

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

DOSSIER R-3748-2010

et

ACEF de Québec

Intervenante

DEMANDE D'APPROBATION DU
PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 DU DISTRIBUTEUR

ARGUMENTATION DE L'ACEF de Québec

Contexte législatif et réglementaire

Le contrat d'approvisionnement intervenu entre HQD et un fournisseur doit viser la satisfaction des besoins en électricité des marchés québécois (art. 2 de la Loi). Dans l'exercice de son pouvoir d'examen, l'article 5 prévoit que la Régie doit assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du distributeurs et favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

Au présent dossier, cette conciliation se traduit par une prise en compte du coût des approvisionnements et une vérification par la Régie que les coûts des approvisionnements présentés par le Distributeur sont véritablement minimisés dans une perspective de long terme afin de promouvoir véritablement le développement durable et équitable.

C'est dans ce contexte et selon les articles 72 et suivants que le Distributeur doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois, après application des mesures d'efficacité énergétique qu'il propose.

La Régie doit aussi vérifier si le plan d'approvisionnement permettra une procédure d'appels d'offre conforme aux dispositions de l'article 74.1 soit d'assurer un traitement équitable de toutes les sources d'approvisionnement ainsi qu'aux projets d'efficacité énergétique et favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées en tenant compte du coût de transport applicable. De plus, tout projet d'électricité doit satisfaire aux exigences de stabilité, durabilité et fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles.

1-Nous sommes d'avis que la Régie doit vérifier si le Distributeur a d'abord soumis des propositions claires en matière d'efficacité énergétique pour respecter l'exigence de l'article 72. Ce n'est qu'après cette étape que peuvent être examinés les moyens d'approvisionnement principaux ou complémentaires que le Distributeur propose. Cela requiert selon nous d'appliquer une procédure de planification intégrée des ressources où la gestion de la demande est pleinement reconnue et utilisée de manière optimale afin justement de minimiser les coûts d'approvisionnements de long terme.

Nous sommes en cela opposés à la vision du Distributeur décrite dans la lettre de commentaires d'HQD sur les demandes d'intervention à l'effet que les choix en matière de programmes et de budgets en d'efficacité énergétique doivent être traités dans le cadre des causes tarifaires (autorisation des budgets annuels du PGEÉ) et que l'on l'on doit se limiter dans le cadre des plans d'approvisionnement à vérifier que les économies d'électricité prévues au PGEÉ s'inscrivent bien en réduction des besoins des marchés québécois.

2-Nous proposons que les potentiels technico-économiques soient réévalués périodiquement, qu'un portefeuille de mesure en efficacité énergétique et en gestion de la demande soit maintenu à jour avec les coûts des différentes mesures et que l'on traite les solutions de gestion de la demande au même titre que les solutions d'approvisionnement classique.

Ainsi, selon nous, on doit prendre en compte l'apport des programmes d'efficacité énergétique dans le bilan offre-demande et faire une planification intégrée des ressources dans une vision de long terme et en comparant les coûts des différentes options de gestion de l'offre et de la demande. Le traitement annuel des PGEÉ n'assure pas à lui seul la réalisation d'une planification intégrée des ressources de long terme et à moindre coût.

3-Dans l'examen du plan d'approvisionnement, la Régie doit vérifier si celui-ci répond aux exigences de l'article 112.1 ainsi qu'à celles du règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement et du guide de dépôt.

Le plan d'approvisionnement doit tenir compte des risques découlant des choix de sources d'approvisionnement propres à chacun des titulaires, des blocs d'énergie établis par règlement du gouvernement du Québec, des préoccupations économiques sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret. Le plan d'approvisionnement doit aussi présenter les caractéristiques des diverses sources d'approvisionnement et risques associés.

Nous sommes d'avis que le Distributeur devait présenter et tenir compte des risques propres à chaque source d'approvisionnement, ce qui n'a pas été fait dans la présente cause. Aussi nous demandons à la Régie de s'assurer que les risques spécifiques aux différents contrats soient présentés et pris en compte par HQD dans les prochains plans d'approvisionnement.

