
R-3776-2011 HQD

DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES
TARIFS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE
TARIFAIRE 2012-2013

MÉMOIRE #2 DE L'UMQ

Préparé par : Marcel Paul Raymond

14 novembre 2011

Table des matières

Sommaire et recommandations.....	3
1. Mise en situation.....	6
2. Ventes et besoins d'électricité	7
3. Approvisionnements en électricité	10
3.1. <i>Approvisionnements en énergie</i>	<i>10</i>
3.2. <i>Achats de puissance en 2011-2012</i>	<i>25</i>
4. Coûts évités	28
4.1. <i>Énergie.....</i>	<i>28</i>
4.2. <i>Puissance</i>	<i>29</i>
5. Ajustements organisationnels.....	33
6. Réseaux non reliés – Centrale Cap-aux-Meules	35
7. Conclusion de l'UMQ.....	41

Sommaire et recommandations

L'UMQ a analysé l'ensemble de la demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2012-2013 d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « Distributeur ») et elle soumet les recommandations qui suivent à la Régie de l'Énergie (la « Régie ») pour qu'elle les transmette au Distributeur.

1. Demander au Distributeur de raffiner sa méthode de prévision des ventes au client Rio Tinto Alcan en utilisant toute l'information disponible sur l'hydraulicité des réservoirs de Rio Tinto Alcan en plus des prévisions d'achats fournies par ce client. Aussi, l'UMQ recommande d'utiliser la version la plus à jour de ces informations lorsque le Distributeur dépose son dossier tarifaire quitte à modifier sa prévision des ventes au dernier moment pour tenir compte de ces informations (par exemple, la situation hydraulique est considérablement mieux connue vers la fin juillet que vers la fin avril).
2. Refuser les transactions financières avec le Producteur de 17,3 M\$ pour 2012 et ordonner plutôt au Distributeur de différer l'énergie visée et ce, tant qu'une démonstration satisfaisante n'est pas fournie par le Distributeur de l'optimalité de sa stratégie.
3. Exiger du Distributeur qu'il dépose un plan d'action pour le développement d'une approche qui prendrait en compte les incertitudes dans la gestion à long terme de ses approvisionnements en énergie.
4. Exiger du Distributeur qu'il dépose la description détaillée de la méthode qu'il utilise pour déterminer ses approvisionnements optimaux sur l'horizon annuel afin que la Régie puisse se prononcer sur le caractère optimal de cette méthode. Cette description peut faire l'objet d'un document (public ou confidentiel) ou être présentée au cours d'une séance de travail.

- L'UMQ recommande aussi que le Distributeur soumette sa méthode à un groupe d'experts qui pourrait se prononcer sur sa validité et proposer des pistes d'améliorations au besoin.
5. Exiger du Distributeur qu'il modifie à l'avenir sa méthode d'établissement des coûts d'approvisionnement annuels afin de tenir compte des aléas sur la demande et sur l'offre.
 6. Exiger du Distributeur qu'il développe un indicateur de rendement global de ses approvisionnements annuels tel que décrit par l'UMQ.
 7. Demander au Distributeur qu'il modifie le gain dans le présent dossier associé à l'Entente globale de modulation en quantifiant et en ajoutant les gains de gestion opérationnelle qui n'ont pas été quantifiés dans le cadre du dossier R-3775-2011.
 8. Ordonner au Distributeur de retirer de ses coûts d'approvisionnements pour 2012 le montant de 1,6 M\$ associé à la puissance complémentaire de 130 MW de l'Entente globale de modulation.
 9. Ordonner au Distributeur de retirer de ses coûts d'approvisionnements pour 2012 le montant de 0,5 M\$ associé à la puissance des marchés court terme de 90 MW prévue par le Distributeur.
 10. Demander au Distributeur de modifier son coût évité en énergie pour le réseau intégré entre 2017 et 2022 pour qu'il corresponde au coût de report de la production de la centrale TCE.
 11. Demander au Distributeur un plan d'action visant à déterminer à l'avenir les coûts évités en puissance à l'aide d'un modèle de simulation en puissance.
 12. Demander au Distributeur de modifier son coût évité en puissance d'ici l'hiver 2019-2020 inclusivement pour le fixer à zéro d'ici à ce qu'il puisse

fournir une meilleure valeur à l'aide d'un modèle de simulation en puissance.

13. Modifier les coûts évités en puissance du Distributeur et les fixer à 1,25 \$US/kW-hiver (\$ 2011, annuité croissante à l'inflation) et ce, seulement à partir de l'hiver où le Distributeur peut faire la démonstration d'un besoin de réserve de puissance auprès des marchés. Cette recommandation ne s'applique qu'en attendant que le Distributeur puisse fournir une meilleure valeur à l'aide d'un modèle de simulation en puissance.
14. Demander au Distributeur une justification économique de chaque ajustement organisationnel qui le touchera à l'avenir puis demander un suivi de chacun pour les 3 années qui suivent sa mise en place.
15. Ne pas approuver l'investissement de 1,6 M\$ en 2012 pour l'ajout de puissance à la centrale thermique de Cap-aux-Meules.

1. Mise en situation

Hydro-Québec, dans ses activités de distribution (le « Distributeur »), demande, pour l'année tarifaire 2012-2013, une hausse uniforme des tarifs d'électricité de 1,7 % permettant de recouvrer les revenus additionnels de 165 M\$ requis pour 2012.

Une large part de cette hausse, soit 1,1 %, est attribuable aux modifications de méthodes comptables découlant du passage aux normes internationales d'information financière (IFRS). Les modifications requises par le passage aux IFRS se traduisent par une augmentation de 109 M\$ des revenus requis de 2012 du Distributeur.

Le reste de la hausse, soit 0,6 %, reflète la croissance des coûts d'approvisionnement en électricité post-patrimoniaire, des coûts liés aux projets structurants du Distributeur ainsi que des amortissements des frais reportés associés aux activités en efficacité énergétique. La pression tarifaire exercée par ces coûts est atténuée par la réduction des coûts associés à la charge de retraite et au service de transport, par les efforts d'efficience du Distributeur et par les changements dans les ventes par catégories de consommateurs.

Dans ce mémoire, l'UMQ analyse particulièrement :

- Les ventes et les besoins d'électricité
- La gestion des approvisionnements en énergie et en puissance
- Les coûts évités en énergie et en puissance
- Les ajustements organisationnels
- Les investissements associés à la centrale Cap-aux-Meules.

Cette mise en situation présente, sans être limitative, les sujets qui feront l'objet d'examen de l'UMQ.

2. Ventes et besoins d'électricité

Selon le Distributeur, l'appréciation récente du dollar canadien, la remontée de l'inflation et possiblement des taux d'intérêt contribueront à une croissance modérée de l'économie québécoise en 2012, amenant celui-ci à établir sa prévision des ventes d'électricité à un niveau similaire à celui reconnu pour 2011. Sans le contrat temporaire au tarif L conclu en 2010 avec Rio Tinto Alcan en raison d'une très faible hydraulité attendue sur son réseau, les ventes prévues en 2012 seraient supérieures d'environ 1 TWh à la prévision reconnue pour 2011.¹

Ainsi, le Distributeur prévoit des ventes de 171 375 GWh pour l'année témoin 2012 alors que la prévision pour l'année 2011 était de 171 653 GWh. Toutefois, pour l'année 2011, la prévision à jour normalisée se situe beaucoup plus bas à 170 015 GWh² soit une surestimation de la prévision de 1 638 GWh en seulement une année. En ordre d'importance, les éléments qui expliquent cette surestimation sont :³

- Surestimation de 2 176 GWh de la consommation du client Rio Tinto Alcan découlant du contexte hydraulique du client;
- Sous-estimation de 1 013 GWh au tarif L découlant d'un contexte économique plus favorable que prévu pour plusieurs secteurs, dont les pâtes et papiers et l'industrie chimique;
- Surestimation de 365 GWh des ventes au tarif D;
- Surestimation consolidée de 228 GWh des ventes aux tarifs G, G-9 et M.

