



R-3526-04

Le projet Suroît et la sécurité des approvisionnements en électricité d'Hydro-Québec Production

**Philip Raphals
Directeur
Centre Hélios**

Notes de présentation

17 mai 2004

Je vous remercie pour l'opportunité de vous faire une présentation ce matin.

Étant donné que vous avez déjà pris connaissance de mon rapport, je vais dans un premier temps me limiter à résumer ses grandes lignes et ses conclusions.

Ensuite, j'aimerais partager avec vous quelques réflexions additionnelles qui tiennent compte de l'évolution de la preuve depuis le dépôt de mon rapport d'expertise.

Premièrement, j'aimerais citer mon rapport d'expertise Hélios-1, et mon CV, déjà déposé, Hélios-2. Pour faciliter la compréhension, j'ai fait des copies de mes notes pour ce matin, déposées comme Hélios-3.

1 Description de l'analyse

Mon rapport d'expertise se basait sur une analyse prospective des stocks énergétiques d'HQP en fonction de différents scénarios d'hydraulicité, en tenant compte des stratégies auxquelles HQP aura recours en cours de route. Le but de l'exercice était, dans un premier temps, de comprendre les implications de la pénurie d'énergie dont HQP nous a récemment fait part et, dans un deuxième temps, de comprendre le rôle du projet Suroît, le cas échéant, dans la gestion de cette situation.

Pour ce faire, j'ai élaboré un modèle qui tient compte des besoins au Québec et des échanges avec les réseaux voisins ainsi que des ressources de production existantes et prévues. Il permet de prévoir les stocks futurs selon différentes hypothèses d'hydraulicité et selon différentes stratégies de gestion, incluant les exportations, les importations et d'autres mesures.

J'ai pris comme scénario de référence celui présenté par HQP dans le Tableau 1.1 de HQP-1, doc. 1. Tel que mentionné à la page 23 de mon rapport, selon ce scénario il y aura :

- hydraulité égale à sa moyenne historique pour toutes les années sauf 2004, quand il sera de -5,1 TWh,
- l'ajout de nouvelles centrales hydroélectriques déjà en construction et en développement, selon l'échéancier décrit dans le Tableau,
- maintien de l'approvisionnement des tarifs BT, LR et MR,
- aucun nouvel engagement pour répondre aux besoins à long terme d'HQ Distribution,
- aucun nouvel engagement pour répondre aux besoins à court terme d'HQ Distribution, outre les 2,0 TWh déjà engagés pour 2004, et
- aucune exportation avant 2009, à part les engagements à long terme avec Vermont et Cornwall.

Quoique le Tableau ne mentionne pas des achats, il semble qu'il prévoit des achats nets de 3,4 TWh en 2004, pour combler le déficit de « ressources non engagées ». Il importe de souligner que HQP n'a pas inclus le projet Suroît dans son scénario de base. Effectivement, même en l'absence de ce projet, les réserves s'améliorent de façon constante pour rejoindre un ratio de couverture de 60% en 2009.

Cette amélioration est due au surplus planifié de 5 TWh en 2004, qui augmente à 7,5 TWh en 2007 grâce aux mises en service des équipements déjà en construction, et à 13 TWh en 2010 grâce aux autres projets en développement, notamment la dérivation Rupert. Tout cela, je répète, sans le projet Suroît.

Ensuite, j'ai utilisé ce modèle pour prévoir l'évolution des stocks selon différents scénarios de faible hydraulité. Premièrement pour le scénario qui sous-tend le critère de gestion de -64 TWh sur deux ans (soit une hydraulité de -39 TWh dans la première année et -25 TWh dans la deuxième, suivi d'une hydraulité normale). Ensuite, en fonction d'un scénario encore plus problématique qui, pour les raisons que j'explique plus tard, toujours à l'intérieur de la plage de probabilité de 98 %. Et finalement, j'ai examiné un scénario où l'hydraulité serait en général en dessous de sa moyenne historique pour toute la période. Pour ce scénario, j'ai pris comme hypothèse que l'hydraulité moyenne serait égale à sa moyenne depuis 1984, c'est à dire 9,2 TWh moindre que le niveau dit « normale ».

Pour chacun de ces trois scénarios, j'ai présumé que, lorsque le ratio de couverture est moins que 60%, HQP utilisera un portefeuille agressif de moyens pour rebâtir ses réserves. Ces moyens incluent :

1. la suspension de toute nouvelle exportation — une mesure déjà appliquée par HQP,
2. l'alimentation de la moitié de ses contrats avec Vermont et Cornwall par le biais des achats hors Québec,

3. l'utilisation de Tracy à son niveau maximum disponible (2 TWh par année),
4. des achats hors Québec de 10 TWh par année, et
5. le non approvisionnement du tarif BT et les autres tarifs non patrimoniaux.

Avec une seule exception, ces moyens étaient suffisants non seulement pour passer la crise, mais également pour rebâtir les stocks de façon à avoir un ratio de couverture de 60% par 2009, au plus tard — le tout, encore une fois, sans le projet Suroît.

L'exception était un scénario sur trois ans avec un déficit cumulatif de -64 TWh — bien en deçà du seuil de 2% de -87 TWh sur trois ans. Cependant, la deuxième année de ce scénario démontre une hydraulicité de -48 TWh. Il s'agit d'un de plusieurs scénarios multiannuels de ce genre, dont la probabilité est néanmoins plus que 2%, qui émergeaient d'une étude Monte Carlo que j'ai effectué en 2000. (Voir la page 9 de mon rapport pour plus de détails.) Selon le modèle, Hydro-Québec serait incapable de faire face à ce scénario sans des délestages majeurs. Cela dit, même dans ce scénario, après la cassure des stocks en 2006, la marge de manœuvre dont jouit déjà HQP fait en sorte que le ratio de couverture revient à 60 % déjà en 2009.

2 Sommaire des conclusions

Quelles sont les conclusions de cette analyse?

Premièrement, même face à quelques années de faible ou de très faible hydraulicité, la marge de manœuvre d'HQP est suffisante pour permettre les réserves de rebondir rapidement, si des moyens suffisants sont mis en place — et ce, sans l'ajout du projet Suroît. Cela démontre que ce projet n'a pas un rôle important à jouer à l'égard du problème majeur de sécurité des approvisionnements que vit HQP maintenant.

Ce résultat ne devrait pas surprendre, étant donné les projets hydrauliques majeurs pour lesquelles la mise en service est prévue dans les prochaines années.

Est-ce que le Suroît est quand même requis comme police d'assurance pour se prémunir contre la possibilité qu'Hydro-Québec n'obtienne pas les autorisations pour les projets hydroélectriques en développement ? Non, parce que l'ensemble des projets hydrauliques dont la mise en service est prévue avant 2008 sont déjà en construction, dont les projets Toulnostouc (2,7 TWh dès 2006) et Eastmain-1 (la même quantité, dès 2007). Le projet Péribonka (2,2 TWh en 2009) vient également d'obtenir ses autorisations.