4- Selon l'art. 74, le Distributeur peut faire approuver par la Régie, les programmes commerciaux, applicables aux réseaux autonomes, visant d'autres formes d'énergie, afin de s'assurer que les consommateurs de ces territoires, bénéficient d'un approvisionnement en énergie leur permettant un traitement équitable, pour le chauffage résidentiel et le chauffage de l'eau.

Selon nous, la Régie doit tenir compte de l'évolution des pratiques commerciales et de la rentabilité des ces programmes commerciaux dans les réseaux autonomes en considérant leurs impacts sur les tarifs du distributeur. Nous demandons que ces programmes soient autorisés ou du moins systématiquement présentés par le Distributeur dans le cadre des plans d'approvisionnement.

Idéalement, nous sommes d'avis que la discussion et l'autorisation de ces programmes commerciaux applicables aux réseaux autonomes doivent se faire dans le cadre des plans d'approvisionnement du Distributeur et que l'autorisation des budgets annuels associés à ces programmes commerciaux se fasse dans le cadre des causes tarifaires.

La prévision de la demande et des besoins du réseau intégré

5-Nous constatons une réduction du taux de croissance annuelle de la demande de 0,85% dans le précédent Plan d'approvisionnement à 0,71% dans le présent Plan.

Le nombre de ménages croîtrait de 1,027%/année de 2010 à 2020 alors que la demande d'électricité résidentielle augmenterait de 0,916%/an ((pages 3 et 4 de la preuve de l'ACEF DE Québec du 19/04/2011)).

Le Distributeur devrait mieux expliquer cette différence entre le taux de croissance des ménages et le taux de croissance de la demande résidentielle et préciser si il intègre dans ses prévisions d'économies tendancielle l'impact de l'amélioration des normes d'isolation des résidences et des appareils électriques et si oui à partir de quand.

6-Le Distributeur anticipe pour 2020 une baisse de la demande d'électricité de 2 TWh due à la hausse du tarif patrimonial à partir de 2014. La baisse pour le secteur résidentiel serait selon le Distributeur de -0,613 TWh en 2020 pour un impact tarifaire dépassant les 20% ce qui implique une élasticité de prix court terme d'environ -5% selon le Distributeur (HQD-1 doc. 2, page 72) alors que l'élasticité de long terme devrait être normalement supérieure (entre -20% et -40%) et l'impact pour le secteur résidentiel devrait dépasser -2 TWh.

Distributeur devrait mieux justifier l'impact sur le secteur résidentiel de la hausse du tarif patrimonial.

7-Une incertitude importante demeure aussi sur les prix des combustibles, principalement le prix du mazout (Preuve ACEF Q. p.5) : une hausse importante du prix du mazout pourrait accélérer les conversions vers le tout électrique. Cette incertitude devrait être mieux prise en compte (analyse de sensibilité...)

8- La demande d'électricité pour le transport automobile et en commun devrait connaître une croissance importante dans les prochaines années suite à l'adhésion du Québec au groupe E20 et au récent Plan d'action du Québec en matière véhicules électriques. Nous avons estimé que d'ici 2027, la demande d'électricité serait accrue d'au moins 11,5 TWh, relativement aux prévisions du Distributeur pour répondre aux objectifs gouvernementaux en matière de transport individuel (Preuve ACEF Q. p. 5 et 6).

Nous considérons que le Distributeur aurait dû mettre à jour ses prévisions de demande d'électricité dès septembre 2010. Dans la mesure où la demande est accrue significativement nous considérons que la revente d'électricité à HQP en 2011, ne serait pas requise si l'on considère ce nouvel élément qui modifie substantiellement la gestion des approvisionnements et du compte d'énergie différée à l'horizon 2027.

Selon notre compréhension le Distributeur n'est pas obligé de réaliser les transactions financières avec HQP en 2011, mais doit réévaluer avant chaque période de préavis la pertinence de revendre l'énergie à HQP en fonction de l'évolution de la prévision de la demande. Si le Distributeur ne revend pas l'énergie à HQP mais décide plutôt de différer l'énergie, le compte de pass-on pour les frais d'approvisionnement sera corrigé en conséquence. **R-3740-2010, D-2011-028, page 47 :**

[167] La Régie est d'avis que les transactions financières représentent un moyen de gestion du solde du compte d'énergie différée et que le Distributeur doit pouvoir garder toute la flexibilité opérationnelle nécessaire pour la bonne gestion à court terme de ses approvisionnements.

