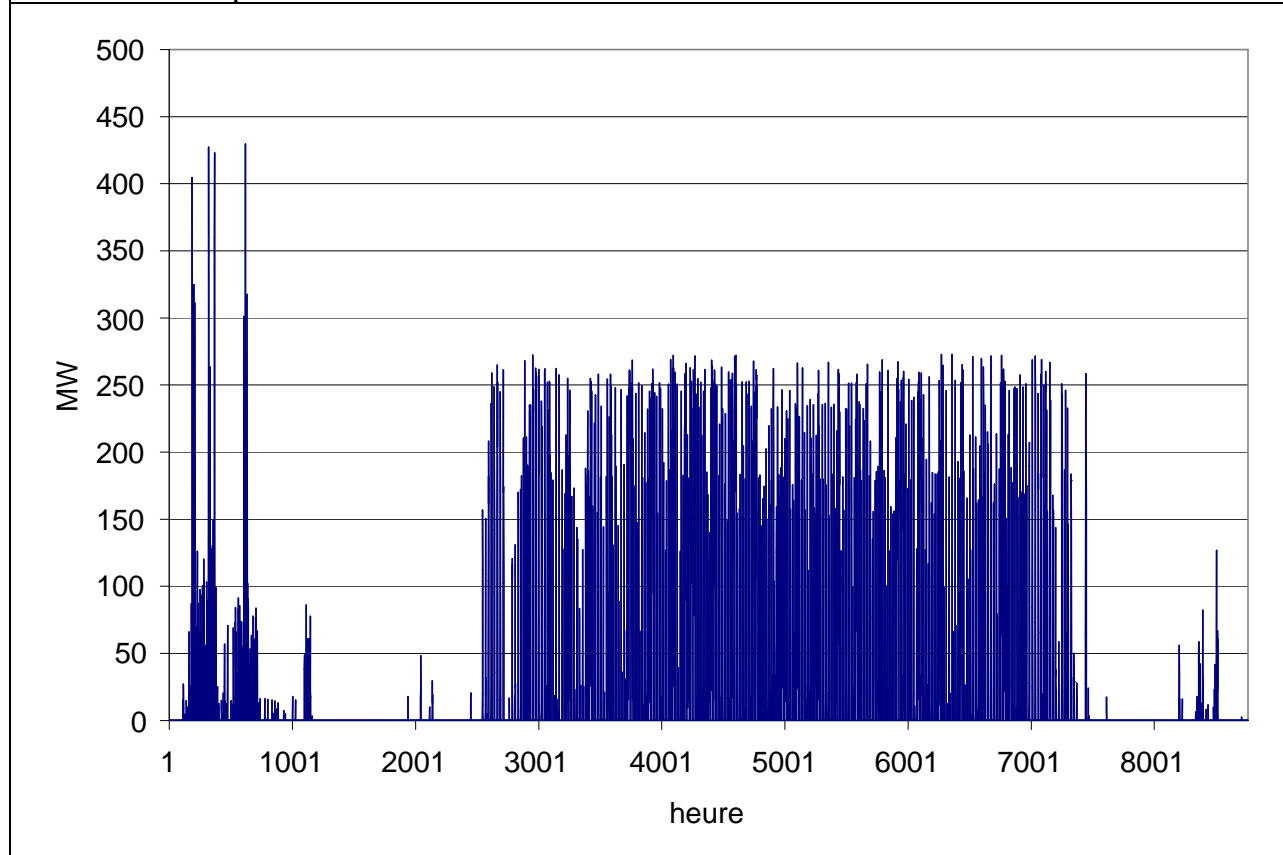
Graphique 9. Besoins post-patrimoniaux additionnels, tenant compte du contrat cyclable existant



### 5.7. Besoins cyclables additionnels

La courbe présentée au graphique 9 montre que, après l'inclusion des parcs éoliens gaspésiens, le Distributeur pourra combler l'ensemble de ses besoins additionnels par l'achat d'un deuxième contrat cyclable de 251 MW, dont l'utilisation pour l'année monterait à 192,5 GWh. Pour comparer la situation avec et sans la ressource éolienne, nous avons effectué une analyse similaire des besoins additionnels du Distributeur, en remplaçant l'apport éolien par une ressource de base de la même production annuelle (362 MW). Les résultats sont présentés au graphique 10.