Le seul projet majeur qui est encore à un stade préliminaire d'étude est la dérivation Rupert et la centrale EM-1A, qui comptent ensemble pour 6 TWh à partir de 2010. Cette date est cependant trop éloignée pour justifier la construction d'un projet de rechange maintenant. La différence importante entre les délais de réalisation des projets thermiques et hydrauliques fait en sorte qu'HQP peut attendre encore quelques années avant de s'engager à le remplacer avec une ressource thermique, si elle n'obtient pas les autorisations requises.

Mon analyse démontre donc qu'HQP n'a pas besoin du projet Suroît, ni pour répondre à ses engagements ni pour résoudre son problème de sécurité des approvisionnements relié au faible niveau des réserves d'eau.

Cette conclusion ne règle cependant pas toutes les questions liées à la justification du projet. En effet, HQP soumet qu'il sera un projet rentable, et qu'il contribuera à une marge de manœuvre qu'il considère souhaitable à bâtir. Je vais maintenant adresser ces deux aspects.

3 La marge de manœuvre d'HQ Production

Me Tardif a insisté longtemps avec M. Vandal sur la définition du terme « marge de manœuvre ». HQP avait déjà indiqué, dans une réponse écrite à UC (p. 26), que ce terme est synonyme de « surplus de capacité de production ». Je vous soumetts cependant que ce concept a deux aspects : un en temps réel, et l'autre en temps différé.

En temps réel, ce sont les réserves qui donnent la marge de manœuvre nécessaire pour permettre des ventes d'occasion, soit pour dépanner HQD, soit pour des ventes externes.

Pour le futur, c'est le « surplus de capacité de production » qui donne l'assurance qu'on aura les réserves suffisantes. De plus, cette marge de manœuvre prospectif permet à HQP de faire des engagements fermes dans les marchés de gros.

Vu de cette manière, les réserves actuelles et le surplus de capacité de production sont deux aspects de la sécurité énergétique qui, ensemble, garantissent des approvisionnements. Pour chacun de ces deux volets, la question se pose : Combien est suffisant? Combien est optimal?

Pour le 1^{er} volet, la question est donc : Comment définissons une marge de manœuvre adéquate en temps réel? Quel niveau de réserves est nécessaire, selon la saison, pour être à l'aise, tout en sachant l'imprévisibilité des apports hydrauliques et les autres aléas? Il s'agit là de la question des critères de fiabilité.

Pour ce qui est le 2^e volet, la question devient : quel niveau de surplus de capacité de production en hydraulicité normale est nécessaire pour rencontrer le critère de fiabilité ? Quel niveau est optimal ?

Il y a bien sûr une relation étroite entre les deux questions. Commençons avec la marge de manœuvre en temps réel, c'est-à-dire le critère de fiabilité.

3.1 La marge de manœuvre en temps réel

3.1.1 Critère de fiabilité

Dans mon rapport, aux pages 4 à 10, j'ai présenté l'historique des critères de fiabilité énergétique d'Hydro-Québec. J'ai remarqué certaines déclarations contradictoires. Par exemple, le mémoire d'HQP indique que le critère n'a pas changé depuis 1991. Par contre, en R-3470, HQ Distribution avait déclaré que le critère établi en 1991 était devenu caduc en raison de la loi 116 et n'avait plus aucune signification.

Le témoignage de M. Vandal nous permet de résoudre cette contradiction de façon heureuse. À plusieurs reprises, le président d'HQP a indiqué que, pour lui, le critère de fiabilité en énergie d'Hydro-Québec est **le choix d'une plage de confiance de 98 %**, et que ce critère, en effet, n'avait pas changé depuis 1991. Ainsi, le -64 TWh sur deux ans n'est pas proprement dit le critère de fiabilité, mais plutôt un critère de gestion, un point de repère, comme le ratio de couverture et les autres outils de son tableau de bord dont il a fait mention dans ses réponses à M. Tissier.

M. Vandal insiste que:

C'est le choix du critère qui donne la sécurité énergétique. (6 mai, p. 94)

Je ne partage pas entièrement ce point de vue. C'est le choix de critère, oui, mais c'est également comment ce critère est opérationnalisé. Le choix d'appliquer le critère de 98% par le biais d'un critère de gestion de -64 TWh sur deux ans est un choix qui en réalité trahit le critère de fiabilité.

Pourquoi? Premièrement, les experts américains mandatés par la Régie, MM. Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt, ont souligné que l'utilisation d'un critère de gestion qui ne tient pas compte de l'incertitude de la demande conduit inévitablement à une surestimation de la fiabilité.

As noted, the currently reported variations of supply which will be exceeded two percent of the time do not actually include any variations due to demand. ... Given that it is unrealistic to assume that any forecast is not subject to variation, the exclusion of a demand variation component from the 1, 2, 3 and 4-year figures shown above will result in over-estimating system reliability. (p. 24)

Deuxièmement, le choix d'une période limitée à 2 ans est aussi un problème. Sur ce point-là, j'aimerais vous citer un extrait d'un échange de courriels entre un membre du personnel de la Régie et un des experts américains, lorsqu'ils étaient en train de rédiger leur rapport.

M. Mittelstadt pose la question suivante :

Hydro-Québec proposed their 98% probabilistic criteria and the government approved it. But does the approved criteria specify the length of the period Hydro-Québec must demonstrate they can protect against?... Hydro-Québec's 1992 report shows that they

computed for at least 7 years. ... We would like to know if they are currently obligated to protect against the 2-year 98% flow sequence [only]. ... This is quite important.¹

Mme Dupuis répond :

HQ is not currently obligated to protect ONLY against the 2-year, 98% flow sequence — rather, it is obligated to protect against the worst-case scenario which can occur 2% of the time ... In other words, HQ must be ready to protect itself in a shortfall which could occur over a period of 7 years. ...²

Et finalement, M. Mittelstadt :

Yes, now I remember. A key factor was that HQ was assumed to be able to bring new generation on-line to take care of critical periods longer than two years.

Ainsi, la capacité d'HQP de construire une centrale — thermique, je présume — à l'intérieur de deux ans était pour les experts américains essentielle à leur acceptation du critère de gestion de – 64 TWh sur deux ans.

Or, notre présence ici témoigne de façon éloquent à la non raisonnabilité de cette présomption. En réalité, je pense que l'acceptation par les trois experts de cette logique peu convaincante est un des aspects le plus faible de leur rapport, qui autrement est de grande valeur.

Ainsi, les critères de gestion choisis pour respecter le critère de 98 % sont d'une importance capitale, et leur application l'est aussi. M. Vandal nous a dit que l'utilisation d'un critère de gestion plus sévère n'aurait rien changé. Pour tester cette affirmation, j'ai préparé un modèle sur la base des données historiques. Dû aux manques de cohérence très importants entre les données fournies dans le cadre du présent exercice et celles publiées au fil des ans (HQP n'a pas jusqu'ici répondu aux questions écrites que j'ai soumises la semaine dernière), je me suis limité aux données fournies à la Fiche 1.5 de HQP-1, doc. 1.