[168] Aux fins de la fixation des tarifs 2011-2012, la Régie approuve le coût global des approvisionnements proposé par le Distributeur. Toutefois, elle juge que des outils de gestion de long terme du solde du compte d'énergie différée devraient être examinés dans le cadre d'un plan d'approvisionnement.

Nous recommandons que le Distributeur n'effectue plus de revente d'électricité à HQP mais accumule plutôt l'électricité dans les deux comptes d'énergie différée d'ici à ce que de nouvelles prévisions sur la demande intègrent correctement cet aspect de la question.

9-Le taux de croissance de la demande des grandes industries est en croissance entre le plan de 2007 (0,86%) et le plan 2010 (0,95%) malgré la décroissance anticipée du secteur des pâtes et papier (HQD-4 doc. 4, page 19).

Considérant les biais sur la prévision de la demande industrielle, reconnus par le Distributeur (HQD-2 doc. 1, pages 73 à 82), le Distributeur devrait rechercher des moyens d'améliorer ses prévisions de demande industrielle et faire rapport périodiquement à la Régie de l'évolution de ses méthodes de prévision de demande industrielle, cause première des surplus d'offre actuels.

Le Distributeur devrait aussi démontrer dans le prochain plan d'approvisionnement l'absence de biais prévisionnels pour les secteurs résidentiels et commerciaux/institutionnels.

Le Distributeur devrait intégrer dans son évaluation des aléas de la demande, un aléa lié aux

politiques économiques des gouvernements, autrement l'aléa de la demande s'en trouve sous-estimé (voir N.S. du 1/06/2011 p. 141-142, où M. Yves Nadeau d'H.Q. indique ne pas considérer d'aléa à ce chapitre.

Le Distributeur devrait mieux intégrer les risques de conjoncture économique dans ses prévisions de court et long terme. En effet, le Distributeur retrouvant le scénario structurel après 18 à 24 mois sans qu'il ne justifie clairement le bien-fondé de cette approche et ne considère plus par la suite les possibilités de cycle économique qui affecteront pourtant l'évolution de l'équilibre offre-demande (N.S. du 1/06/2011, pages 19 et 20).

10- La gestion de la demande et l'efficacité énergétique doivent être traités comme des moyens flexibles et ajustables afin de réduire au moindre coût les besoins de nouveaux approvisionnements au lieu de considérer comme une donnée fixe le niveau des économies d'énergie (Preuve ACEF Q. p. 6 à 8).

Nous doutons de l'atteinte des objectifs d'économie d'énergie considérant la réduction des budgets et des objectifs du PGEÉ pour 2011, le retard dans l'atteinte des objectifs de 1 TWh, pour l'Agence de l'efficacité énergétique et des réserves que nous avons sur l'objectif de 2 TWh d'économie du projet CATVAR .

Des solutions de remplacement devraient être considérées si l'on veut atteindre les objectifs d'économie d'énergie souhaités par le gouvernement. On pourrait déjà prévoir des nouvelles mesures d'économie d'énergie ou de gestion de la demande en pointe qui seront permises par les futurs compteurs intelligents, par exemple la bi-énergie résidentielle et commerciale, chauffe-eau à trois éléments, stockage de chaleur, programmes de génératrices, systèmes bi-énergie et chauffe-eau contrôlés à distance via les compteurs intelligents communicants (option qui devrait être évaluée selon M. Zayat d'Distributeur, N.S. du 6/6/2011, page 79 et ss.)

On devrait aussi baliser ce qui se fait en terme de gestion de la demande dans d'autres juridictions dont les résultats d'économie d'énergie sont plus ambitieux que pour le Distributeur (Vermont, Colombie-Britannique, Manitoba, Ontario) et ainsi concevoir de nouveaux programmes qui permettront d'atteindre et même dépassés les objectifs d'ici 2020.

Les options d'approvisionnement du réseau intégré (Preuve ACEF Q. p. 9 à 14)

11-Le Distributeur devrait préciser ce qu'il adviendra du 125 MW (0,7 TWh) qui n'a pas été rempli dans le cadre du 3^e appel d'offre éolien (qui visait 250 MW et 1,6 TWh à l'origine).

