

**DEMANDE D'APPROBATION
D'UNE ENTENTE GLOBALE CADRE ENTRE
HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION ET
HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

Table des matières

1	CONTEXTE	5
2	DESCRIPTION DE L'ENTENTE	5
2.1	PÉRIODE D'APPLICATION DE L'ENTENTE	5
2.2	DESCRIPTION DES BESOINS VISÉS	6
2.3	PRIX DES TRANSACTIONS	6
2.4	UTILISATION DE L'ENTENTE	7
2.5	JUSTIFICATION DES PRIX DE L'ENTENTE	11
2.5.1	<i>Prix applicable pour les 300 heures de plus grande demande</i>	<i>11</i>
2.5.2	<i>Prix applicable pour les 40 heures de plus faible demande</i>	<i>12</i>
2.5.3	<i>Prix applicable pour les autres heures de l'année</i>	<i>12</i>
3	LA REVENTE DE PUISSANCE PAR LE DISTRIBUTEUR.....	13
4	SUIVI DES ACHATS EFFECTUÉS DANS LE CADRE DE L'ENTENTE.....	15
5	TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES COÛTS ASSOCIÉS À L'ENTENTE.....	16

1 CONTEXTE

1 La livraison de l'électricité patrimoniale s'effectue selon un profil défini par une
2 courbe de puissances classées. Il est impossible pour le Distributeur d'apparier
3 parfaitement l'utilisation de l'électricité patrimoniale à ce profil, compte tenu de la
4 variabilité de la demande et des délais quant à l'utilisation des moyens
5 d'approvisionnement à sa disposition. En plus, certains dépassements du profil
6 patrimonial de même que les heures où ces dépassements surviennent sont
7 constatés uniquement à la fin de l'année, lors de la fermeture comptable.
8 L'entente globale cadre (ci-après Entente) vise donc à établir les conditions de
9 livraison applicables aux dépassements afin de répondre en temps réel aux
10 besoins non prévus.

11 Une telle entente est en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2005 et la Régie en a
12 reconnu le besoin essentiel¹ et les conditions.

2 DESCRIPTION DE L'ENTENTE

2.1 Période d'application de l'Entente

13 D'une durée de cinq (5) ans, l'Entente entre en vigueur le 1^{er} janvier 2009 et se
14 termine le 31 décembre 2013.

15 L'Entente soumise pour approbation est d'un terme plus long que les
16 précédentes et ce, pour les motifs suivants :

17

¹ Décisions D-2005-178, D-2005-203 et D-2007-83.

- 1 • Il s'agit de la troisième entente-cadre conclue entre le Distributeur et le
2 Producteur.
- 3 • Les parties et la Régie ont ainsi acquis une bonne connaissance de la
4 gestion des ressources en électricité disponibles au Distributeur pour
5 équilibrer son bilan. À cet égard, la nécessité d'une telle entente est
6 clairement établie.
- 7 • Les besoins du Distributeur visés par l'Entente sont récurrents.

2.2 Description des besoins visés

8 L'Entente vise le volume d'électricité mobilisée auprès d'Hydro-Québec
9 Production en dépassement de l'électricité patrimoniale.

10 Les besoins couverts par l'Entente sont ceux qui se manifestent après que le
11 Distributeur ait utilisé, de façon raisonnable, tous les moyens
12 d'approvisionnement à sa disposition. L'utilisation de l'Entente constitue donc
13 une mesure de dernier recours pour assurer la sécurité d'approvisionnement de
14 la clientèle québécoise.

2.3 Prix des transactions

15 L'Entente proposée inclut une formule de prix qui distingue trois plages
16 déterminées en fonction de la demande observée pendant l'année.

- 17 • Pour les 300 plus grandes valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le
18 Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale, le prix est égal au
19 maximum entre 30 ¢/kWh et le prix du «Day-Ahead Market» (DAM) de la
20 zone M du NYISO augmenté de certains frais, détaillés à l'article 7.1.1 de
21 l'Entente.

- 1 • Pour les 40 plus petites valeurs horaires de l'électricité mobilisée par le
2 Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale, le prix est celui du «Day-
3 Ahead Market» (DAM) de la zone M du NYISO augmenté des frais
4 applicables. De plus, les prix de cette plage sont encadrés par un plafond
5 égal au prix applicable lors des autres heures de l'année (voir ci-dessous)
6 et par un plancher constitué du prix de l'électricité patrimoniale, soit
7 2,79 ¢/kWh.
- 8 • Pour les autres heures de l'année, le prix payable est fixé à 8,5 ¢/kWh
9 pour l'année 2009, augmenté de 2,5 % par année pour les années
10 subséquentes. Ce prix correspond à celui de la précédente entente,
11 indexé à 2,5 % par année.