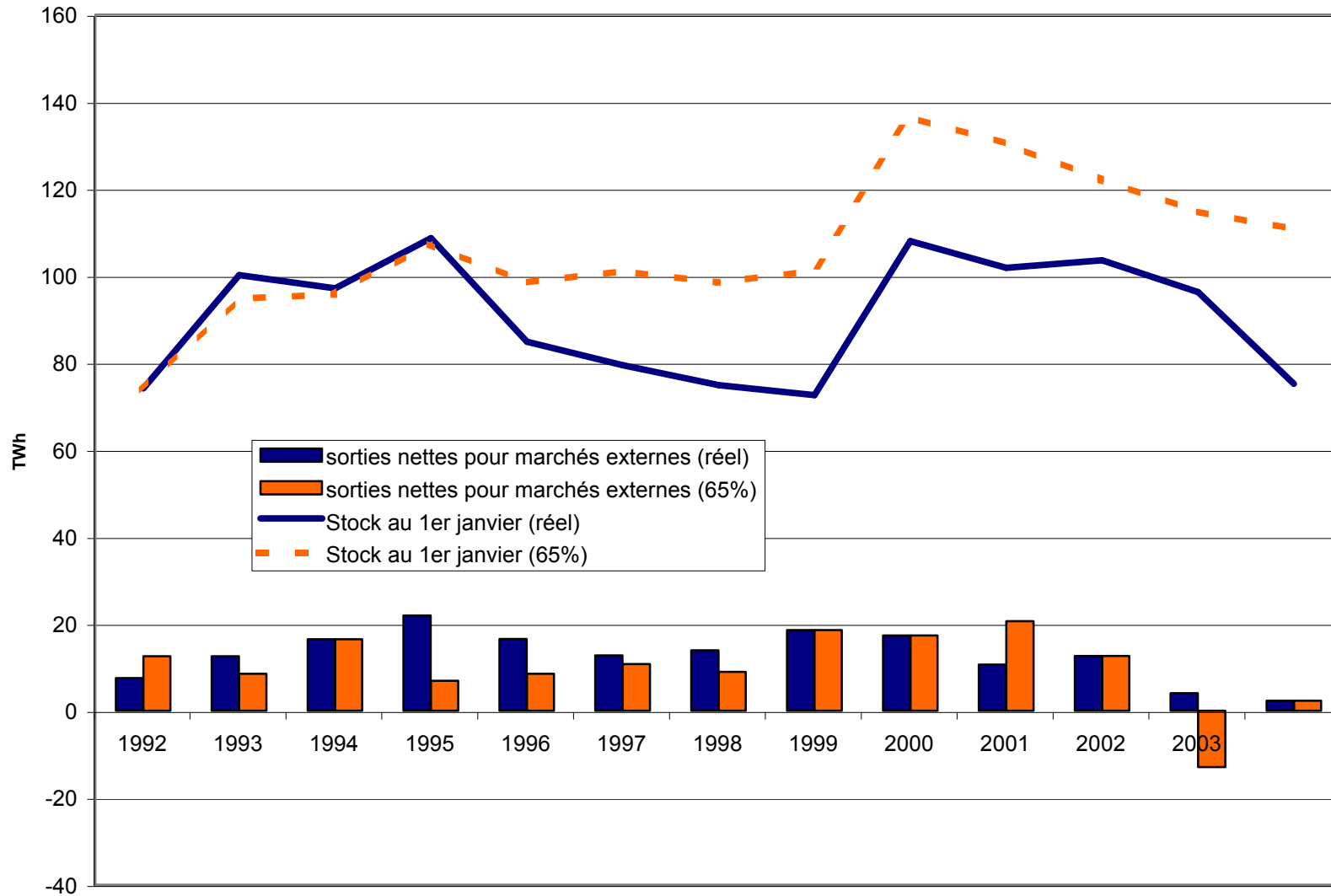
En utilisant donc ces données réelles depuis 1991, j'ai simulé une stratégie de gestion qui vise à maintenir un ratio de couverture non de 60% mais de 65 %, et qui ajuste les exportations et, lorsque nécessaire, les importations en conséquence. Ainsi, j'ai modifié les sorties nettes des réservoirs pour les fins d'exportation chaque année pour faire en sorte que, au 1^{er} janvier l'année après, le ratio serait près de 65%. Cette approche tient compte implicitement de la séquence historique d'hydraulicité.

Les résultats, dans le graphique déposé comme Hélios-4, sont intéressants. Dans plusieurs années, aucun changement de stratégie est requis. Par contre, en 1995 et dans une moindre mesure en 1996, 97 et 98, il fallait réduire les exportations de façon importante pour maintenir ce ratio. En 2001, par contre, on aurait pu augmenter les exportations. En 2003, finalement, il aura fallu des importations nettes importantes, soit de 13 TWh.

¹ Courriel de Rich Mittelstadt à Mme. Caroline Dupuis, sans date.

² Courriel de Mme. Caroline Dupuis à M. Rich Mittelstadt, 14 décembre 1998.

**Gestion des réserves énergétiques
en fonction du maintien d'un ratio de couverture de 65 %**



Si Hydro-Québec avait suivi une telle approche, elle aurait eu 36 TWh de plus dans ses réservoirs au 1^{er} janvier 2004, et un ratio de couverture de 65%. Par contre, les exportations cumulatives depuis 1991 auraient été réduites par ce même montant, soit par 20 %.

L'utilisation d'un critère de gestion plus exigeant aurait donc eu l'effet d'augmenter la sécurité des approvisionnements, et ainsi la capacité d'Hydro-Québec de faire face à des situations extrêmes. À quel prix? C'est sûr qu'en 1995, le fait de réduire les exportations par 15 TWh aurait affecté les profits d'Hydro-Québec à la baisse — un résultat que son actionnaire n'aurait guère aimé, surtout dans une année référendaire. Par contre, les 36 TWh non exportés demeureraient un actif dans les réservoirs. Un actif qui ne paie pas des intérêts, certes, mais un actif néanmoins.

En fait, étant donné l'écart important entre les prix des marchés d'aujourd'hui et ceux de 1995, mentionné par M. Vandal, cet actif aurait une valeur beaucoup plus grande aujourd'hui. Le prix moyen de vente pour ces 24 TWh exportées en 95 n'était que 2,69 cents. Il n'y a pas de doute que les exportations additionnelles qui seraient possibles dans les années à venir si nous avions ces 36 TWh de stocks additionnels remporteraient des sommes beaucoup plus élevés.