Les conditions de l'entente de modulation globale avec HQP ne sont pas fixées définitivement mais ces conditions devraient être comparées à celles de l'entente d'intégration éolienne (excédent d'énergie livré payé à HQP au coût de 8,28¢/kWh en 2010, retour par HQP de 35% de la puissance éolienne installée, alors que le FU moyen des éoliennes est de 31,2% de 2007 à 2010, coût d'environ 0,625¢/kWh en 2010 pour les services d'équilibrage et de puissance complémentaire, selon les données extrapolés des suivis à la décision D-2006-27).

Selon nous, la contribution en puissance complémentaire établie sur la puissance éolienne installée devrait être de 25% au lieu de 15% afin de mieux répondre aux besoins d'hiver. L'entente devrait s'appliquer d'avril à mars afin de faciliter et optimiser la gestion des retours, à moins que le solde du compte ne puisse être reporté à l'année suivante.

La puissance complémentaire devrait être établie idéalement sur la base de la puissance installée de toutes les sources et centrales de production visées par l'entente et par équité le Distributeur devrait pouvoir utiliser plus d'énergie qu'il n'en livre en compensant HQP au même prix qui s'appliquerait pour les quantités d'énergie inutilisée par le Distributeur.

12-À défaut d'une entente globale avec HQP, le Distributeur devrait renouveler pour janvier 2012 l'entente d'intégration éolienne en maintenant les conditions de l'entente actuelle et en indexant tout simplement les prix de l'entente actuelle à des taux raisonnables.

13-Nous croyons toujours pertinent de chercher à conclure une entente de stockage multiannuelle avec HQP ou d'autres fournisseurs potentiels en lieu et place de l'entente de modulation globale si cela répond mieux aux besoins du Distributeur et ce à de meilleures conditions.

L'entente d'énergie différée signée avec HQP est une entente de stockage multiannuel liée aux contrats de base et cyclable avec HQP. Le fait de revendre l'énergie à HQP pour ne pas accumuler d'énergie au-delà d'un certain niveau nous prive des pleins avantages de l'entente d'énergie différée et nous met à risque de ne pas pouvoir répondre à des besoins accrus dans le futur à même le solde d'énergie différée.

HQD a d'abord défendu l'idée que les conventions d'énergie différées l'obligeait à ramener le solde du compte à 0 en 2027 :

HQD-4 doc. 8, Rép. 5.2, page 9 : "(...) En vertu de l'article 2.2.8 des conventions d'énergie différée, le Distributeur a l'obligation de ramener à zéro le solde du compte à l'expiration des contrats. Considérant l'ampleur anticipée de ce dernier, évalué avant déploiement des moyens de gestion à plus de 28 TWh, le Distributeur a pris action avant qu'il ne s'aggrave davantage. Il se conforme ainsi à l'esprit et à la lettre des conventions, en vertu desquelles les reports d'énergie doivent raisonnablement être faits en vue de répondre aux besoins futurs de la clientèle. (...)

N.S. du 6/6/2011 pages 120 à 123 réponse de M. STÉPHANE DUFRESNE :

« R. Tout à fait. Donc l'exercice qu'on avait fait à ce moment-là c'est effectivement de regarder quelle serait, si on appliquait les modalités des conventions tel quel, quelle serait la valeur résiduelle du solde. Donc, on liquide vingt-huit point cinq térawattheures (28,5 TWh) aux conditions, selon les modalités de l'entente... C'était pour démontrer que la rentabilité n'était pas mise en cause. Par contre, ça ne veut pas dire que c'est ce qu'on envisage de faire. Il faut faire attention. De dire que les ententes peuvent faire ça et qu'il faille le faire, c'est deux choses. D'attendre... Dans le fond, je peux reprendre ce qu'on a dit, c'est une illustration de ce que les conventions nous permettraient de faire. Ce n'est pas nos intentions d'attendre et de liquider vingt-neuf térawattheures (29 TWh) en février deux mille vingt-sept (2027)...

Ça, c'était ici strictement à titre illustratif. Donc, voici ce que les conventions permettraient de faire. Donc, on fait rien, on attend. Et à la fin, on liquide vingt-neuf térawattheures (29 TWh).