En 2010, les prévisions des ventes à Rio Tinto Alcan ont aussi joué un rôle important dans les écarts de prévision du Distributeur. Dans la cause tarifaire de l'an dernier, après 4 mois réels en 2010, le Distributeur constatait déjà une sous-

¹ B-0008, HQD-1, document 1, page 5.

² B-0013, HQD-2, document 2, page 8, tableau 3.

³ B-0013, HQD-2, document 2, pages 8 et 9.

estimation de la prévision des ventes pour 2010 de 4 857 GWh par rapport aux ventes normalisées de l'année de base 2010.⁴ Le Distributeur expliquait cet écart en grande partie par une sous-estimation de 2 313 GWh des ventes des contrats spéciaux et une sous-estimation des ventes au tarif L, les deux découlant en bonne partie des ventes supplémentaires au client Rio Tinto Alcan en raison de la faible hydraulicité observée en 2010.⁵

D'ailleurs, le Distributeur reconnaît l'importance de l'hydraulicité des réservoirs du client Rio Tinto Alcan :

« Les catégories de consommateurs L et Contrats spéciaux comprennent peu de clients et leur consommation respective est très importante. Des variations non anticipées dans la consommation d'un petit nombre de clients a d'importantes répercussions sur les écarts totaux de ventes prévues. Aux contrats spéciaux, le client Rio Tinto Alcan, dont la consommation dépend de l'hydraulicité de ses réservoirs, crée les écarts les plus importants. »⁶ (Nous soulignons)

Par contre, le Distributeur reconnaît aussi ne pas posséder d'information sur l'hydraulicité des réservoirs de Rio Tinto Alcan :

« Le Distributeur ne dispose pas d'information sur l'hydraulicité du parc de production de Rio Tinto Alcan. La prévision du Distributeur pour la consommation de ce client repose sur les prévisions d'achats fournies par celui-ci. Ces prévisions d'achats varient selon son bilan hydraulique. »⁷

Or, l'UMQ a démontré dans la cause tarifaire de l'an dernier que plusieurs informations publiques à jour étaient disponibles sur l'hydraulicité des réservoirs

⁴ R-3740-2010, HQD-2, document 2, page 7, tableau 2.

⁵ R-3740-2010, HQD-2, document 2, page 8.

⁶ B-0066, HQD-14, document 1.1, page 12, réponse 4.1.

⁷ B-0076, HQD-14, document 10, page 6, réponse 1.3 a).

de Rio Tinto Alcan⁸ et continuent d'être publiées régulièrement sur le site web d'Énergie électrique de Rio Tinto Alcan.⁹

L'UMQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de raffiner sa méthode de prévision des ventes au client Rio Tinto Alcan en utilisant toute l'information disponible sur l'hydraulicité des réservoirs de Rio Tinto Alcan en plus des prévisions d'achats fournies par ce client. Aussi, l'UMQ recommande d'utiliser la version la plus à jour de ces informations lorsque le Distributeur dépose son dossier tarifaire quitte à modifier sa prévision des ventes au dernier moment pour tenir compte de ces informations (par exemple, la situation hydraulique est considérablement mieux connue vers la fin juillet que vers la fin avril).

⁸ R-3740-2010, C-3-8- UMQ, Audience du 14 décembre 2010.

⁹ <http://www.energie.alcan.com/index.php?id=21> .

3. Approvisionnements en électricité

Au cœur de la mission du Distributeur, les achats d'électricité représentent les coûts les plus importants du Distributeur avec 5 005 M\$ pour l'année de base 2011 et 5 111 M\$ pour l'année témoin 2012, comptant ainsi pour environ 47% des revenus requis.¹⁰

De ces coûts, les coûts d'approvisionnements post-patrimoniaux prennent de plus en plus d'ampleur passant de 377,8 M\$ en 2010 à 531,4 M\$ en 2011 et à 654,9 M\$ en 2012.¹¹ D'ailleurs, c'est la croissance des coûts d'approvisionnements qui, outre les modifications de méthodes comptables découlant du passage aux normes internationales d'information financière (IFRS), est l'élément le plus significatif expliquant l'augmentation tarifaire demandée par le Distributeur pour 2012.¹²

3.1. Approvisionnements en énergie

Avec l'augmentation des coûts, l'UMQ considère qu'il devient de plus en plus important de s'assurer que les approvisionnements en énergie sont gérés de façon optimale, pour le bénéfice de la clientèle du Distributeur. En effet, de plus en plus de décisions doivent être prises par le Distributeur dans la gestion de ses approvisionnements. De plus, la complexité de l'ensemble des décisions et le nombre de combinaisons possibles rendent la tâche plus difficile sans méthodes, algorithmes ou modèles mathématiques appropriés pour déterminer les meilleures solutions et démontrer qu'on l'a fait de la façon la plus économique possible. De plus, c'est sans oublier les nombreuses incertitudes avec lesquelles le Distributeur doit composer dans la gestion de ses approvisionnements.

Certaines décisions doivent être prises quelques fois par année en tenant compte d'un horizon multi-annuel et d'autres, plusieurs fois par jour en tenant compte d'un horizon annuel.

¹⁰ B-0021, HQD-4, document 1, page 3, tableau 1.

¹¹ B-0023, HQD-5, document 2, page 5, tableau 1.

¹² B-0067, HQD-14, document 1.2, page 12, réponse 4.1.

3.1.1. Horizon multi-annuel

Quelques fois par année, des décisions doivent être prises par le Distributeur où il doit tenir compte du contexte multi-annuel qui le lie jusqu'en 2027 avec le solde du compte d'énergie différée des conventions avec le Producteur. Dans sa gestion multi-annuelle, le Distributeur doit notamment procéder aux arbitrages suivants à chaque année soit :

- D'exercer ou non l'option de suspension temporaire de la production de la centrale de TransCanada Energy (« TCE ») à Bécancour. Pour l'instant, ce choix doit se faire par bloc annuel tant que le Distributeur n'est pas venu à une entente avec TCE sur des possibilités de modulation des livraisons.¹³ Pour l'année 2012, le Distributeur a justifié la décision d'exercer l'option de suspension temporaire et la stratégie qu'il planifie dans le présent dossier est de reporter jusqu'en 2018 l'utilisation de la centrale de TCE.¹⁴
- De déterminer les quantités d'énergie qu'il entend différer des contrats de base et cyclable avec le Producteur. Dans le cas où le Distributeur choisit de ne pas différer certaines quantités, il peut avoir recours à des transactions financières avec le Producteur, stratégie qu'il considère avantageuse par rapport à des ventes sur le marché. Pour 2012, le Distributeur n'entend pas différer d'énergie mais verra plutôt à reconduire les transactions financières avec le Producteur¹⁵ pour une quantité de 2,1 TWh et un impact sur les coûts d'approvisionnement de 17,3 M\$.¹⁶

Pour 2012, l'UMQ ne remet pas en question l'option exercée par le Distributeur pour suspendre la production de la centrale de TCE.

Par contre, elle aimerait comprendre la décision prise par le Distributeur d'avoir choisi l'année 2012, par rapport à d'autres années, pour ne pas différer

¹³ R-3748-2010, B-0004, HQD-1, document 1, page 42, section 4.4.1.1.

¹⁴ B-0022, HQD-5, document 1, page 9.