Ainsi, comme le dirait MasterCard :

un kWh exporté en 1995 : 2,69 cents
le même kWh exporté en 2003 : 8,83 cents
ce même kWh en réserve qui permet d'éviter un délestage en 2006 : ça n'a pas de prix

Pour M. Vandal, ce sont tous des problèmes qui relèvent d'Hydro-Québec uniquement; le rôle du public se limite au choix du critère de 98 %. Le 7 mai, page 41, il dit :

Le débat raisonné sur la question, ... il s'est fait puis il continue d'exister sur le choix du critère. Quand on choisit un critère de 98 % c'est un choix. Le reste c'est notre obligation de gestion et on s'en acquitte là.

Je crois sincèrement qu'il se trompe. À la fin de ses échanges avec Me Turmel, il a mentionné des décisions réglementaires des dernières années en Colombie-Britannique qui oblige un plus grand niveau de transparence pour B. C. Hydro à l'égard de la gestion de ses réservoirs. « Est-ce que c'est une bonne chose pour cette entreprise-là? », il se demande. Et sa réponse : « Moi, je me permets d'en douter. »

Ce n'est pas le bon moment, je crois, pour débattre l'ampleur du tort commercial que la transparence pourrait occasionner. Je veux simplement souligner qu'il y a un bénéfice pour la société et peut-être même pour l'entreprise d'une transparence accrue sur ce sujet. Malgré la bonne foi, des conflits d'intérêt peuvent néanmoins se présenter, entre les intérêts commerciaux et la prudence. Arrêter des exportations et faire des importations nettes peut avoir des implications lourdes sur le *bottom line*, qu'un pdg peut bien vouloir éviter.

De tout ça, il y a une conclusion évidente qui ressort :

Sans remettre en question le critère de fiabilité de 98%, il a lieu de débattre sereinement les paramètres de l'application de ce critère et les modalités pour assurer son respect.

Je ne suis pas avocat, mais il me semble que, étant donné sa compétence sur la sécurité des approvisionnements auprès de consommateurs québécois, la Régie pourrait entamer un tel examen public de son propre chef. Par contre, si un doute persiste quant à sa compétence de le faire, étant donné qu'il concerne surtout les activités d'HQ Production, je suggère l'approche suivante. **Dans le cadre de son avis quant à la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques, la Régie pourrait inviter le Ministre de lui demander, en vertu de l'art. 42, un avis à l'égard des paramètres et modalités d'application du critère de sécurité des approvisionnements.**

3.1.2 Le régime de surveillance de la Régie

Une question connexe est celle du régime de surveillance que doit appliquer la Régie.

Pour la première fois depuis que la Régie exige le dépôt des rapports biannuels, nous avons eu l'occasion d'en prendre connaissance. Ce régime de surveillance se démontre inadéquat à plusieurs égards.

Premièrement parce qu'il se fait uniquement selon le critère de gestion de -64 TWh sur 2 ans qui, comme nous l'avons vu, surestime la fiabilité.

Deuxièmement, à cause de son niveau de détail. Le document, d'une seule page, ne présente pas des informations suffisantes pour permettre à la Régie de tester les conclusions d'HQP :

- Le rapport n'explique pas les hypothèses qui sous-tendent la prévision à hydraulicité normale (ligne A). Il ne précise pas la prévision de la demande utilisée (ni ses scénarios d'encadrement), ni le niveau d'exportations qui le sous-tend.
- La liste des moyens exceptionnels est vague et sans analyse. Ainsi, par exemple, il tient compte d'une capacité d'importation de 9 TWh par année pour les quatre prochaines années (je fais référence maintenant à l'analyse sur deux ans déposée dans le cadre de cette audience, HQP-4, doc. 1), sans tenir compte de la possibilité que les importations du Distributeur l'empêcherait d'utiliser ce plein potentiel.
- Il indique également d'autres moyens disponibles, sans les quantifier.
- Il ne précise aucunement quand ni comment les décisions seront prises quant à l'application de ses moyens exceptionnels.

Troisièmement, à cause de sa périodicité. Deux fois par année peut être suffisant en temps normaux, mais pas en temps de crise. Ainsi, il est frappant de réaliser qu'entre le dépôt du rapport du 1^{er} novembre 2003 et la date de production de HQP-3, doc. 1, la marge de manœuvre d'HQP s'est détérioré au point où le critère de fiabilité, tel qu'appliqué par HQP, n'était plus respecté.

Pire encore, la Régie n'était même pas informée de ce changement. Nous comprenons tous la logique du choix de mai et de novembre, étant donné le profil typique des apports d'eau. Mais, étant donné l'importance d'autres facteurs de la demande et des ventes externes, une surveillance plus soutenue est essentielle.

Les mesures exceptionnelles sont par nature graduelles. Quand elles sont requises, il est donc essentiel qu'elles soient appliquées sur une longue période, et surtout que leur application débute au bon moment. Sans l'assurance qu'elles seront initiées au moment approprié, elles ne donnent aucune assurance quant à la sécurité des approvisionnements.

Nous avons remarqué que la situation des réserves aujourd'hui ressemble dans une certaine mesure celle de 1998, quand les experts américains ont préparé leur rapport. Ces experts étaient d'avis que, étant donné le sérieux de la situation, un suivi détaillé mensuel par la Régie était nécessaire. Je cite de la page 31 de leur rapport:

It is deemed essential that a monthly monitoring and followup program be established immediately with Hydro-Québec to give sufficient assurance to the Régie that the exceptional measures considered essential to meet the energy reliability criteria are being implemented.

Et, un peu plus tard:

Each month, starting in January 1999, Hydro-Québec should provide to La Régie updated information on actual and forecasted supply, demand, and reserves, and the results of the actions taken to implement the exceptional measures. Hydro-Québec should also make available the snow accumulation data gathered through the snow surveys, as well as their estimate of the snowmelt runoff.

Based on real demand and supply, adjustments to the exceptional measures program for the remaining period will be agreed upon between Hydro-Québec and La Régie. At the end of this period ... a similar (monthly) followup program may need to be conducted if water conditions continue to be serious.

Ensuite, ils proposent un suivi moins rigoureux, une fois la période de crise passée :

- At the start of each drawdown season (1 November), Hydro-Québec should present their projected reservoir operation for the coming year, given their expected loads and the amount of water available in storage.
- Hydro-Québec should present plans for how they would operate their reservoirs in the two succeeding years if the adverse sequence of runoff defined by their energy reserve criteria should occur. These plans would include projections of what exceptional measures would be implemented if such were required. They should identify the resources connected with their exceptional measures.
- Hydro-Québec should also show planned non-firm sales and demonstrate that these sales would not adversely impact their energy reserves.