Graphique 10. Besoins post-patrimoniaux additionnels en énergie cyclable, avec 362 MW de base au lieu des parcs éoliens



Il est intéressant de noter que, pour les heures de pointe en janvier, les besoins additionnels sont beaucoup plus grands avec l'énergie de base qu'avec les parcs éoliens. Ainsi, on remarque des pics d'au-delà de 400 MW au début de l'année sur le graphique 10, tandis que sur le graphique 9, ils n'étaient que d'environ 175 MW. De plus, pendant toute la période estivale, les besoins selon le graphique 10 dépassent régulièrement les 250 MW, tandis que sur le graphique 9, ils demeurent légèrement plus bas.

Les besoins en énergie cyclable selon les deux hypothèses sont résumés dans le tableau suivant :

	avec éolien	avec 362 MW de base
puissance requise	231 MW	430 MW
écart-type	54,9 MW	62,6 MW

Notons que l'écart-type des puissances requises est également plus faible avec l'éolien qu'avec l'énergie de base. Cela implique que l'apport d'énergie éolienne diminue la variabilité des besoins post-patrimoniaux additionnels du Distributeur.

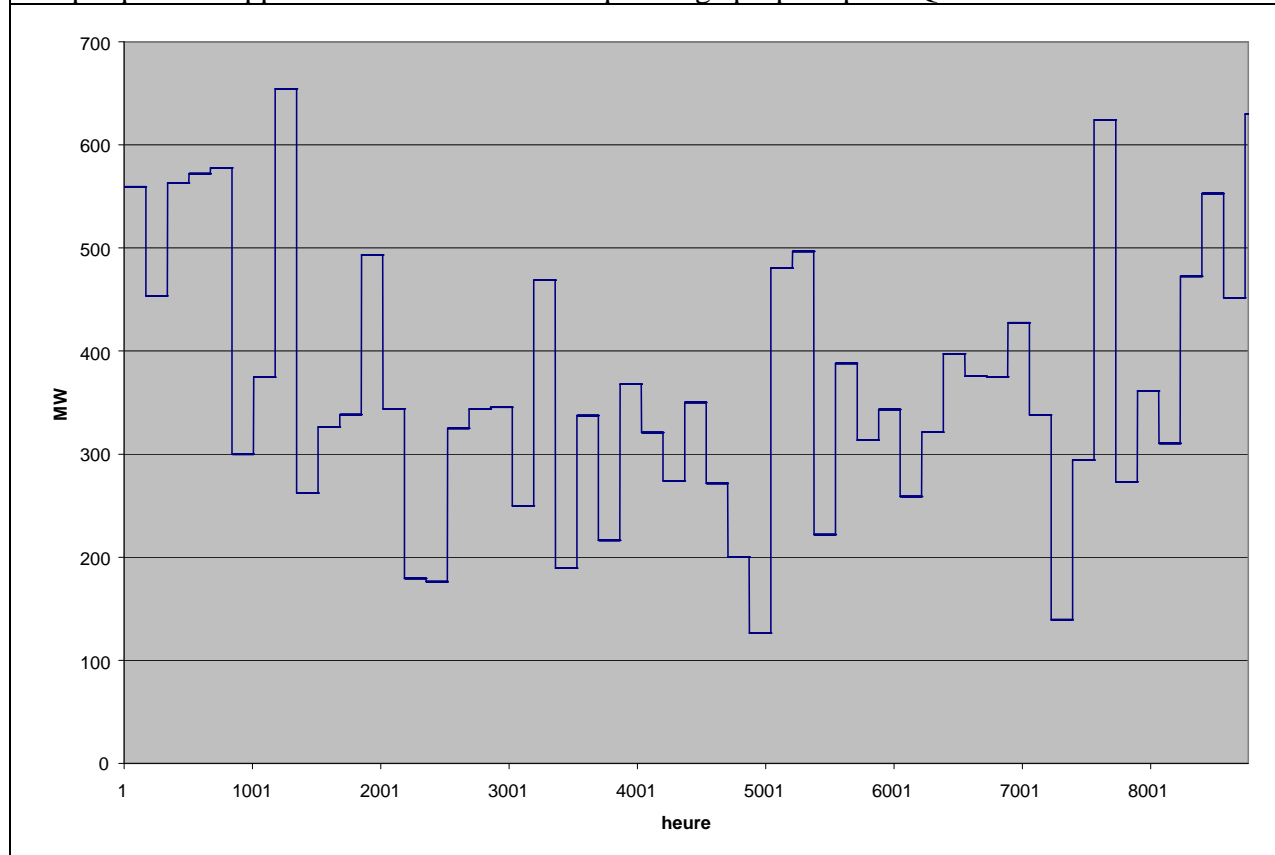
Il en ressort que, dans le contexte réglementaire très particulier créé par le décret patrimonial, l'ajout d'une ressource intermittente éolienne pourrait diminuer les besoins du Distributeur en énergie cyclable, tant à l'égard de sa puissance maximale qu'à l'égard de la variabilité de son utilisation.