¹⁵ B-0022, HQD-5, document 1, page 9.

¹⁶ B-0022, HQD-5, document 1, page 14, tableau 6.

d'énergie. En effet, le Distributeur a différé de l'énergie en 2008, 2009 et 2010¹⁷ et n'entend pas en différer en 2011 et en 2012.¹⁸ Toutefois, il planifie en différer pour chacune des années entre 2013 et 2026 pour un total de 25,235 TWh.¹⁹ Si l'objectif du Distributeur est de ramener à zéro son solde d'énergie différée en 2027, il n'est pas obligé de ne pas différer d'énergie en 2012. Il sera toujours temps de le faire n'importe quand entre 2013 et 2026 au besoin. L'UMQ aimerait voir une démonstration de la pertinence de choisir 2012 par rapport à toutes les autres possibilités qui s'offrent au Distributeur entre 2013 et 2026.

D'ailleurs, dans sa décision D-2011-162²⁰, la Régie mentionne :

« [181] Dans le cas où le Distributeur entendrait recourir de nouveau à des transactions financières, la Régie s'attend à ce qu'il démontre les avantages nets de procéder à des transactions financières avec le Producteur, plutôt que de différer les quantités d'énergie visées ou de revendre celles-ci sur les marchés, compte tenu des moyens dont il dispose. »

Dans le présent dossier, l'UMQ a recherché une démonstration de la part du Distributeur des avantages de ne pas différer d'énergie en 2012. Celui-ci indique :

« La baisse additionnelle d'environ 27 TWh sur la période 2012-2027 constatée lors de la mise à jour de la prévision de la demande, en mai 2011, occasionne un solde de 2 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions. Ce résultat repose sur l'hypothèse que l'énergie du contrat cyclable n'est plus différée et que l'utilisation modulable de TCE est reportée en 2018, à des fins de planification, plutôt qu'en 2015 tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020.

¹⁷ R-3748-2010, B-0023, HQD-4, document 1, page 23, tableau R-12.1-C.

¹⁸ B-0022, HQD-5, document 1, page 11, tableau 4.

¹⁹ B-0066, HQD-14, document 1.1, page 40, tableau R-15.4-B.

²⁰ D-2011-162, R-3748-2010, pages 55 et 56.

Sur cette base, le Distributeur n'entend pas différer d'énergie en 2012, mais verra plutôt à reconduire les transactions financières avec le Producteur. »²¹ (Nous soulignons)

et :

« Le Distributeur rappelle que la baisse des besoins observée au cours des dernières années sur l'horizon 2011-2027 est telle qu'il ne peut plus différer d'énergie en 2012 et espérer la reprendre avant la fin des conventions. Considérant l'incertitude au niveau de l'évolution de la demande et de l'offre, le Distributeur minimise ses risques en revendant ces surplus dès maintenant. Ce faisant, 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, et le solde du compte ramené à zéro à l'expiration des contrats. La décision de cesser de différer l'énergie des contrats en base et cyclable n'est donc pas le résultat d'analyses économiques.

La solution la plus avantageuse pour la clientèle afin de disposer de ces surplus est de procéder aux transactions financières avec le Producteur , ce qui évitent (sic) au Distributeur d'assumer tous les frais associés à l'alternative à ces transactions, soit la revente sur les marchés. Cette solution représente un gain d'environ 24 M\$. Le Distributeur s'assure ainsi de maximiser ses revenus de la revente des surplus.

La Régie a reconnu, dans sa décision D-2011-028 au paragraphe 167, les transactions financières comme représentant un moyen de gestion du solde du compte d'énergie différée et que le Distributeur

²¹ B-0022, HQD-5, document 1, page 9.

doit pouvoir garder toute la flexibilité opérationnelle nécessaire pour la bonne gestion à court terme de ses approvisionnements.

Enfin, le Distributeur rappelle qu'il ne gère pas l'équilibre offre-demande en spéculant sur l'évolution des prix ou sur tout autre évènement incertain. De plus, en vertu des Conventions d'énergie différée, le Distributeur ne peut utiliser ces dernières à des fins spéculatives, ce qui signifie qu'il ne peut ni différer ni rappeler de l'énergie pour la revendre. »²² (Nous soulignons)

Les deux dernières citations ci-haut ne constituent pas, de l'avis de l'UMQ, une démonstration suffisante de l'optimalité de la décision de ne pas différer d'énergie en 2012. De plus, elles soulèvent certains commentaires et interrogations :

- L'UMQ n'est pas d'accord avec la prétention du Distributeur selon laquelle il ne « peut plus différer d'énergie en 2012 et espérer la reprendre avant la fin des conventions ». Comme l'UMQ l'a démontré plus haut, il pourrait le faire en planifiant moins de quantités différées entre 2013 et 2026.
- Le Distributeur ne démontre pas de façon quantitative comment il « minimise ses risques en revendant les surplus dès maintenant ».
- Le Distributeur justifie les inquiétudes de l'UMQ selon lesquelles des analyses économiques ne sont pas réalisées pour appuyer la décision de cesser de différer l'énergie des contrats de base et cyclable.
- Puisque le Distributeur « ne gère pas l'équilibre offre-demande en spéculant sur l'évolution des prix ou sur tout autre évènement incertain », l'UMQ se demande sur quelle base le Distributeur a différé de l'énergie de 2008 à 2010 et qu'il planifie le faire de 2013 à 2026.

²² B-0077, HQD-14, document 11, page 5 réponse 2.3.

L'UMQ recommande à la Régie de refuser les transactions financières avec le Producteur de 17,3 M\$ pour 2012 et d'ordonner plutôt au Distributeur de différer l'énergie visée et ce, tant qu'une démonstration satisfaisante n'est pas fournie par le Distributeur de l'optimalité de sa stratégie.

La gestion de l'incertitude

Comme elle l'a fait dans le passé²³, l'UMQ se préoccupe du caractère déterministe des stratégies à long terme du Distributeur. L'UMQ soumet que la planification en avenir déterministe peut amener des décisions qui entraînent des regrets dans le futur.

En effet, si c'était à refaire connaissant la réalité d'aujourd'hui, le Distributeur procéderait probablement de façon différente dans la signature de certaines ententes d'approvisionnement comme, par exemple, celle avec TCE et celles avec le Producteur sur les livraisons de base, les livraisons cyclables et l'intégration éolienne. Aussi, les stratégies du Distributeur dans le présent dossier pourraient être remises en question par des changements survenus depuis sa publication comme, par exemple, les annonces faites dans les besoins d'alimentation des clients Alouette²⁴ et Alcoa²⁵.

Bien sûr, l'UMQ comprend que les hypothèses d'un dossier tarifaire doivent être arrêtées à un moment donné et aussi elle ne prétend pas que les regrets observés dans le passé dans la gestion des approvisionnements du Distributeur auraient pu être évités totalement mais elle soumet que ceux-ci auraient pu être atténués par une approche stochastique qui prendrait mieux en compte les incertitudes inhérentes au processus de planification.

²³ R-3748-2010, C-UMQ-0014, page 110.

²⁴ <http://www.cyberpresse.ca/le-soleil/affaires/les-regions/201110/30/01-4462790-aluminerie-alouette-charest-allouerait-500-megawatts-au-projet-dexpansion.php> .

²⁵ <http://lapresseaffaires.cyberpresse.ca/economie/energie-et-ressources/201111/07/01-4465389-alcoa-redemarre-ses-projets-au-quebec.php> .