C'était clair que, compte tenu de... juste l'aspect actualisation, ce coût-là ramené en deux mille dix (2010) est un petit peu, était non significatif. On l'a vu, c'est huit cents (800) à six cents (600). Maintenant, les actions qu'on devait prendre, nous, maintenant, en gestionnaire de l'entente, c'est que fait-on avec cette situation-là. Et, ça, on l'a présenté à plusieurs

égards. La situation qu'on a adoptée, c'est de prendre des moyens pour réduire, atténuer ce soldelà, un, le cyclable, donc cesser de différer le cyclable; et, deux, cesser temporairement différer la base... Ce n'est pas parce qu'on a mis ça ici à titre illustratif qu'on a dit, bon, on va attendre puis on va liquider le solde, le solde va se liquider lui-même à la fin. Non, non, c'était à titre illustratif.

Les actions qu'on a prises, c'est suite à ça. On a mis en place les moyens pour gérer cette situationlà. »

Selon nous, les conventions d'énergie différée n'interdisent pas l'accumulation d'un solde d'énergie différée, même de l'ordre de 29 TWh mais que c'est plutôt le Distributeur qui ne veut pas accumuler de surplus important. Nous maintenons que c'est un choix probablement moins coûteux d'accumuler l'énergie dans l'intention de s'en servir ultérieurement afin de répondre à une demande telle qu'une croissance inattendue de la demande dans le futur plutôt que de payer annuellement HQP pour l'énergie revendue d'ici 2027.

14-La suspension de la centrale TCE jusqu'en 2015 et son utilisation partielle par la suite risquent de coûter très cher aux clientèles du Distributeur. Il faudrait comparer cette proposition du Distributeur avec les coûts de l'option de résilier le contrat liant le Distributeur à TCE (Preuve ACEF Q. p. 12 et 13). Selon l'expert de l'UMQ, on risque fort de devoir suspendre la production de la centrale de TCE jusqu'en 2020 d'autres moyens existant pour répondre aux besoins en puissance et énergie d'hiver à l'horizon 2020, .

Une autre alternative serait de partager la production de la centrale de TCE avec les réseaux voisins afin d'en partager les coût, fixes et variables, au lieu de suspendre ou d'utiliser partiellement la production de la centrale de TCE ou de partager une centrale aux États-Unis.

Contrairement à ce que laisse entendre le Distributeur (N.S. du 6/6/2011, p. 79 à 95), nous croyons que la Régie devra requérir du Distributeur le plus rapidement possible la preuve que ce n'est pas rentable de répartir la production de TCE avec des réseaux voisins et que cela serait vraiment moins coûteux de partager la production d'une centrale aux États-Unis. De même la Régie devrait requérir du Distributeur qu'il prouve le plus tôt possible qu'il serait moins coûteux de suspendre la production de TCE jusqu'en 2015 et d'utiliser partiellement cette production à partir de 2016, plutôt que de résilier le contrat avec TCE.

15-En ce qui a trait aux contrats d'approvisionnements décidés par le gouvernement du Québec, nous observons que le coût des contrats éoliens est en augmentation rapide depuis le premier appel d'offre (voir chiffrer fourni par l'ACEF de Québec et notre présentation de preuve), de même les coûts unitaires de production avec les mini-centrales hydrauliques et les centrales à la biomasse sont significativement plus élevés que ce qu'il en coûterait de s'approvisionner avec les contrats de base et cyclable avec HQT ou d'autres sources d'approvisionnement internes ou externes.

Nous considérons impératif que le gouvernement du Québec soit sensibilisé à la situation de surplus d'offre au Québec pour les prochaines années et des coûts que les clientèles doivent supporter pour disposer des surplus.

La Régie de l'énergie et le Distributeur devraient demander au gouvernement d'offrir plus de latitude au Distributeur pour décider du moment idéal pour débiter la livraison des nouveaux approvisionnements (clause de délai d'application).

16-Nous appuyons les propositions du RNCREQ afin de garantir une meilleure utilisation du volume patrimonial et ainsi réduire les coûts d'approvisionnement (839 M\$ de 2004 à 2010 en coût supplémentaire pour s'approvisionner avec d'autres sources que le patrimonial inutilisé (C-RNCREQ-0014, page 16 à 20).