- Following the annual November presentation, monthly follow-up would be required only if water situation is serious enough to oblige Hydro-Québec to resort to exceptional measures to meet its energy reliability criteria. However, Hydro-Québec should provide brief reservoir status report to La Régie on a monthly basis.
- This data could also be summarized into a series of bands showing month-by-month the range of elevations where economic studies show it is appropriate for HQ to market non-firm energy, to terminate non-firm sales, to make economic purchases when they are available, and to implement exceptional measures. This is shown conceptually on the following graph:

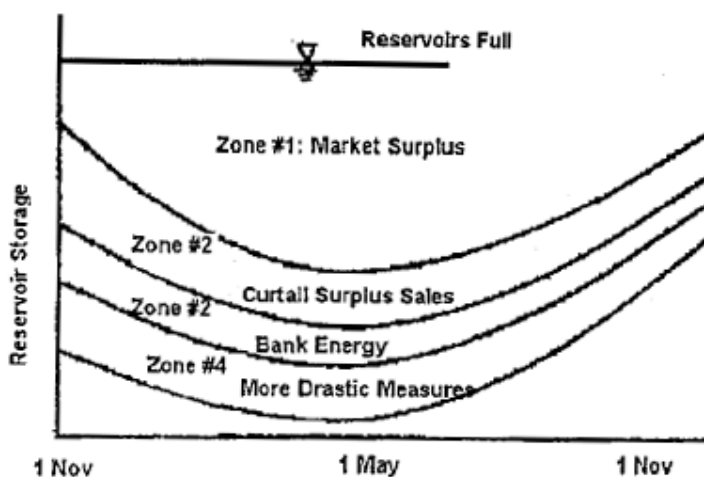


Figure 1
Reservoir System Storage Zones

Dans sa décision sur le Plan d’approvisionnement, la Régie a poliment suggéré qu’Hydro-Québec considère l’utilisation de tels « rule curves » pour ses rapports biannuels, mais il ne l’a pas fait.

Est-ce que la compétence exclusive de la Régie la permettrait d’exiger ce niveau de détail, malgré la non-réglementation de la production ? Je ne sais pas. Si la Régie croît que non, par contre, je formulerais la recommandation suivante : **Que dans son avis au Ministre, la Régie recommande que sa loi soit modifiée pour lui donner clairement le mandat de s’assurer de la sécurité des approvisionnements, en utilisant des moyens adéquats pour la tâche.**

3.2 La marge de manœuvre en temps différé

3.2.1 Marge de manœuvre à long terme : surplus planifié

Nous venons de traiter les questions reliées à la marge de manœuvre requis en temps réel, c’est-à-dire le critère de fiabilité en énergie. Tournons maintenant à la question de la marge de

manœuvre à long terme, ou le surplus planifié. Soulignons d'abord qu'un tel surplus n'est pas strictement **nécessaire** pour garantir la sécurité des approvisionnements. Si l'on maintient un stock suffisant dans les réservoirs en important de l'énergie en cas de faible hydraulicité, même si les exportations cumulatives sont nulles, il n'y aura aucun problème de fiabilité. En 1990-92, par contre, Hydro-Québec a fait des analyses menant à la conclusion qu'un surplus planifié de 5 TWh serait économiquement optimal, étant donné les coûts de revient à la marge et les prix des marchés d'énergie excédentaire.

Là, bien sûr, le contexte était différent. Le marché d'exportation était surtout un marché à long terme, et les ventes à court termes n'avaient pas beaucoup de valeur. Maintenant, les prix du marché sont beaucoup plus élevés — au moins pendant les heures de pointe — mais les coûts de revient à la marge le sont aussi.

Il est vrai qu'HQP a fait beaucoup d'argent pour son actionnaire dans les dernières années. Mais il faut reconnaître qu'il l'a fait dans un contexte on ne peut plus avantageux. Les taux d'intérêts sont en chute libre depuis quelques années, ce qui a réduit grandement son coût de revient pour l'ensemble de son parc de production. Ainsi, le coût de revient de l'énergie exportée a été de loin en deçà des prix du marché.

Or, la vente d'énergie des nouvelles centrales thermiques ou hydrauliques n'aura pas cet avantage — le coût de revient de presque tous ces projets étant autour de 7 cents par kWh (\$ 2008), selon les hypothèses de calcul d'Hydro-Québec. De plus, la forte dépendance des coûts de la filière hydraulique aux taux d'intérêts est un couteau à double tranchant. Une augmentation des taux réels d'intérêt pourrait grandement affecter la rentabilité des centrales hydrauliques planifiées.

Ainsi, malgré le respect que j'ai pour M. Vandal, son excellent *track record* n'est pas en soi suffisant pour répondre à tout questionnement à cet égard. Le caveat standard à l'investisseur s'applique toujours : « Le performance passé n'est pas garant de l'avenir. »

HQP considère qu'un surplus planifié de 15-18 TWh — l'équivalent de l'ensemble des projets hydrauliques actuellement en construction et en développement — est optimal. Il s'agit des investissements d'au moins 9 milliards \$. Où sont les études de risques et bénéfices pour justifier des investissements de cette ampleur ? Depuis la restructuration des marchés aux États-Unis, la construction de centrales de production d'électricité est devenue une activité commerciale de risque très élevé. Un grand nombre de projets ont été retirés ; plusieurs producteurs ont fait faillite. Malgré le *track record* d'HQP, il me semble évident que des investissements de cette nature et de cette envergure requièrent un examen beaucoup plus détaillé qu'une simple affirmation de leur rentabilité.

De plus, on ne peut passer en silence les implications de ce projet massif d'investissement sur le plan environnemental. Nous savons tous que la production d'électricité implique la création des impacts environnementaux majeurs, qui varient dans leur nature et leur intensité selon la filière, mais qui ne sont jamais nuls. Lorsqu'on se lance dans un projet majeur de développement — et le développement du surplus de capacité souhaité, dont une grande partie de l'énergie sera exportée, est certainement un projet majeur de développement — on ne peut échapper la règle énoncée par le professeur Gandara :

[T]he importation of power results in the exportation of its environmental burden, and the exportation of power results in the importation of an environmental burden.³

Dans le cas du développement hydroélectrique, ce fardeau environnemental se fait sentir surtout sur une base locale et régionale. Dans le cas d'un projet à cycle combiné, les impacts environnementaux se font sentir sur une base planétaire, peu importe la localisation de la centrale. Cela dit, le fait que la comptabilité des émissions de GES se fasse sur une base nationale fait en sorte que les émissions d'un projet comme le Suroît s'ajoutent à la « facture » québécoise et canadienne, même si une partie importante de l'énergie produite sera consommée aux États-Unis.

On peut en conclure que le projet de construire une surcapacité, au-delà des engagements d'HQP, de 15 à 18 TWh par année est un mégaprojet qui mérite un examen détaillé quant à ses risques et bénéfices potentiels sur le plan financier, et de ses implications environnementales. Avec respect, je crois que la simple affirmation qu'un tel surplus est optimal n'est pas suffisante. La détermination du niveau optimal d'une telle marge de manœuvre — qui équivaut à une décision sur la rentabilité et de l'acceptabilité d'un grand nombre de projets à risque — requiert un débat plus élargi.