### **5.8. Comparaison avec le contrat d'équilibrage proposé par HQP**

Jusqu'ici, nous avons décrit uniquement les conséquences pour le Distributeur de l'ajout des parcs éoliens gaspésiens, sans contrat d'équilibrage. Maintenant, nous allons comparer cette situation avec celle qui serait créée par le contrat d'équilibrage décrit par HQP dans le dossier R-3526-04. En vertu d'une telle entente, le Distributeur recevrait chaque semaine de HQP une puissance ferme égale à la moyenne des puissances horaires produites par les parcs éoliens la semaine auparavant.

L'apport éolien qui en résulte suivant les valeurs horaires de production éolienne selon l'analyse de Weis — qui reflète toujours l'hypothèse d'une année météorologique en 2010 identique à celle vécue en 2004 — est indiqué au Graphique 11.

Graphique 11. Apport horaire du contrat d'équilibrage proposé par HQP

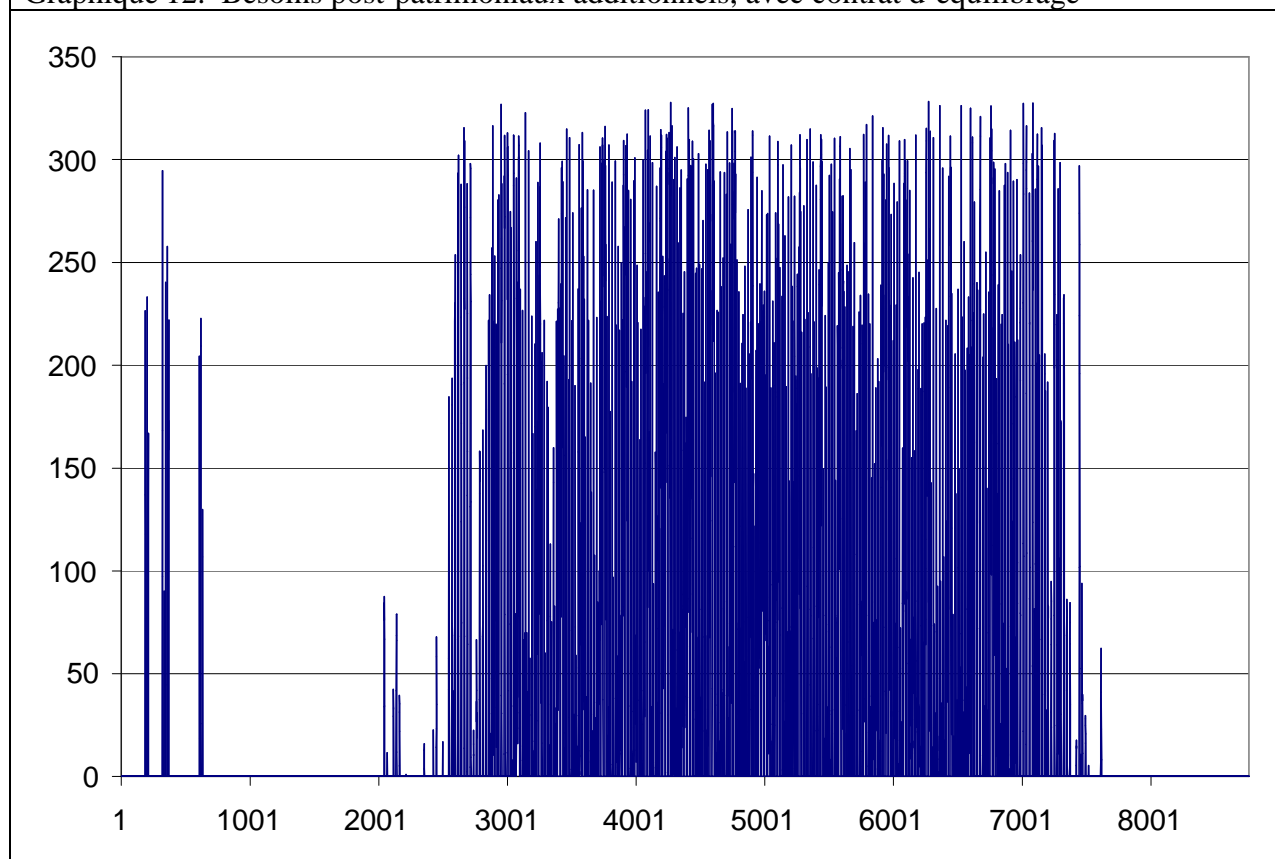


Le tableau suivant résume quelques indicateurs statistiques de l'apport de ce type de contrat d'équilibrage. Encore une fois, la flexibilité inhérente au contrat patrimonial vient améliorer les résultats du contrat d'équilibrage :

	<u>apport brut des parcs éoliens</u>	<u>apport brut du contrat d'équilibrage hebdomadaire</u>	<u>apport du contrat d'équilibrage aux besoins post-patrimoniaux du Distributeur</u>
<u>minimum</u>	<u>0 MW</u>	<u>126 MW</u>	<u>218 MW</u>
<u>maximum</u>	<u>842 MW</u>	<u>654 MW</u>	<u>569 MW</u>
<u>moyenne</u>	<u>362 MW</u>	<u>362 MW</u>	<u>362 MW</u>
<u>écart-type</u>	<u>326 MW</u>	<u>125 MW</u>	<u>62,9 MW</u>

Nous avons ensuite calculé les besoins post-patrimoniaux additionnels du Distributeur en substituant la puissance qui serait fournie par HQP en vertu du contrat d'équilibrage à la production horaire des parcs éoliens. Le graphique 12 présente donc les besoins post-patrimoniaux après l'utilisation de l'ensemble de ses ressources existantes ou en cours d'acquisition, y compris le contrat cyclable avec HQP.

Graphique 12. Besoins post-patrimoniaux additionnels, avec contrat d'équilibrage