Dans le présent dossier, le Distributeur n'a pu démontrer, à la satisfaction de l'UMQ, l'optimalité de ses stratégies de long terme en tenant compte des incertitudes. Au contraire, il affirme même :

« Enfin, le Distributeur rappelle qu'il ne gère pas l'équilibre offre-demande en spéculant sur l'évolution des prix ou sur tout autre évènement incertain. »²⁶ (Nous soulignons)

L'approche du Distributeur est différente de celle adoptée dans d'autres juridictions. À titre d'exemple, on peut citer BC Hydro qui utilise des techniques stochastiques pour s'assurer de la robustesse de ses décisions en fonction de diverses incertitudes. Même si les problématiques des diverses juridictions peuvent être différentes à certains égards, il n'en demeure pas moins que les principes de gestion en avenir incertain s'appliquent pour toutes.

Dans son plan d'approvisionnement long terme de 2008 (LTAP)²⁷, BC Hydro consacre un chapitre complet à expliquer sa méthode de gestion des risques liés à sa planification. Le chapitre 5 intitulé « Risk Management and Portfolio Analysis » présente en détail la méthode utilisée par BC Hydro qu'il résume ainsi dans l'introduction aux pages 5-5 et 5-6 :

« BC Hydro continues to face considerable uncertainty in its planning environment. Uncertainty is analyzed in three ways in the 2008 LTAP:

- Stochastically - For quantifiable uncertainties for particular variables. From their historic value, parameters can be numerically generated to produce a known statistical process that represents their variability. An example is load uncertainty;*

²⁶ B-0077, HQD-14, document 11, page 5, réponse 2.3.

²⁷ http://www.bchydro.com/etc/medialib/internet/documents/planning_regulatory/iep_ltap/2008_ltap_application.Par.0001.File.2008_ltap_application.pdf

- *Scenario Analysis* - Scenario uncertainties are also parameter driven; however, the parameter variability cannot be reasonably represented by a known statistical process. Instead, a fundamental change or structural shift is made to the expected value of some parameter. In the case of changing scenario uncertainties, the time evolution of critical inputs, e.g., natural gas and electricity prices, takes a distinctly different path rather than fluctuating around an expected value. This uncertainty category is intended to embrace abrupt changes in the uncertainty factors such as the introduction of high GHG allowances charges. Possible future outcomes or scenarios of these occurrence are created; and

- *Qualitative Assessment* – A number of uncertainties, for example the uncertainty of permitting a rebuilding of Burrard, do not lend themselves to either stochastic or scenario analysis. For these uncertainties, BC Hydro has either retained experts to provide advice or relied upon professional judgement.

Scenario analysis and qualitative assessment are referred to as “subjective assessments”. To provide a clear understanding of the uncertainties and risks and how they are combined in the analysis, BC Hydro is using a risk framework as shown in section 5.2.

The Risk Framework has four key elements:

- *Characterization of uncertainty using either stochastic modelling or scenario assessments;*
- *Combining uncertainty characterizations with portfolio analysis to assess the potential impacts of options over the 20 year planning horizon;*

- *Providing a qualitative assessment of other factors and considerations that have not been included in the quantitative portfolio analysis; and*
- *Providing mitigation for risks that need to be managed. »*

L'UMQ est d'avis que des techniques semblables à celles utilisées par BC Hydro pourraient être appliquées dans le contexte du Distributeur.

L'UMQ recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il dépose un plan d'action pour le développement d'une approche qui prendrait en compte les incertitudes dans la gestion à long terme de ses approvisionnements en énergie.

3.1.2. Horizon annuel

Pour chaque heure, le Distributeur doit prendre des décisions qui ont un effet sur les coûts d'approvisionnement de l'année en cours dont :

- Le choix d'un bâtonnet d'électricité patrimoniale parmi un ensemble de bâtonnets dont le nombre correspond au nombre d'heures restant dans l'année;
- La quantité utilisée des contrats de base et cyclable avec le Producteur;
- L'énergie faisant l'objet de transactions financières avec le Producteur, s'il y a lieu;
- Le rappel de puissance auprès du Producteur associé à l'énergie différée;
- Le retrait dans le cadre de l'Entente globale de modulation (« EGM »), à compter du 1^{er} janvier 2012 si l'entente est approuvée;
- Les achats sur les marchés;
- Les reventes;
- L'utilisation de l'électricité interruptible.

L'optimalité

Toutes ces décisions sont liées entre elles en plus d'être liées à certaines contraintes annuelles d'utilisation. De plus, elles doivent être prises en ayant comme objectif une minimalisation du coût annuel tout en tenant compte des incertitudes notamment en termes de la demande et de certaines sources d'approvisionnement comme la production éolienne. L'augmentation du nombre de variables de décision et l'explosion du nombre de combinaisons possibles rend rapidement la résolution d'un tel problème impensable par des méthodes analytiques. Par contre, ce genre de problème se prête bien à l'application de méthodes d'optimisation mathématique connues comme, par exemple, la programmation linéaire.

L'UMQ aimerait pouvoir s'assurer de l'optimalité du processus de prise de décision horaire et annuelle du Distributeur dans la détermination de ses approvisionnements. Toutefois, les informations fournies par le Distributeur ne permettent pas à l'UMQ d'en arriver à une conclusion satisfaisante.

En effet, en réponse à une demande de renseignements de l'UMQ²⁸, le Distributeur a bien fourni une liste d'intrants et d'étapes de son processus de décision horaire. Mais, il n'a pas fourni d'information sur les algorithmes, les méthodes mathématiques ou les règles de décision qui, de l'avis de l'UMQ, peuvent faire toute la différence entre une solution réalisable et une solution optimale moins coûteuse. Le Distributeur n'a pas non plus, suite à l'invitation de l'UMQ²⁹, démontré ou même affirmé que la méthode utilisée menait à une solution optimale.

En l'absence d'une description suffisante du Distributeur de la méthode de prise de décision qu'il utilise, l'UMQ aurait pu, de façon plus ardue, analyser les résultats horaires d'une année historique ou prévisionnelle et dégager certaines tendances. Ces données n'étant pas fournies par le Distributeur, l'UMQ devra

²⁸ B-0079, HQD-14, document 12.2, pages 15 et 16, réponse 7.2.

²⁹ B-0079, HQD-14, document 12.2, pages 16 et 17, réponses 7.3 et 7.4.

tenter de se servir des données mensuelles fournies par le Distributeur dans un complément de réponse pour en arriver à une conclusion significative ou non.

L'UMQ recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il dépose la description détaillée de la méthode qu'il utilise pour déterminer ses approvisionnements optimaux sur l'horizon annuel afin que la Régie puisse se prononcer sur le caractère optimal de cette méthode. Cette description peut faire l'objet d'un document (public ou confidentiel) ou être présentée au cours d'une séance de travail. L'UMQ recommande aussi que le Distributeur soumette sa méthode à un groupe d'experts qui pourrait se prononcer sur sa validité et proposer des pistes d'améliorations au besoin.

La gestion de l'incertitude

Selon le même principe que celui présenté dans la section précédente sur l'horizon multi-annuel, l'UMQ est d'avis que la gestion annuelle des approvisionnements du Distributeur doit tenir compte des incertitudes sinon des effets indésirables qui pourraient être subis. Dans sa planification annuelle des approvisionnements, le Distributeur se base sur un scénario déterministe mais reconnaît toutefois l'influence des incertitudes.

« Le présent dossier tarifaire étant établi selon un scénario de demande et d'offre déterministe, aucun impact en énergie n'est associé à la modulation. En effet, l'utilisation de l'EGM est fortement tributaire des aléas de la demande et de l'offre, en particulier de l'aléa climatique et de l'aléa sur la production éolienne, ce qui n'est pas pris en compte dans un scénario déterministe. Toutefois, le Distributeur intègre à son dossier tarifaire les gains attribuables à l'EGM tels que présentés à la section 2.2.4. »³⁰ (Nous soulignons)

³⁰ B-0022, HQD-5, document 1, pages 9 et 10.