3.2.2 Rentabilité du projet Suroît

Passons maintenant de l'affirmation générale qu'un surplus est souhaitable à la question plus précise de la rentabilité du projet Suroît. M. Vandal nous a indiqué que le Suroît est conçu pour vendre dans les deux marchés, au Québec et aux É-U. Il reconnaît que la marge prévue en période de pointe ne serait pas suffisante pour garantir la rentabilité globale, si la centrale était vouée uniquement à l'exportation.

Alors, c'est certain que si vous construisez une centrale comme le Suroît pour des fins qui sont uniquement des fins d'importation [exportation], il y a de bonnes chances que votre marge, la marge que vous faites en pointe, une partie de cette marge-là soit remise sur la table pour couvrir des heures hors pointe. (7 mai, p. 34)

Comment, alors, peut la production hors-pointe du Suroît être vendue de façon rentable? Selon M. Vandal :

Je suis convaincu qu'on est capable à la fois de faire de l'argent en pointe et éviter le plus possible ... limiter l'obligation qu'on se ferait de pousser de l'énergie dans les marchés la nuit. (p. 32)

Or, j'espère bien qu'il n'a pas l'intention de faire payer HQD un prix de pointe pour l'énergie hors pointe. Et les périodes requises d'entretien sont quand même très limitées.

³ Arturo Gándara, "United States-Mexico Electricity Transfers: of Alien Electrons and the Migration of Undocumented Environmental Burdens," *Energy Law Journal*, Vol. 16, No. 1 (1995).

La seule solution semble être d'utiliser le Suroît pour fournir l'énergie patrimoniale dans les périodes creuses, en gardant l'eau pour les ventes plus rentables en période de pointe. Même si cela donne une apparence de rentabilité, n'oublions pas que, pendant ces périodes, HQP produira l'énergie à 6,6¢ pour le revendre à 2,79¢.

Ainsi, le problème de rentabilité demeure entier, comme c'est le cas pour tous les autres projets de centrales marchandes (*merchant plants*) de cycle combiné qui ont été proposés dans le Nord-Est, dont la vaste majorité ont été retirée. Il faut aussi retenir que même la projection de rentabilité en pointe se fait sur la base des prévisions qui sont par leur nature incertaines. M. Vandal a lui-même indiqué que les commodités sont cycliques : « Dans ce métier, il faut faire attention aux absolus. » (p. 27)

Le Suroît demeure quand même petit par rapport au parc d'équipements d'Hydro-Québec, et les pertes hors pointe, s'il y en a, ne se feront remarquer trop dans le rapport annuel. Cela dit, le risque est réel, et la rentabilité n'est pas garantie. Même si le Suroît ne sera pas un gros boulet au pied des actionnaires d'Hydro-Québec, il ne sera pas une vache à lait, non plus.

3.3 La marge de manœuvre à très court terme : les réserves

Revenons maintenant en temps réel. Les données dévoilées par Hydro-Québec démontrent qu'à court terme, il y a effectivement un problème. Qu'est-ce qu'on peut faire maintenant?

Comme l'indique les échanges entre M. Tissier et M. Vandal, les scénarios pour les prochaines années qui combinent une croissance forte de la demande et une hydraulité faible sont en fait très dangereux. Même dans les scénarios moyens du Distributeur, il y aura pas mal des importations en 2005 et 2006; ces montants pourraient devenir très élevés advenant un scénario fort de la croissance interne — sans parler des aléas climatiques.

En même temps, si HQP se trouve dans l'obligation d'importer également pour rencontrer ses obligations patrimoniales et autres, il se peut que l'appel aux interconnexions et des marchés avoisinants excède leurs capacités.

Ce n'est pas vraiment un problème de congestion, étant donné que l'ensemble des ressources importées iront pour desservir les besoins du Distributeur. Étant donné qu'HQP achète des quantités "baseload" bien en avance, le problème, s'il y en a, prendra probablement la forme de l'incapacité d'HQP d'acheter de l'énergie à certains moments, ce qui à la limite se traduira par une incapacité de rencontrer ses obligations patrimoniales. Autrement dit, les volumes d'énergie importée sur lesquels HQP compte pour répondre à son scénario de -64 TWh risquent de ne pas être disponibles. La conséquence, à la limite, serait le délestage des consommateurs québécois.

En réponse à une question de la Régie (HQP-1, doc. 1, p. 11), HQP parlait des "achats préventifs", comme si c'était HQD qui devait le faire. Mais en fait, c'est un problème d'HQP, et c'est à lui de le régler. Étant donné les importations prévues par le Distributeur en 2005 et 2006, il est encore plus important pour HQP de régler ses problèmes, qui après tout découlent de ses

propres choix de gestion, le plus rapidement que possible, même si les coûts sont élevés. Ainsi, pour réduire les risques à la collectivité qui découle de ses choix antérieurs, HQP devrait procéder dès maintenant à des achats importants, surtout quand les prix ne sont pas trop élevés, pour reconstituer ses stocks le plus rapidement possible. En même temps, il devrait essayer de remplacer ses livraisons à Vermont et Cornwall avec des énergies achetées ailleurs. Finalement, je suggère également de faire appel aux dispositions du tarif BT qui permettent la suspension des livraisons en cas de pénurie d'énergie, même si des ajustements mineurs du règlement tarifaire seraient nécessaires. Cela permettrait le remplacement dès cet hiver d'une charge importante de chauffage électrique par le chauffage thermique.

4 L'énergie éolienne

Finalement, j'aimerais prendre quelques minutes pour commenter un sujet que je n'ai pas traité dans mon rapport d'expert : l'énergie éolienne. Mes commentaires touchent deux sujets : la proposition du service d'équilibrage et la suggestion qu'Hydro-Québec devienne développeur des parcs éoliens autour de ses grands réservoirs nordiques.

4.1.1 Le service d'équilibrage

Premièrement, sur le service d'équilibrage proposé par HQP. Selon cette proposition, HQP prendra l'ensemble de l'énergie produite par les parcs éoliens du Distributeur. Une semaine plus tard, il fournira de l'énergie ferme à un taux de livraison constant, en facturant un prix relativement important de 9\$ le MWh.

HQP précise que cette approche est basée sur celle du Bonneville Power Authority, décrite à HQP-3, doc. 1, pages 9 à 13. BPA offre deux services, Network Wind Integration Service et Storage and Shaping Service.

À la page 9, HQP affirme que:

Le Service d'intégration au réseau (Network Wind Integration Service) s'adresse aux Services publics (« client ») de la zone de réglage de BPA dont tous les besoins énergétiques sont fournis par BPA (requirement customer with load following).

Plus tard, il explique que le Storage and Shaping Service « s'adresse aux services publics dont les besoins ne sont pas entièrement fournis par BPA et ceux à l'extérieur de [sa] zone de réglage ».

À la page 13, pour expliquer son choix de baser sa proposition sur le Storage and Shaping Service, il ajoute que:

HQD est dans la même situation au Québec que les services publics sur le réseau de BPA dont les besoins ne sont pas entièrement fournis par BPA.