Quoique le profil des besoins additionnels soit dans une certaine mesure similaire à celui du graphique 9, il est en fait encore plus variable. Il est intéressant de noter que, pour les heures de pointe en janvier, la performance des deux options éoliennes est meilleure que celle de l'énergie de base. Cela indique que la corrélation entre la production éolienne et la demande est suffisamment grande pour avoir un effet réel sur les besoins additionnels des ressources post-patrimoniales à la pointe. Entre ces deux options, toutefois, la performance de l'énergie éolienne « brute » est supérieure à celle du contrat d'équilibrage, ce qui démontre que son effet de *smoothing* hebdomadaire diminue la capacité de l'énergie éolienne d'effacer la pointe.

Le tableau suivant reprend celui de la page 20, en y ajoutant les résultats pour le contrat d'équilibrage :

	avec éolien	avec 362 MW de base add'l	avec contrat d'équilibrage
puissance requise	231 MW	430 MW	328 MW
écart-type	54,9 MW	62,6 MW	74,7 MW

Il en ressort que les besoins en énergie cyclable additionnelle seraient moindres avec la réception directe de l'énergie éolienne intermittente qu'avec une ressource de base, d'une part, ou avec le contrat d'équilibrage proposé par HQ Production en 2004, de l'autre.

## 6. Conclusion

Comme on vient de le noter, notre analyse indique que, dans le cas étudié, la réception directe de l'énergie produite par les parcs éoliens en Gaspésie aurait un effet bénéfique sur les besoins post-patrimoniaux du Distributeur. Ce résultat surprenant suggère que la corrélation — largement reconnue en principe, mais rarement quantifiée — entre la production éolienne et la demande en électricité est suffisamment étroite pour que l'éolien contribue de façon concrète à réduire la volatilité de la demande. Cet effet est amplifié de façon significative par le mécanisme *post facto* d'affectation des bâtonnets en vertu du régime d'énergie patrimoniale. Ainsi, le fait d'appliquer ce mécanisme sur la séquence de demande nette de la production éolienne a l'effet de les réorganiser automatiquement de façon à optimiser l'utilisation d'énergie patrimoniale.

