

Tel que montrés aux tableaux 14.1 et 14.2, les gains de l'option Avec Différer l'énergie par rapport à l'option Sans Différer l'énergie représenteraient un différentiel de coûts de ~~62-67 M\$~~ et ~~59-63 M\$~~ respectivement pour 2012 et 2013.

Tableau 14.1

Année 2012			
	Volume (TWh)		
	Sans Différer (Option HQD)	Avec Différer (mes calculs)	
Énergie différée	0.0	2.3	
HQP Base (excluant Énergie rappelée)	3.1	0.8	
Électricité patrimoniale	173.6	175.9	
Total -Base HQP et Électricité patrimoniale	176.7	176.7	
	Coût (M\$)		Écart
	Sans Différer (Option HQD)	Avec Différer (mes calculs)	
HQP Base (excluant Énergie rappelée)	167	41	126
Électricité patrimoniale	4843 <u>4467</u>	4908 <u>4527</u>	-64 <u>-59</u>
Total	5011 <u>4635</u>	4949 <u>4568</u>	-62 <u>-67</u>
Ordre de grandeur des avantages potentiels à long terme (M\$):			169
(basé sur les données du Distributeur pour 2020)			

Coût unitaire de la centrale en base: 54.6 \$/MWh [2012](HQD-5, doc. 1, p. 27)

Volume d'énergie pouvant être différée d'avril à décembre 2012 (mes calculs): 2.3 TWh [HQD-5, doc. 1, p. 5, ligne 14]

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3814-2012
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 18 DÉCEMBRE 2012
Pièces n°: C-UC-0057

Tableau 14.2

Année 2013			
	Volume (TWh)		
	Sans Différer (Option HQD)	Avec Différer (mes calculs)	
Énergie différée		2.1	
HQP Base (excluant Énergie rappelée)	3.1	1.0	
Électricité patrimoniale	174.7	176.8	
Total -Base HQP et Électricité patrimoniale	177.8	177.8	
	Coût (M\$)		Écart
	Sans Différer (Option HQD)	Avec Différer (mes calculs)	
HQP Base (excluant Énergie rappelée)	172	55	117
Électricité patrimoniale	4874 <u>4495</u>	4932 <u>4549</u>	-58 <u>-54</u>
Total	-5046 <u>4667</u>	-4987 <u>4604</u>	-59 <u>-63</u>
Ordre de grandeur des avantages potentiels à long terme (M\$): (basé sur les données du Distributeur pour 2020)			152

Coût unitaire de la centrale en base: 56 \$/MWh [2013](HQD-5, doc. 1, p. 27)

Volume d'énergie pouvant être différée en 2013: 2.087 TWh [HQD-13, doc. 13.1, p. 34]

L'option Avec Différer l'énergie permettrait aussi au Distributeur et donc aux consommateurs de bénéficier des rappels d'énergie à long terme à un prix bien inférieur à celui des nouveaux approvisionnements de long terme (voir tableau 14.3 suivant).

Tableau 14.3

Comparaison des coûts (Année 2020)
[source: HQD-13, doc. 1, p. 55]

Coût des rappels d'énergie (¢/kWh)	6.3
Coût des nouveaux approvisionnements de long terme (¢/kWh)	13.6
Écart (¢/kWh)	7.3

Les avantages potentiels à long terme de l'option Avec Différer l'énergie par rapport à l'option Sans Différer l'énergie représenteraient 169 M\$ et 152 M\$ respectivement pour 2012 et 2013 (voir tableaux 14.1 et 14.2).

Par ailleurs, dans le présent dossier, le Distributeur a reconnu que sa stratégie pour 2012 est à l'origine d'une hausse de 32,3 M\$ du coût des approvisionnements de long terme par rapport à celui reconnu dans la décision D-2012-024⁵³.

Cette hausse de coût d'approvisionnement de long terme est comptabilisée dans le compte de *pass-on* et **versée** aux revenus requis du Distributeur de 2013.

Ce transfert des coûts résultant de la gestion des approvisionnements du Distributeur en 2012 à ses revenus requis de 2013 a été confirmé par le Distributeur dans sa réponse à la question 6.3 de UC :

« 6.3 Veuillez expliquer les mécanismes par lesquels le Distributeur récupère la hausse des coûts d'approvisionnement par rapport à ceux reconnus dans la décision D-2012-024 (hausse du coût des approvisionnements de long terme de 32,3 M\$ et baisse du coût des approvisionnements de court terme de 5,9 M\$ en 2012).

Réponse :

Ces écarts de coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux 2012, nets des revenus attribuables à la composante fourniture, sont comptabilisés dans le compte de *pass-on* et sont **versés aux revenus requis 2013** conformément aux modalités reconnues par la Régie dans sa décision D-2007-12.»⁵⁴ (mes soulignés)

⁵³ La hausse du coût des approvisionnements de long terme de 32,3 M\$ par rapport à celui reconnu dans la décision D-2012-024 prend en compte la stratégie du Distributeur de ne pas différer l'énergie en 2012. Pour cette année, le Distributeur a fait l'état d'une baisse des besoins de 3,9 TWh par rapport à ceux prévus au dossier tarifaire de l'an dernier. Cette baisse des besoins est reliée principalement aux conditions climatiques qui ont été plus chaudes que la normale (-2,5 TWh) au cours des quatre premiers mois de 2012 (HQD-5, document 1, page 5). Sans cette baisse des besoins énergétiques en 2012, la hausse du coût des approvisionnements de long terme par rapport à celui reconnu dans le dossier tarifaire de l'an dernier aurait été plus élevée. Le Distributeur explique aussi que la hausse des coûts d'approvisionnement de long terme de 37 M\$ comprend aussi le coût de service d'intégration éolienne de 15,2 M\$ qui n'a pas été tenu compte dans la décision D-2012-024 (HQD-13, document 13.1, page 12, réponse du Distributeur à la question 6.2.1 de UC).