Il semble cependant qu'HQ a mal compris les termes d'éligibilité pour les services offerts par BPA. Selon le document, *BPA Wind Integration Services*, déposé sous la cote Hélios-5 :

Network Wind Integration Service has been designed to serve the needs of public power customers with loads embedded in the BPA control area who elect to purchase all or a portion of their power from a new wind resource.

Il ne fait pas mention d'une exigence quelconque que le client doit acheter tous ces besoins auprès de BPA.

Pour confirmer ma lecture de ce document, j'ai contacté M. Elliot Mainzer, Manager, Pricing and Transaction Analysis, Bulk Marketing and Transmission Services auprès de BPA. Il m'a confirmé qu'il n'y a aucune exigence que le client achète l'ensemble de ses approvisionnements de BPA, mais seulement qu'il se trouve à l'intérieur de sa zone de réglage et que celui-ci fournit le service de *load following*. Quand je lui ai décrit la situation d'HQD, notamment son contrat patrimonial et ses autres fournisseurs, il m'a confirmé que, selon l'approche de BPA, rien n'empêcherait HQD de se prévaloir du Network Wind Integration Service.

Ce service d'intégration offre plusieurs avantages par rapport au service d'équilibrage. Il est beaucoup moins cher, comme le démontre les tableaux de HQP-3. Le graphique à la 1^{ière} page du dépliant indique bien que la production éolienne, avec tous ses aléas, est simplement soustraite de la demande en temps réel.

Appliquer cette approche dans le cadre de notre contrat patrimonial aurait donc l'effet d'ajuster l'optimisation *post facto* des bâtonnets pour tenir compte des variations de la production éolienne. Il ressemble donc le scénario qui a fait l'objet de mes échanges à cet égard avec M. Boulanger d'HQD. Je crois qu'il s'agit d'un modèle beaucoup plus intéressant pour le Distributeur que le modèle d'équilibrage proposé par HQP, qui est basé sur le Storage and Shaping Service de BPA. Le seul avantage comparatif du service d'équilibrage est qu'il augmente la valeur en puissance ferme de la ressource éolienne, mais à un prix pas mal élevé.

J'encourage donc la Régie à le prendre en considération en temps et lieu.

4.1.2 Jumelage

Finalement, j'ai quelques observations concernant le jumelage qui résulterait d'un développement éolien dans la région de la Grande, suite à vos échanges avec M. Vandal et avec l'équipe du RRSE.

J'aimerais d'abord commenter les observations de M. Vandal concernant la sensibilité des écosystèmes dans le Grand Nord et de l'occupation du territoire.

J'ai une certaine connaissance de ces questions, ayant travaillé au sein de l'équipe scientifique chargé de l'évaluation environnementale du projet Grande-Baleine, et ayant travaillé sur plusieurs dossiers avec les Cris au fil des ans.

BPA Wind Integration Services

Over the past two years, BPA has undertaken an extensive research and development effort to evaluate the costs and opportunities associated with integrating wind energy into the Federal Columbia River Hydroelectric System (FCRPS). This evaluation phase is now complete and we are pleased to announce two new services that will utilize the flexibility of the hydro system to integrate wind energy into our control area on behalf of electrical utilities in the Pacific Northwest. BPA has established a goal of providing up to 450 MW (nameplate) of wind integration services over the 2004-2011 time period. At least 200 MW of these services will be earmarked for public power customers.

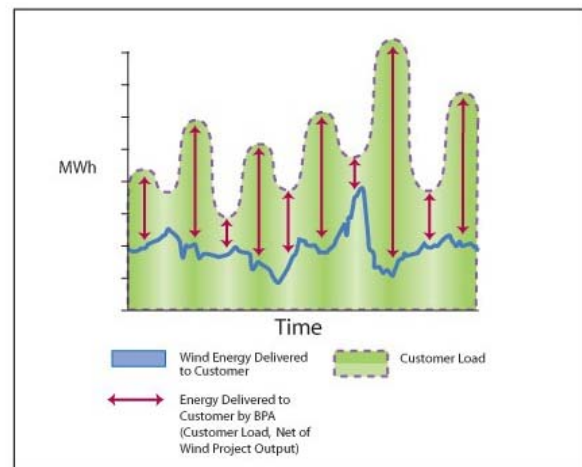
Network Wind Integration Service

Network Wind Integration Service has been designed to serve the needs of public power customers with loads embedded in the BPA control area who elect to purchase all or a portion of their power from a new wind resource. Once the customer has (a) signed a bilateral power purchase agreement with a new wind resource, (b) procured firm transmission and (c) determined a scheduling agent for the power, the BPA Power Business Line will use its hydro system to integrate the scheduled output of the resource with the customer's load. The scheduled energy from the wind resource will offset an equal amount of HLH and LLH PF energy that BPA otherwise would have provided. BPA will continue to meet and follow the customer's load at all times, including during those periods when there is no output from the wind resource. The customer's PF demand billing determinant will not be reduced for the amount of wind generation scheduled to its load on the hour of the generation system peak. BPA PBL

cannot count on the generation being there and thus must hold sufficient generating capacity available to fully back up the resource. The PF Load Variance charge will continue to be based on the customer's Total Retail Load, so will not be reduced by the amount of wind generation.

The customer will be charged a fee of \$4.50/MWh for all scheduled energy that BPA integrates into its system. This fee may be subject to annual escalation depending on the length of the requested contract. For contracts that extend beyond the current rate period, the fee will be escalated at the rate associated with the Gross Domestic Product Implicit Price Deflator, which is the same index used to escalate the Federal Production Tax Credit for wind.

Network Wind Integration Service

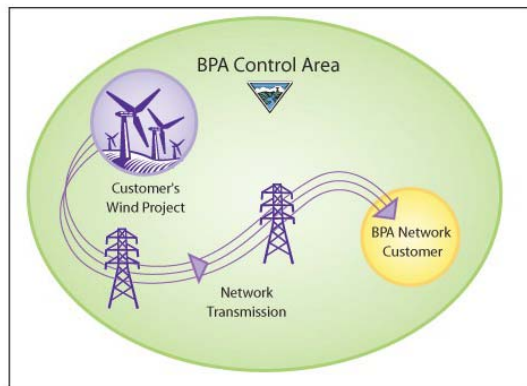


Transmission

With respect to transmission, customers will be able to import power from new resources using their NT transmission rights. BPA will work with public power customers and wind project developers to identify regions of the BPA grid best suited for wind development with respect to the availability

of firm transmission. BPA plans to take an active role in developing a diversified portfolio of regional wind resources. This diversification will be a key factor in increasing the amount of wind energy selling into the BPA grid.

Network Wind Integration Service
Transmission



One Transmission Wheel Using Customer's Network Transmission Rights

Scheduling and Generation Imbalance

The customer (or its scheduling agent) will be responsible for transmission arrangements and for scheduling the wind output from the point where the generation is integrated into the BPA transmission system to a point of delivery where the customer's system interconnects with the BPA transmission system. Generally, the customer will need to request a new Point of Receipt under its NT transmission contract and there is no guarantee that firm transmission capacity will be available.