Pour illustrer cet effet, on peut revoir l'exemple mentionné à la page 11 ci-dessus. On a noté que, les besoins réguliers du Distributeur à 1h le 1<sup>er</sup> janvier 2010 seraient de 22 847 MW, et que, selon notre hypothèse que les conditions météorologiques reproduisent celles vécues en 2004, la production éolienne serait de 650 MW. Ainsi, les besoins du Distributeur, nets de la production éolienne, seraient de 22 197 MW. Sans l'apport éolien, cette première heure de l'année aurait été classée numéro 3367 dans la courbe de puissances classées. Avec l'apport éolien, par contre, elle devient numéro 3528. L'apport éolien fait donc en sorte que le Distributeur y appliquerait un bâtonnet plus court qu'il ne l'aurait fait en l'absence de l'énergie éolienne. De cette façon, le jeu des bâtonnets vient réorganiser les besoins nets, de façon à optimiser l'apport de la production éolienne par rapport à l'électricité patrimoniale.

Cela dit, il existe un bémol important à souligner. Cette analyse présume qu'une ressource cyclable peut être « *dispatchée* » pour répondre de façon fiable aux fluctuations de la production éolienne. Dans la mesure où ces fluctuations sont trop rapides et imprévisibles pour permettre la gestion d'une ressource cyclable, le remplacement de la production variable des parcs éoliens par de la puissance ferme pourrait quand même avoir une certaine importance pour le Distributeur.

Nous ne sommes pas en mesure de répondre de façon complète à ce questionnement. On peut cependant préciser que la question concerne surtout la *fiabilité relative* des prévisions de la production éolienne, d'une part, et de la demande, de l'autre.

Une des fonctions essentielles de l'exploitation quotidienne du réseau est bien sûr la capacité de suivre les fluctuations imprévisibles de la demande (*load following*). Comme Bonneville l'a bien indiqué dans la présentation de son Network Wind Integration Service, il n'est pas plus difficile de suivre les fluctuations de la demande nette de la production éolienne, que de suivre celles de la demande tout court — sauf lorsque la production éolienne dépasse une certaine limite, pas encore définie.

Toutefois, ce n'est pas le Distributeur qui exerce cette fonction, mais plutôt le Transporteur en collaboration avec HQ Production. La question est plutôt de savoir si l'apport éolien compliquerait la gestion par le Distributeur de ses propres ressources cyclables.

Il n'est malheureusement pas possible d'y répondre en ce moment. À notre connaissance, le Distributeur n'a pas encore expliqué en détail comment il entend gérer son contrat cyclable avec HQP pour minimiser ses dépassements de l'énergie patrimoniale. Une fois qu'il l'aura fait, on pourra examiner les implications pour cette gestion de l'apport intermittent de la ressource éolienne. À cette étape-ci, cependant, notre étude suggère que la réception par le Distributeur de la production fluctuante de ses parcs éoliens futurs ne lui causera pas beaucoup d'ennui, et pourrait même lui apporter des bénéfices réels à l'optimisation de son énergie patrimoniale.

Toutefois, il est important de préciser certaines réserves :

- a) Notre étude se limite à un seul cas — l'année météorologique 2004.
- b) Elle se limite également à une seule année prévisionnelle (2010).
- c) L'estimation de la production éolienne utilisait, pour des fins de simplicité, les mesures d'un seul mât anémométrique. Une approche plus sophistiquée de

simulation aurait probablement réduit davantage la variabilité de la production éolienne.

- d) L'analyse des besoins cyclables ne tient pas compte de l'échelle temporelle des capacités de réponse des ressources en question.

Il est bien évident que c'est seulement le Distributeur qui a en main l'ensemble des données et ressources nécessaires pour approfondir cette analyse. Il a déjà en main une base de données de la demande horaire depuis 1971. Des mesures de vent d'Environnement Canada sont disponibles intégralement depuis 1997 ; des données de Gaspé existent depuis 1975. Le Distributeur pourrait simuler la production des parcs éoliens pour plusieurs années distinctes, pour pouvoir confirmer ou infirmer de façon rigoureuse nos résultats préliminaires.

Le Distributeur serait également en mesure de préciser les limites de ses ressources cyclables à répondre aux fluctuations de la demande nette de la production éolienne.

Pour toutes ces raisons, les résultats de cette étude demeurent préliminaires. Nous croyons cependant qu'ils sont suffisamment convaincants pour suggérer au Distributeur un haut niveau de prudence avant de s'engager à une convention d'équilibrage dont il n'aura peut-être pas besoin, surtout si les coûts qu'une telle convention ferait supporter aux consommateurs réglementés seraient importants.

## **ANNEXE I**

### ***BPA Wind Integration Services***

## **ANNEXE II**

### **Power Production Analysis for 990 MW of Wind Power in the Gaspé: 2004 Data Simulation**

T. WEIS, M. Sc.