17- La seule interconnexion désignée par le Distributeur pour les fins de la charge locale est celle avec New-York alors que le Distributeur n'a pas signé d'entente de partage avec les réseaux voisins. Seul HQT a des ententes avec les réseaux voisins pour de l'énergie d'urgence.

Nous croyons que le Distributeur a intérêt à signer des ententes de partage avec d'autres réseaux voisins et idéalement devrait signer des ententes de partage de ressources afin de réduire le coût de ses approvisionnements d'hiver, afin d'exploiter de manière rentable la complémentarité de la demande de d'autres réseaux (N.S. du 6/06/2011, p. 75 à 77).

18-Nous appuyons aussi les recommandations de l'expert de l'UMQ qui permettent de réduire les besoins en réserve dont la surévaluation comporte des coûts significatifs à long terme pour les clientèles du Distributeur permettant notamment de retarder à 2020 l'utilisation de la centrale de TCE pour répondre aux besoins d'hiver (C-UMQ-0014, pages 105 à 108).

La prévision de la demande et des besoins d'approvisionnements des réseaux autonomes

19-Le Distributeur doit trouver des moyens de réduire les pertes des réseaux autonomes et définir une méthode de calcul de taux de pertes qui soit plus précise quitte à mesurer un taux de perte moyen sur 3 à 5 années afin de réduire l'impact du mesurage sur le calcul du taux de perte (Notre preuve p. 15 et notre présentation de preuve en audiences le 14/06/2011).

Nous demandons que le Distributeur rehausse ses efforts en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes en collaborant avec les autres instances fédérales et provinciales afin d'améliorer l'isolation des bâtiments et l'efficacité énergétique des appareils de chauffage et des appareils électriques. Nous considérons qu'un mécanisme incitatif devrait être instauré en vue de rehausser les objectifs d'économie d'énergie dans les réseaux autonomes (notre preuve en page 17 et nos réponses à la DDR # 1 de la Régie en date du 20/05/2010).

Le Distributeur devrait expliquer et au besoin apporter des corrections lors du suivi annuel du présent plan sur le fait que les objectifs d'économie d'énergie cumulés en 2015 sont réduits de 17 GWh (R-3740-2010, HQD-8 doc. 8, annexe page 8) à 12,5 GWh (HQD-2 doc. 1, page 18) dans la présente cause et sur le fait que les économies d'énergie ne sont pas accrues entre 2015 et 2020 dans le présent plan.

De même, un mécanisme incitatif devrait être instauré en vue de mieux contrôler et réduire les dépenses et les déficits des réseaux autonomes. Déficits, qui sont assumés en bout de ligne par les clientèles du réseau intégré (notre preuve en page 17 et nos réponses à la DDR # 1 de la Régie en date du 20/05/2010).

Malgré le fait que certains réseaux autonomes ont été reliés au réseau intégré, le revenu requis des réseaux autonomes est passé de 175,4 M\$ en 2007 (HQD-6 doc. 2 de R-3677-08), à 206,7 M\$ en 2009 puis 232 M\$ prévu en 2011 (R-3740-2010, HQD-9 doc.1, page 4). La croissance des coûts de combustibles explique la plus grosse part de cette hausse de coûts et il est impératif de trouver des moyens de réduire la dépendance des réseaux autonomes envers le pétrole dont les prix devraient augmenter de manière soutenue dans le futur.

20-Nous ne sommes toujours pas convaincu de la pertinence de maintenir à froid certaines centrales thermiques. Par exemple, il pourrait s'avérer moins coûteux de réparer les lignes de transport par hélicoptère en attendant que certaines communautés soient reliées par route au reste du Québec plutôt que de maintenir en attente les anciennes centrales.

21-Les expériences au Yukon, dans les TNO et au Nunavut de même qu'en Alaska et ailleurs dans le monde devraient être prises en compte par le Distributeur afin d'accroître ses efforts pour réduire les coûts de production d'électricité dans les réseaux autonomes et réduire la dépendance au pétrole et la pollution causée par le mazout (DDR # 1 de la Régie, (selon le rapport d'expert C-RNCREQ-0015) et HQD-2 do. 1, pages 28-30).