Il ne faut pas confondre cette hausse de coût de 37 M\$ avec la hausse de coût de ~~62~~ 67 M\$ établi dans mon rapport pour 2012. Ce dernier représente plutôt l'écart entre les coûts de l'électricité patrimoniale et du contrat en base en 2012 associés aux stratégies Sans et Avec Différer l'énergie.

⁵⁴ HQD-13, document 13.1, page 13.

Les revenus requis de 2013 soumis par le Distributeur **incluent** donc la hausse de coût d'approvisionnement de long terme causée par sa stratégie de gestion de 2012, stratégie qui ne reflète pas correctement l'option Différer l'énergie privilégiée par la Régie dans sa décision D-2012-024.

Si la Régie refusait la stratégie proposée par le Distributeur pour 2012 dans le présent dossier, elle devrait alors corriger à la baisse le montant relatif aux coûts d'approvisionnement de long terme dans le compte de *pass-on* et les revenus requis de 2013 soumis par le Distributeur.

→ Selon mes calculs, ce montant s'élève à ~~62~~ 67 M\$ (voir tableau 14.1). Ce montant tient compte des coûts de l'électricité patrimoniale et du contrat en base en 2012, mais exclut toute considération pour le gain potentiel de l'énergie différée à long terme.

17. Conclusion et recommandations

Les démonstrations du Distributeur de son incapacité de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions se basent sur une gestion selon une approche déterministe. Elles ne tiennent pas compte des aléas de prévision de la demande et des aléas climatiques, alors que les conventions d'énergie différée visent à permettre au Distributeur de gérer les surplus causés par ces aléas. Elles supposent que le second bloc de puissance de 400 MW non garanti ne lui soit pas disponible de 2015 à 2027 alors que cette possibilité est consignée dans les conventions. Elles ne tiennent pas compte de la possibilité d'application de certaines dispositions des conventions ni de la revente d'énergie pour ramener à zéro ou pour disposer le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions.

De plus, les démonstrations mentionnées précédemment ainsi que la planification de l'utilisation des conventions proposée par le Distributeur pour la période 2012-2027 ne comportent aucune analyse économique, alors que la gestion des approvisionnements du Distributeur et du compte d'énergie différée doit viser à optimiser ou minimiser les coûts d'approvisionnement.

Dans l'ensemble, l'incapacité de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions invoquée par le Distributeur est purement hypothétique.

Par conséquent, je recommande respectueusement que la Régie ne retienne pas cette thèse du Distributeur. Elle devrait considérer plutôt qu'il serait possible de différer l'énergie du contrat en base en 2012 et 2013.

En utilisant le taux de croissance des besoins de la période 2017-2020 adopté par le Distributeur, on peut établir une prévision de la demande pour la période 2021-2027 qui

serait cohérente avec la prévision utilisée par le Distributeur pour la période 2013-2020. Selon cette prévision à long terme, le Distributeur aurait des déficits énergétiques évalués à 12,1 TWh pendant la période 2022-2026, avant même la prise en considération des aléas de prévision de la demande et des aléas climatiques.

Ce déficit, combiné au besoin d'énergie d'appoint pendant les saisons froides d'ici l'échéance des conventions, et à la prise en compte dans la gestion des aléas de prévision de la demande et des aléas climatiques, militent en faveur du report d'énergie du contrat en base en 2012 et 2013.

Le report de 2,3 TWh en 2012 et de 2,1 TWh en 2013 permettrait au Distributeur de conserver la flexibilité des conventions pour équilibrer l'offre et la demande et réduire ses coûts d'approvisionnement de la période 2012-2027.

Puisque ce report vise à satisfaire les besoins des consommateurs québécois, il ne compromettrait pas la capacité du Distributeur de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions.

Selon mon évaluation, ce report permettrait de réduire les coûts totaux de l'électricité patrimoniale et des livraisons du contrat en base de ~~62~~ 67 M\$ et ~~59~~ 63 M\$ respectivement pour 2012 et 2013, par rapport aux coûts établis par le Distributeur selon sa stratégie de ne pas différer l'énergie en ces années.

Le report d'énergie permettrait aussi au Distributeur d'obtenir des gains considérables à long terme, considérant l'écart du coût relativement faible de l'énergie rappelée et du coût des nouveaux approvisionnements à long terme. Même sans compter les gains potentiels à long terme, l'option Différer l'énergie est plus économique que l'option proposée par le Distributeur.

Finalement, l'option Différer l'énergie en 2012 et 2013 respecte entièrement les principes et orientations de gestion des approvisionnements et du compte d'énergie différée énoncés dans la décision D-2012-024.

Compte tenu de ce qui précède, je recommande respectueusement à la Régie :

- 1) De rejeter la stratégie proposée par le Distributeur de ne pas différer l'énergie du contrat en base en 2012 et 2013;
- 2) De lui demander de différer l'énergie du contrat en base en 2012 et 2013 et d'ajuster l'utilisation de l'électricité patrimoniale en conséquence;
- 3) De retrancher ~~62~~ 67 M\$ associés à la hausse des coûts d'approvisionnement de long terme en 2012 du compte de *pass-on* et réduire, par conséquent, du revenu requis du Distributeur de 2013 d'un même montant;

- | 4) De retrancher ~~50~~ 63 M\$ du revenu requis du Distributeur en 2013 associés aux ←
- 5) De rappeler au Distributeur son devoir de respecter les principes et orientations de gestion des approvisionnements et du compte d'énergie différée énoncés dans la décision D-2012-024.