L'UMQ est d'avis que, non seulement l'utilisation de l'EGM, mais bien toutes les décisions prises dans le processus annuel sont tributaires des aléas sur l'offre et la demande. D'ailleurs, dans sa gestion des approvisionnements de tous les jours, il semblerait que le Distributeur tienne compte jusqu'à un certain point de certaines incertitudes :

«

- *Compilation des BRD pour toutes les heures d'une année en tenant compte de différents cas de demandes associées à la climatologie;*

[...]

- *Détermination des approvisionnements requis selon plusieurs scénarios établis en fonction des circonstances et de leur impact sur l'objectif de minimisation des coûts annuels;*
- *Sélection d'une stratégie qui vise à maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale tout en considérant les aléas sur la demande. »³¹ (Nous soulignons)*

Aussi, dans la justification économique de l'EGM, le Distributeur ne se contente pas d'un scénario déterministe mais a recours à des simulations qui tiennent compte de l'aléa climatique sur la demande et de l'aléa de la production éolienne :³²

« Considérant la nature de l'Entente, l'analyse de l'impact de sa mise en place ne peut être basée uniquement sur un scénario déterministe de la demande et de l'offre. En effet, les coûts de l'utilisation de l'Entente étant établis sur les ajouts et retraits horaires au compte de modulation, l'évaluation de ceux-ci est

³¹ B-0079, HQD-14, document 12.2, page 16, réponse 7.2.

³² R-3775-2011, B-0005, HQD-1, document 1, pages 14 et 15.

sensible aux hypothèses sur la production éolienne et la demande. D'une part, il importe de simuler une production éolienne dont la variabilité est représentative de la réalité, donc qui varie d'heure en heure, plutôt qu'une production éolienne estimée à partir de la production attendue en moyenne mensuellement ou annuellement.

D'autre part, pour estimer l'impact des aléas climatiques sur la rentabilité de l'Entente, l'analyse doit porter sur différents scénarios de demande.

Le Distributeur dispose de prévisions de la demande basées sur 36 années de données climatologiques historiques (1971-2006). De plus, basées sur ces mêmes années de climatologie, des prévisions horaires de la production éolienne ont été produites. Ainsi, pour chaque année couverte par l'Entente, soit 2012 à 2014, 36 cas climatiques d'offre et de demande ont été analysés. » (Nous soulignons)

D'abord, l'UMQ s'étonne du fait que le Distributeur juge important de tenir compte des aléas dans l'évaluation de l'EGM, d'une valeur de 4,2 M\$ en 2012³³, alors qu'il n'ait pas le même souci pour l'ensemble des approvisionnements post-patrimoniaux de 2012, pourtant d'une valeur plus importante à 654,9 M\$³⁴.

De plus, l'UMQ note une incohérence dans les coûts des approvisionnements post-patrimoniaux alors que le Distributeur présente dans le même tableau et combine dans la même équation, d'une part, des gains obtenus à partir de plusieurs scénarios et, d'autre part, des coûts obtenus avec un scénario déterministe unique³⁵.

³³ B-0022, HQD-5, document 1, page 14, tableau 6.

³⁴ B-0022, HQD-5, document 1, page 14, tableau 6.

³⁵ B-0022, HQD-5, document 1, page 14, tableau 6.

L'UMQ recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il modifie à l'avenir sa méthode d'établissement des coûts d'approvisionnement annuels afin de tenir compte des aléas sur la demande et sur l'offre.

Les indicateurs de performance

Afin de suivre et d'analyser ses activités d'approvisionnement, le Distributeur utilise quatre indicateurs.³⁶ De l'avis de l'UMQ, cet ensemble d'indicateurs ne donne pas le meilleur portrait pour juger de la performance globale du Distributeur dans la recherche de coûts d'approvisionnement optimaux.

L'UMQ verrait mieux un indicateur de rendement plus global. Il consisterait à mesurer la performance globale *a posteriori* d'une année donnée. À partir de toutes les données horaires historiques d'une année, il est possible de déterminer la meilleure solution et le coût d'approvisionnement idéal qu'on aurait encouru en connaissant parfaitement ces données. Pour ce faire, on peut utiliser un algorithme de programmation linéaire.

On peut ensuite comparer ce coût idéal avec le coût véritablement encouru et obtenir le rendement global en divisant le coût encouru par le coût idéal et obtenir ainsi un pourcentage de réussite. Bien sûr, le Distributeur ne peut aspirer à une réussite de 100% puisqu'en réalité, il ne connaît pas avec perfection toutes les données. Par contre, la différence entre le coût encouru et le coût idéal donne une idée du potentiel d'amélioration sur lequel le Distributeur peut travailler, s'il y a lieu. Un tel indicateur capte la performance du Distributeur autant dans ses activités de prévision que celles de programmation. Il a aussi l'avantage de pouvoir comparer les années entre elles et peut facilement s'appliquer aux années passées.

L'UMQ recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il développe un indicateur de rendement global de ses approvisionnements annuels tel que décrit par l'UMQ.

³⁶ B-0022, HQD-5, document 1, pages 18 à 21, section 3.1.3.

L'entente globale de modulation

Tel que mentionné plus haut, le Distributeur prévoit pour 2012 un gain de 4,2 M\$ provenant de l'EGM. Toutefois, il semble que cette évaluation pourrait être sous-évaluée :

« Peu importe le scénario climatologique, l'Entente permet d'optimiser l'adéquation entre les moyens du Distributeur et les besoins à approvisionner en maximisant l'utilisation de l'électricité patrimoniale et en limitant les transactions sur les marchés de court terme. Cependant, pour les raisons évoquées en réponse à la question 1.1, certains scénarios pourraient entraîner des coûts additionnels.

De plus, le Distributeur rappelle que les gains de gestion opérationnels, qui n'ont pas été quantifiés dans la preuve au dossier, devraient permettre de limiter les coûts si de tels scénarios climatologiques survenaient. »³⁷ : (Nous soulignons)

Comme le gain de 4,2 M\$ précité a été obtenu par une moyenne sur tous les cas étudiés, cette moyenne devrait être supérieure si on ajoute les gains de gestion opérationnelle qui n'ont pas été quantifiés.

L'UMQ recommande à la Régie de demander au Distributeur qu'il modifie le gain dans le présent dossier associé à l'Entente globale de modulation en quantifiant et en ajoutant les gains de gestion opérationnelle qui n'ont pas été quantifiés dans le cadre du dossier R-3775-2011.

³⁷ R-3775-2011, B-0020, HQD-2, document 9, pages 4 et 5, réponse 1.2.

3.2. Achats de puissance en 2011-2012

La prévision des besoins post-patrimoniaux en puissance se situe à 2 778 MW dont 90 MW de marchés court terme et 130 MW de puissance complémentaire provenant du Producteur dans le cadre de l'entente globale de modulation.³⁸

D'abord, dans sa décision D-2011-162, la Régie statue que :

« [254] La Régie retient que le service de puissance complémentaire contribuerait au bilan en puissance du Distributeur à la hauteur de 470 MW et qu'il constitue un approvisionnement postpatrimonial en puissance. Le Distributeur admet qu'il est possible de se procurer, sur le marché, de la puissance pour raffermir le transfert, de l'été vers l'hiver, de l'énergie découlant des contrats éoliens. Il n'a pas convaincu la Régie que ce service doit nécessairement être obtenu du Producteur par le biais de l'EGM et que l'objectif de raffermissement ne puisse être comblé par un approvisionnement assujéti à la procédure d'appel d'offres.