The wind project operator or its scheduling agent will provide the Transmission Business Line with a Day-Ahead Generation Estimate followed by revisions up to 30 minutes before the start of the hour if changes are required. The project operator will be responsible for paying the BPA TBL Generation Imbalance charges for deviations between wind project actual generation and the Generation Estimate.

Whether the project operator directly assigns these generation imbalance costs to project participants or not will depend on the specific contractual agreements between those entities. Accurate wind forecasting will minimize these charges. If changes are made to the Generation Imbalance tariff in the future, these changes will be amended to the Network Wind Integration Service Contract.

Storage and Shaping Service

Storage and Shaping Service has been designed to serve the needs of utilities and other entities outside of the BPA Control Area who have chosen to purchase the output of a new wind resource but do not want to manage the hour-to-hour variability associated with the wind output. To facilitate such an arrangement, BPA's Power Business Line will take the hourly output of new wind projects physically located and/or scheduling directly into the BPA Control Area, integrate and store the energy in the Federal hydro system, and redeliver it a week later in flat peak and off-peak blocks to the power purchasing customer. In order to help reduce transmission costs, returns will be capped at 50 percent of the participant's share of project capacity. The base charge for storage and shaping service is \$6.00/MWh, escalated annually at the GDP Implicit Price Deflator.

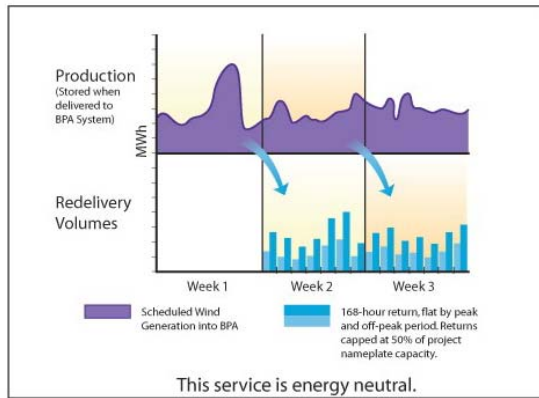
Transmission

Storage and Shaping Service is for energy delivered *to* and *from* the BPA system. Thus, two transmission wheels are required to receive the service. Generators will be responsible for Generation Imbalance charges for generation scheduled into the BPA system. BPA expects that the transmission arrangements will vary from project to project, depending on (a) the



locations of the project and the end-use buyer, and (b) the availability of firm transmission along both transmission paths.

Storage & Shaping Service
Power Redelivery



BPA is committed to working with potential customers to minimize the transmission costs associated with Storage and Shaping Service. So far, we have been able to limit the cost of the wheel out of our system by agreeing to cap returns at 50% of the nameplate rating of the participating project. During periods when generation exceeds the 50% threshold (i.e. greater than 50 MW on a 100 MW project), BPA will bank this excess energy in a storage account. When generation falls below the 50% threshold, BPA will draw from the Excess

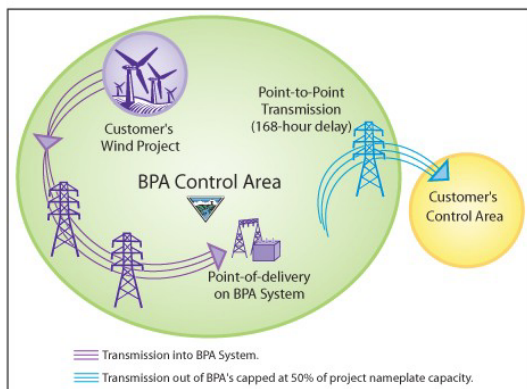
Energy account and redeliver additional quantities above and beyond the current redelivery obligation. This will reduce the amount of transmission required to move the stored energy out of the BPA system. We are also examining a number of potential cost-saving approaches to the transmission wheel into our system.

BPA plans to work closely with project developers, Investor Owned Utilizes and other entities with well-developed and active purchasing plans to help determine which projects can be most efficiently integrated into the BPA system. Siting projects in areas of the grid with minimal congestion and in a way that takes advantage of regional diversity in wind patterns is essential to the growth of cost-effective wind energy in the Pacific Northwest.

For More Information

To learn more about Network Wind Integration Service or Storage and Shaping Service, please contact your PBL or TBL Customer Account Executive or the BPA PBL Renewable Power Group at (503) 230-3530. We look forward to working with you on these exciting new services.

Storage & Shaping Service
Transmission



Customer purchases point-to-point transmission out of BPA's Control Area into their own area.

M. Vandal a certainement raison quand il parle de la très grande sensibilité de la côte de la Baie James sur les plans écologique et culturel. C'est précisément pour cela que le projet Grande-Baleine était, et demeure, extrêmement problématique.

Les cotes des réservoirs, par contre, sont très différentes. Ces aires ne sont pas utilisées ni pour le *goose break*, ni pour d'autres fins, à cause des grandes zones de marnage, qui ont toujours été un irritant majeur pour les Cris. Quand le réservoir n'est pas complètement rempli, la ligne des eaux se retire, créant une zone remplie d'arbres cassés qui n'a aucune utilité, ni écologique ni sociale.

Il me surprendrait grandement si les Cris s'opposent à l'utilisation de ces terrains pour la production éolienne. De plus, le formule de royautés inclus dans la Paix des Braves est basé sur la valeur de l'énergie et des autres ressources retirées du territoire. Cela fait en sorte que l'incitatif financier est déjà là.

M. Vandal s'est aussi objecté que les coûts de transport seraient prohibitifs, étant donné le facteur d'utilisation très faible de cette filière. Je pense qu'il a mal saisi la proposition d'utiliser les lignes existantes. Il est vrai que cette approche de jumelage a un inconvénient important: il empêche l'utilisation de la ressource hydraulique à pleine capacité lorsque les éoliens sont en production. Autrement dit, en supposant que la capacité des lignes est égale à la puissance installée des équipements hydrauliques, ces derniers devraient nécessairement réduire leur production en fonction de la production éolienne. L'effet serait donc l'équivalent d'un projet de dérivation de rivière : il augmente la capacité énergétique d'une centrale sans augmenter sa puissance installée. Ainsi, ce type de parc éolien serait un projet d'énergie seulement, sans contribution à la pointe (ou presque).

Une telle approche n'est donc pas une panacée pour l'ensemble de nos besoins futurs, mais elle risque d'être extrêmement utile pour un producteur hydraulique pris avec des contraintes majeures en énergie. De toute évidence, ce genre de projet démontre des coûts, des délais de construction et un profil environnemental très intéressant. Il semble clair également qu'HQP ne l'a pas donné l'attention qu'il mérite. J'espère que votre avis aidera à corriger cette situation.

Cela complète mes remarques.