22-Nous appuyons notamment les recommandations de l'expert du RNCREQ (C-RNCREQ-0015, page 43) de définir une stratégie de déploiement du jumelage diesel-éolien (dont le jumelage à haute pénétration en utilisant le chauffage bi-énergie) et de l'expert de SÉ/AQLPA (C-SÉ-AQLPA-0015, page 3) qui propose d'accroître le jumelage diesel-éolien (à faible et moyenne pénétration) et de faire une étude indépendante sur la fiabilité et une analyse de risque de la technologie jumelage éolien-diesel à haute pénétration.

23-Le Distributeur doit planifier plus longtemps à l'avance le rehaussement de la production dans les réseaux autonomes, mieux planifier l'application de mesures de gestion de la demande et l'implantation de sources alternatives (mini-centrales hydrauliques, éoliennes...) afin d'éviter de devoir augmenter la capacité des centrales au diesel (par ex. réaliser l'étude de faisabilité et la liaison au réseau intégré, des Iles de la Madeleine afin de tester la technologie de câbles souterrains et éviter l'accroissement de capacité de la centrale de Cap aux Meules).

24-Nous demandons que le Distributeur élargisse le choix des options comparées particulièrement au niveau des coûts, de la fiabilité et de la sécurité, notamment, en comparant l'option de stockage de l'énergie éolienne tel que nous l'avons proposé lors du dernier plan d'approvisionnement (par ex. les batteries redox au vanadium, développées par l'entreprise canadienne VRB Power Systems (C.-B.), R- 3648-08, Preuve ACEF Québec, 18/03/2008, pages 30-31) permettant d'optimiser le fonctionnement des centrales diesel et de stocker l'énergie des éoliennes.

25-Le Distributeur devrait assurer un suivi en continu sur les coûts et caractéristiques des différentes formes d'énergie durables qui peuvent remplacer ou compléter les centrales au diesel.

La planification intégrée des ressources et la minimisation des coûts d'approvisionnement de long terme en situation d'incertitude

26-Le Distributeur devrait suivre une approche de planification intégrée des ressources comme cela se fait régulièrement ailleurs en Amérique du Nord et prouver qu'il minimise les coûts d'approvisionnement globaux en considérant la gestion de la demande comme un outil à part entière afin de minimiser les coûts et de répondre de manière soutenable aux besoins de sa clientèle (Preuve ACEF Q. p. 14) .

- La minimisations des coûts d'approvisionnements

Guide de dépôt, juin 2010 aux pages 23 à 25, le Distributeur doit :

art. 31. Présenter les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et démontrer que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.

Art. 36. Fournir les critères utilisés dans le processus de sélection des offres, incluant la grille de pondération de ces critères.

Art. 48. Présenter pour chaque réseau autonome : · les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et la démonstration que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques;

27-Nous considérons que le Distributeur ne s'est pas acquitté pleinement de ces exigences dans le cadre de la présente audience et qu'il devrait dans le futur prouver que ses stratégies d'approvisionnement minimisent les coûts d'approvisionnement par une approche qui tient compte des incertitudes sur l'offre la demande et les prix.

28-Considérant les incertitudes sur l'offre, la demande et les prix des moyens d'approvisionnement et de gestion de la demande, et considérant que l'approche du scénario moyen privilégié par le Distributeur ne permet pas de prendre adéquatement en compte ces divers aléas possibles, nous recommandons que pour les prochains plans d'approvisionnement que le Distributeur utilise la méthode de programmation dynamique stochastique afin de minimiser les coûts espérés d'approvisionnement de long terme (voir les N.S. du 14/06/2011, pages 189 à 199, concernant le contre-interrogatoire de l'expert de l'UMQ, M. Marcel Paul Raymond par L'ACEF de Québec).

Autre recommandation

29-Que le Plan d'approvisionnement du Distributeur s'inscrive dans une démarche de planification intégrée des ressources visant à minimiser les coûts globaux, incluant les coûts économiques, sociaux et environnementaux associés au développement et à l'utilisation des moyens de production d'électricité en intégrant de manière adéquate les outils de gestion de la demande en énergie et puissance des approvisionnements d'électricité dans une perspective de développement durable.

Le tout respectueusement soumis au tribunal.

Denis Falardeau
Avocat
ACEF de Québec