[255] En conséquence, sur la base de la preuve au dossier, la Régie ne peut retenir l'argument du Distributeur selon lequel ce service ne serait pas visé par la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi. »³⁹

L'approvisionnement de puissance complémentaire de 130 MW prévu dans le cadre de l'EGM doit donc être retiré du bilan de puissance du Distributeur et le coût associé de 1,6 M\$⁴⁰ retiré des coûts d'approvisionnement pour 2012.

L'UMQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de retirer de ses coûts d'approvisionnements pour 2012 le montant de 1,6 M\$ associé à la puissance complémentaire de 130 MW de l'Entente globale de modulation.

³⁸ B-0022, HQD-5, document 1, page 12, tableau 5.

³⁹ D-2011-162, R-3748-2010, page 75.

⁴⁰ R-3775-2011, B-0005, HQD-1, document 1, page 23, tableau 3.5.

Le Distributeur pourrait être tenté d'ajouter ces 130 MW aux 90 MW qu'il entend réserver pour les mois de janvier et février 2011 pour un coût de 0,5 M\$⁴¹. Toutefois, autant pour le 130 MW que pour le 90 MW, l'UMQ réitère la preuve de son expert dans le dossier R-3748-2010 selon laquelle le Distributeur ne devrait pas engager de coûts pour réserver une quantité si petite relativement aux surplus des réseaux voisins :

« [213] L'expert retenu par l'UMQ remarque que le Distributeur s'impose comme contrainte de garantir les puissances par des contrats de puissance de court terme qu'il peut conclure au début de l'hiver, comme il l'a fait notamment à la fin de 2010 pour une quantité de 600 MW. L'expert considère discutable cette politique du Distributeur, compte tenu que le potentiel de partage de réserve pour 2009 était évalué entre 1 618 et 2 440 MW par le NPCC. En conséquence, il recommande à la Régie de demander au Distributeur de revoir sa politique de réservation des achats à court terme et de fournir des justifications de coûts, en fonction des risques, lorsqu'il procède à de telles transactions.

[214] La Régie comprend que le Distributeur puisse devoir faire des réservations de court terme pour couvrir les besoins de la pointe de l'hiver qui vient, en garantissant une partie de la réserve partagée. Elle est d'avis qu'il y a lieu d'évaluer cette pratique.

[215] En conséquence, la Régie demande au Distributeur, pour le prochain plan d'approvisionnement, un compte rendu de l'utilisation de ces réservations depuis l'hiver 2007-2008. Ce compte rendu prendra la forme d'un tableau où apparaîtront, pour chacune des années, notamment le partage de réserve prévu, la quantité

⁴¹ B-0079, HQD-14, document 12.2, page 18, tableau R-8.1.

réservée, la quantité utilisée, le coût de l'opération ainsi que la justification de la réservation. »⁴²

L'UMQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de retirer de ses coûts d'approvisionnements pour 2012 le montant de 0,5 M\$ associé à la puissance des marchés court terme de 90 MW prévue par le Distributeur.

⁴² D-2011-162, R-3748-2010, pages 64 et 65.

4. Coûts évités

4.1. Énergie

Idéalement, si la planification multi-annuelle du Distributeur était déterminée à l'aide d'un modèle d'optimisation stochastique tel que recommandé plus haut, les coûts évités en énergie seraient simplement les valeurs marginales obtenues d'un tel modèle pour chaque année. Les coûts évités seraient ainsi pondérés par les probabilités de présence de tous les moyens d'approvisionnement qui pourraient se retrouver à la marge et exhiberaient une plus grande stabilité dans le temps.

Tant que le Distributeur ne possède pas un tel modèle, il doit faire des hypothèses de deux ordres selon un scénario déterministe :

- La ressource à la marge pour chaque année; et
- Le coût de cette ressource,

ces deux éléments pouvant varier rapidement de façon significative.

Dans ce contexte, le Distributeur propose les coûts évités suivants en énergie sur le réseau intégré :

«

2011 à 2022 inclusivement :

- *pour la période hivernale (décembre à mars) : le coût moyen anticipé des achats, soit 4,9 ¢/kWh (\$ 2011) indexé à l'inflation ;*
- *pour la période estivale (avril à novembre) : le revenu net moyen anticipé des reventes, soit 3,0 ¢/kWh (\$ 2011) indexé à l'inflation ;*

- à compter de 2023 : le prix du 2e appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh (\$ 2007, annuité croissante à l'inflation). »⁴³

L'UMQ constate qu'à la marge, entre 2011 et 2017, le Distributeur planifie procéder à des achats/reventes qui sont à la base des coûts évités qu'il préconise. Par contre, à compter de 2018, le Distributeur prévoit réactiver la production de la centrale TCE.⁴⁴ C'est donc cette ressource qui devient alors à la marge et l'UMQ soumet que les coûts évités devraient être basés sur cette ressource entre 2017 et 2022.

L'UMQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier son coût évité en énergie pour le réseau intégré entre 2017 et 2022 pour qu'il corresponde au coût de report de la production de la centrale TCE.

4.2. Puissance

Comme en énergie, la meilleure façon d'obtenir les coûts évités en puissance serait d'utiliser la valeur marginale d'un modèle qui représente le mieux possible la problématique en puissance de chaque année. Dans le dernier dossier du Plan d'approvisionnement, l'expert de l'UMQ a proposé de tels modèles⁴⁵ qui peuvent être utilisés de façon séparée, pour chaque année pour laquelle un coût évité en puissance est recherché.

L'UMQ recommande à la Régie de demander au Distributeur un plan d'action visant à déterminer à l'avenir les coûts évités en puissance à l'aide d'un modèle de simulation en puissance.

⁴³ B-0016, HQD-2, document 4, page 5, lignes 14 à 20.

⁴⁴ B-0022, HQD-5, document 1, page 9.

⁴⁵ R-3748-2010, C-UMQ-0014, pages 91 à 99, section 5.3.14.

Le Distributeur propose les coûts évités suivants sur le réseau intégré :

«

- *Jusqu'à l'hiver 2013-2014 : maintien du signal de 10 \$/kW-hiver (\$ 2011, annuité croissante à l'inflation), correspondant au coût des transactions de court terme pour des approvisionnements en puissance garantie pour la saison hivernale dans le marché de New York ;*
- *2014-2015 : croissance linéaire du coût de la puissance pour atteindre 40 \$/kW-hiver (\$ 2011, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2015-2016 ;*
- *À partir de l'hiver 2015-2016 : maintien du signal de 40 \$/kW-hiver (\$ 2011, annuité croissante à l'inflation). »⁴⁶*

D'abord, l'expert de l'UMQ a démontré que le bilan de puissance du Distributeur ne montre pas de besoins pour de la puissance additionnelle sur l'horizon du dernier Plan d'approvisionnement, soit au moins jusqu'à l'hiver 2019-2020.⁴⁷ Ainsi, sur cette période, les coûts évités en puissance devraient être pratiquement nuls alors qu'un apport additionnel en puissance ne remplacerait des ressources plus chères que pendant quelques heures d'hiver. Un tel impact très faible peut être capté par les modèles de simulation de la puissance tel que recommandé plus haut.

L'UMQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de modifier son coût évité en puissance d'ici l'hiver 2019-2020 inclusivement pour le fixer à zéro et ce, d'ici à ce qu'il puisse fournir une meilleure valeur à l'aide d'un modèle de simulation en puissance.

⁴⁶ B-0016, HQD-2, document 4, page 6, lignes 12 à 19.

⁴⁷ R-3748-2010, C-UMQ-0014, page 107, tableau 4.

Même si le Distributeur pouvait faire la démonstration d'un besoin de réservation de puissance auprès des marchés, l'UMQ soutient que le signal de prix de 10 \$/kW-hiver (\$ 2011, annuité croissante à l'inflation) est trop élevé à la lumière des approvisionnements du Distributeur au cours des dernières années.

En effet, le Distributeur a fourni un tableau des résultats de ses achats de puissance UCAP depuis l'hiver 2006⁴⁸. Le tableau R-12.2 est reproduit ici :

Tableau R-12.2

		Janvier 2006	Février 2006	Janvier 2006	Février 2006	Janvier 2006	Février 2006	Janvier 2007	Février 2007	Janvier 2008	Février 2008
Quantité recherchée	MW	150	150	650	650			250	150	400	300
Quantité offerte	MW	350	350	650	650	209	209	950	600	800	800
Quantité retenue	MW	150	150	650	650	209	209	250	150	400	300
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	3,13	3,13	4,90	4,90	0,78	0,78	3,63	3,68	4,48	4,48
MIN	\$US / kW-mois	0,79	0,79	0,45	0,45	0,70	0,70	2,05	2,05	3,00	3,00
MAX	\$US / kW-mois	6,00	6,00	8,00	8,00	1,00	1,00	5,00	5,00	5,75	5,75
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	0,99	0,99	4,90	4,90	0,78	0,78	2,19	2,05	3,57	3,57
Encan mensuel UCAP ROS	\$US / kW-mois	0,65	0,62	0,65	0,62	0,65	0,62	2,66	2,61	2,01	1,99
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	1,5	1,6	7,5	7,9	1,2	1,3	0,8	0,8	1,8	1,8

		Janvier 2009	Février 2009	Janvier 2010	Février 2010	Janvier 2011	Février 2011	Janvier 2011	Février 2011
Quantité recherchée	MW	150	150	150	150	400	250	200	200
Quantité offerte	MW	450	450	300	300	900	750	200	400
Quantité retenue	MW	150	150	150	150	400	250	200	200
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	3,64	3,59	2,45	2,75	1,18	1,22	0,80	0,79
MIN	\$US / kW-mois	2,25	2,25	1,65	2,25	0,75	0,60	0,75	0,60
MAX	\$US / kW-mois	5,00	4,35	3,25	3,25	2,95	2,95	0,85	1,05
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	2,25	2,25	1,65	2,25	0,76	0,60	0,80	0,65
Encan mensuel UCAP ROS	\$US / kW-mois	2,00	2,00	2,00	2,25	0,50	0,49	0,50	0,49
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	1,1	1,1	0,8	1,0	1,5	1,2	1,6	1,3

À partir des informations contenues dans le tableau R-12.2, l'UMQ a compilé le tableau synthèse UMQ-1 qui suit :

⁴⁸ R-3775-2011, B-0012, HQD-2, document 1, page 43, tableau R-12.2.

Tableau UMQ-1
Synthèse des achats UCAP du Distributeur depuis l'hiver 2005-2006

Hiver	Achats à la pointe de l'hiver (MW)	Prix payé (K\$US)	Prix moyen payé (\$US/kW-hiver)
2005-2006	1009	6993	6,93
2006-2007	250	855	3,42
2007-2008	400	2499	6,25
2008-2009	150	675	4,50
2009-2010	150	585	3,90
2010-2011	600	744	1,24

Le tableau UMQ-1 présente le prix moyen payé par le Distributeur pour chaque hiver. Ce prix exhibe une tendance à la baisse depuis 4 ans avec les surplus de puissance observés chez les réseaux voisins et le prix moyen pour la puissance UCAP payée par le Distributeur se situait à 1,24 \$US/kW-hiver lors de l'hiver 2010-2011.

L'UMQ recommande à la Régie de modifier les coûts évités en puissance du Distributeur et de les fixer à 1,25 \$US/kW-hiver (\$ 2011, annuité croissante à l'inflation) et ce, seulement à partir de l'hiver où le Distributeur peut faire la démonstration d'un besoin de réservation de puissance auprès des marchés. Cette recommandation ne s'applique qu'en attendant que le Distributeur puisse fournir une meilleure valeur à l'aide d'un modèle de simulation en puissance.

5. Ajustements organisationnels

À deux reprises récemment, soit en avril 2010 puis en 2011, Hydro-Québec a procédé à des ajustements organisationnels qui ont touché le Distributeur⁴⁹. En réponse à une demande de renseignements de l'UMQ en 2010, le Distributeur a mentionné :

« Le Distributeur poursuit ses efforts en matière d'amélioration de sa performance opérationnelle. Les ajustements organisationnels font partie des moyens utilisés. À titre d'exemple, le transfert d'activités à la vice-présidence Ressources humaines vise un fonctionnement plus intégré et plus fluide, de même qu'une optimisation des services.

Le Distributeur n'anticipe aucun gain d'efficience l'année où le transfert d'activités est effectué. Des gains sont toutefois attendus lors des années subséquentes. Ces gains sont captés par le biais de gains d'efficience découlant des actions de gestion courante. »⁵⁰

Dans sa décision D-2011-028, la Régie demandait au Distributeur de rendre compte des gains d'efficience ainsi réalisés lors des prochains dossiers tarifaires :⁵¹

Le Distributeur répond ainsi à cette demande de la Régie :

« À cet effet, le Distributeur souligne ne pas quantifier et suivre, de façon spécifique, les gains pouvant être réalisés lesquels sont captés dans les revenus requis par le biais des gains d'efficience découlant des actions de gestion courante. Le Distributeur fait le suivi de l'efficience des services achetés auprès de ses

⁴⁹ B-0010, HQD-1, document 3, section 2, pages 4 à 6.

⁵⁰ R-3740-2010, HQD-13, document 12, pages 3 et 4, réponse 1.1.

⁵¹ D-2011-028, R-3740-2010, page 67, paragraphe 257.

fournisseurs internes par le biais des indicateurs présentés à la pièce HQD-7, document 5, section 5. »⁵²

En réponse à une demande de renseignements de l'UMQ dans le présent dossier, le Distributeur explique que :

« Les ajustements organisationnels du Distributeur ou d'Hydro-Québec sont effectués dans une perspective d'amélioration et d'efficacité organisationnelle. Par ailleurs, ces ajustements n'entraînent aucun coût additionnel, tel que le démontre le tableau 1 de la pièce HQD-1, Document 3. »⁵³

Or, l'UMQ soutient que, contrairement à ce qu'indique le Distributeur, les ajustements organisationnels ne peuvent faire autrement que de générer des coûts, ne serait-ce que pour des déplacements physiques et des modifications dans les systèmes de l'entreprise. L'UMQ conçoit mal qu'Hydro-Québec procède à de tels ajustements sans préparer une justification économique.

L'UMQ recommande à la Régie de demander au Distributeur une justification économique de chaque ajustement organisationnel qui le touchera à l'avenir puis de demander un suivi de chacun pour les 3 années qui suivent sa mise en place.

⁵² B-0010, HQD-1, document 3, page 6, lignes 4 à 9.

⁵³ B-0078, HQD-14, document 12.2, page 4, réponse 1.2.

6. Réseaux non reliés – Centrale Cap-aux-Meules

Le Distributeur prévoit pour 2012 un investissement de 1,6 M\$ pour un ajout de puissance à la centrale thermique de Cap-aux-Meules.⁵⁴ La justification de ce projet par le Distributeur repose essentiellement sur le critère de fiabilité particulier qui s'applique uniquement à cette centrale et à aucune centrale des réseaux autonomes :

« Le Distributeur base sa planification des équipements thermiques sur la puissance garantie des centrales, afin de minimiser le risque de perte d'alimentation. La puissance garantie se compose de deux critères : un critère de disponibilité (N-1) et un critère de stabilité (90 %). L'équation qui en résulte est la suivante :

$$\text{PUISSANCE GARANTIE} = (N-1) * 90 \%$$

Le critère de disponibilité (N-1) correspond à la puissance installée de la centrale, moins celle du groupe le plus puissant. L'application de ce critère assure l'alimentation de tous les clients en période de pointe, même si le groupe le plus puissant est indisponible. Le risque qu'un groupe soit indisponible est réduit par la maintenance régulière des équipements. Un plan d'urgence est établi pour chacun des réseaux en cas de panne majeure sur plus d'un groupe.

Notons que le critère de disponibilité est différent pour la centrale de Cap-aux-Meules des Îles-de-la-Madeleine, étant donné la capacité importante de chaque groupe (11,2 MW), comparativement à ceux des autres centrales thermiques (maximum de 1,6 MW). Le temps requis pour l'entretien d'un tel groupe est important et le critère de disponibilité retenu permet de faire l'entretien, de façon plus économique, tout au long de l'année,

⁵⁴ B-0041, HQD-8, document 5, page 13, tableau 7.

tout en ayant toujours des groupes en nombre suffisant. La puissance garantie est déterminée à partir de l'équation suivante :

*PUISSANCE GARANTIE = (N-2) * 90 %.*

Le critère de stabilité correspond à 90 % de la capacité de (N-1) ou (N-2). L'application de ce critère permet d'absorber de façon sécuritaire les variations brusques de charge, ainsi que les déséquilibres importants causés par la faible diversité de la charge. »⁵⁵ (Nous soulignons)

Le choix du critère (N-2) est en fait une approximation alors que le vrai critère est de pouvoir alimenter tous les clients en période de pointe (et en tout temps) même si le groupe le plus puissant de la centrale est en panne. Dans le cas de la centrale de Cap-aux-Meules, comme tous les groupes ont la même puissance installée de 11,2 MW, le critère s'applique donc à la panne de n'importe lequel des groupes de la centrale.

Il se peut que le critère approximé (N-2) s'avère plus sécuritaire que celui souhaité mais tant qu'il n'entraînait pas d'investissement additionnel, il n'y avait pas d'impact négatif. Toutefois, maintenant que le Distributeur envisage des investissements importants à la centrale Cap-aux-Meules, une analyse plus approfondie s'impose.

Suite à une demande de l'UMQ lors de la séance de travail du 5 octobre 2011, le Distributeur a produit le tableau suivant⁵⁶ :

⁵⁵ R-3748-2010, B-0006, HQD-2, document 1, pages 19 et 20.

⁵⁶ B-0063, HQD-13, document 2, page 3.

Pointes Cap-aux-Meules (MW)

	2009	2010	2011
janvier	39,90	35,17	39,50
février	37,55	36,89	35,80
mars	34,02	31,00	33,20
avril	28,90	28,50	29,70
mai	27,30	26,20	26,90
juin	23,60	23,60	25,90
juillet	24,17	24,51	24,00
août	23,94	23,24	25,90
septembre	22,80	22,30	
octobre	26,90	22,50	
novembre	30,45	30,20	
décembre	38,96	33,00	

On peut vérifier le critère (N-1) pour la pointe de chaque mois de l'année à l'aide du tableau suivant préparé par l'UMQ :

Tableau UMQ-2
Centrale thermique Cap-aux-Meules
Disponibilités pour réfection (2011)

Mois	Besoins à la pointe mensuelle (MW)	Nombre de groupes requis (groupes)	Provision pour panne (groupes)	Disponibilité pour réfection (groupes)
Janvier	40	4	1	1
Février	38	4	1	1
Mars	34	4	1	1
Avril	30	3	1	2
Mai	27	3	1	2
Juin	26	3	1	2
Juillet	25	3	1	2
Août	26	3	1	2
Septembre	23	3	1	2
Octobre	27	3	1	2
Novembre	30	3	1	2
Décembre	39	4	1	1

Les besoins à la pointe mensuelle du tableau UMQ-2 correspondent au maximum de chaque mois selon le tableau fourni par le Distributeur. Le tableau UMQ-2 montre que, même avec un groupe en panne et un groupe en réfection, la centrale Cap-aux-Meules peut alimenter tous les clients à la pointe de chaque mois. Et les mois d'avril à novembre affichent même une disponibilité additionnelle permettant une panne ou la réfection d'un autre groupe.

Rappelons que la réfection d'un groupe dure de 3,5 à 6 mois et doit être réalisée aux 3 ans soit après environ 14 000 heures d'utilisation.⁵⁷ Donc, le tableau UMQ-2 dégage des disponibilités suffisantes pour la réfection de 2 groupes par année, d'autant plus que les durées d'intervention se sont améliorées récemment.

⁵⁷ B-0074, HQD-14, document 8, pages 14 et 15, réponse 6.1.

À l'horizon 2020, le Distributeur prévoit une pointe de 44,6 MW⁵⁸, ce qui justifierait, selon le Distributeur, l'ajout de puissance à la centrale Cap-aux-Meules. Cette pointe de 44,6 MW représente une augmentation de 14,1 % par rapport à la pointe 2010-2011 qui se situe à 39,1 MW.⁵⁹

Si, à partir du tableau UMQ-2, on augmente chaque pointe mensuelle de 14,1 %, on obtiendrait la situation présentée au tableau UMQ-3 pour l'année 2020 :

Tableau UMQ-3
Centrale thermique Cap-aux-Meules
Disponibilités pour réfection (2020)

Mois	Besoins à la pointe mensuelle (MW)	Nombre de groupes requis (groupes)	Provision pour panne (groupes)	Disponibilité pour réfection (groupes)
Janvier	45	5	1	0
Février	43	5	1	0
Mars	39	4	1	1
Avril	34	4	1	1
Mai	31	3	1	2
Juin	30	3	1	2
Juillet	29	3	1	2
Août	30	3	1	2
Septembre	26	3	1	2
Octobre	31	3	1	2
Novembre	34	4	1	1
Décembre	44	5	1	0

Le tableau UMQ-3 indique qu'à l'horizon 2020, le Distributeur possède une fenêtre d'au moins 9 mois par année permettant encore de procéder aux deux réfections de groupe requises.

De plus, d'autres facteurs pourraient contribuer à une réduction des besoins de puissance à la centrale Cap-aux-Meules :

⁵⁸ R-3748-2010, B-0006, HQD-2, document 1, page 33.

⁵⁹ B-0061, HQD-13, document 2, page 53.

- Pour toutes les centrales des réseaux autonomes, une réserve de stabilité correspondant à 90 % de la puissance installée d'un groupe est retenue. De l'avis de l'UMQ, il n'est pas démontré qu'une telle réserve est nécessaire pour une centrale de la taille de Cap-aux-Meules;
- Un projet de jumelage éolien-diesel qui pourrait apporter une contribution en pointe;
- Les programmes d'économies d'énergie qui pourraient apporter des meilleurs résultats;
- L'éventuel raccordement au réseau intégré.

Pour toutes ces raisons, l'UMQ ne voit pas l'intérêt pour l'instant, et jusqu'à preuve du contraire, d'investir en 2012 pour l'ajout de puissance à la centrale Cap-aux-Meules.

L'UMQ recommande à la Régie de ne pas approuver l'investissement de 1,6 M\$ en 2012 pour l'ajout de puissance à la centrale thermique de Cap-aux-Meules.

7. Conclusion de l'UMQ

L'UMQ demande à la Régie d'accepter toutes les recommandations explicitées dans sa preuve.