2.4 Utilisation de l'Entente

12 Tel qu'il l'a mentionné dans ses précédents dossiers, le Distributeur utilise les
13 dispositions de l'Entente comme moyen de dernier recours et adopte les
14 stratégies nécessaires afin d'en minimiser l'utilisation.

15 À titre illustratif, le tableau 1 fournit l'information sur l'utilisation des ententes-
16 cadres pour les années 2005 à 2008.

1
2

TABLEAU 1
UTILISATION DES ENTENTES GLOBALES CADRES DEPUIS 2005

	2005	2006	2007	2008*	Moyenne des 4 ans
Dépassements pendant les 300 heures de plus grande contribution (GWh)	1,1	0,0	0,3	0,0	0,4
Dépassements pendant les 40 heures de plus faible contribution (GWh)	11,7	31,7	3,5	12,1	14,7
Dépassements pendant le reste des heures de l'année (GWh)	32,8	64,2	188,7	73,4	89,8
Dépassements totaux (GWh)	45,6	95,9	192,5	85,5	104,9
Coûts facturés dans le cadre de l'entente (M\$)	3,7	7,4	15,7	7,1	8,5

3

* Les dépassements pour 2008 correspondent à des estimations préliminaires.

4 Tel que démontré au tableau 1, le Distributeur a utilisé l'Entente de façon
5 minimale depuis 2005, particulièrement lors des 300 heures de plus grande
6 contribution. Les résultats sont nettement inférieurs aux espérances d'utilisation
7 établies lors des demandes d'approbation des ententes-cadres. Ils témoignent
8 des efforts du Distributeur pour limiter le recours aux ententes-cadres,
9 particulièrement pour la période des 300 heures les plus coûteuses. Par ailleurs,
10 les coûts facturés dans le cadre des ententes sont reliés à des livraisons
11 d'énergie et, de ce fait, réduisent le volume et donc les coûts des autres achats
12 de court terme qui auraient été encourus autrement.

13 Les dépassements plus importants en 2007 s'expliquent par le fait que le
14 Distributeur a dû faire face à des températures froides récurrentes et
15 persistantes. Grâce à d'importants achats de court terme sur les marchés, le
16 Distributeur a évité des dépassements lors des 300 heures de plus forte charge.

- 1 Cependant, des dépassements plus importants n'ont pu être évités lors des
- 2 autres heures de l'année.
- 3 Le tableau 2 présente la probabilité d'utilisation de l'Entente pour les cinq
- 4 prochaines années.

1
2

TABLEAU 2
PROBABILITÉ D'UTILISATION DE L'ENTENTE POUR LES CINQ PROCHAINES ANNÉES

Probabilité ⁽¹⁾	10%	25%	50%	75%	90%	Espérance
<u>Quantités (GWh)</u>						
2009						
300 heures de plus forte charge	0,0	0,2	0,0	17,2	91,1	28,7
40 heures de plus faible charge	1,5	1,9	2,9	1,9	2,8	2,1
Autres heures	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	7,5
Total	1,5	2,1	2,9	19,2	93,9	38,3
2010						
300 heures de plus forte charge	0,0	0,0	0,9	0,0	129,1	39,7
40 heures de plus faible charge	1,2	1,6	2,0	1,4	1,8	1,6
Autres heures	0,0	0,0	0,0	53,6	41,4	18,2
Total	1,3	1,6	2,9	55,0	172,4	59,5
2011						
300 heures de plus forte charge	0,0	0,0	15,8	144,0	266,8	76,4
40 heures de plus faible charge	1,7	2,4	1,1	1,9	2,1	1,9
Autres heures	0,0	0,0	0,0	0,0	184,8	55,6
Total	1,7	2,4	16,9	145,9	453,8	133,9
2012						
300 heures de plus forte charge	0,0	0,0	14,5	146,5	270,5	79,1
40 heures de plus faible charge	0,0	0,5	0,5	0,1	0,3	0,2
Autres heures	0,0	0,0	0,0	0,3	187,1	54,0
Total	0,0	0,5	15,0	146,8	458,0	133,3
2013						
300 heures de plus forte charge	0,0	2,8	66,6	245,0	75,5	119,6
40 heures de plus faible charge	0,3	0,0	0,2	0,2	0,1	0,2
Autres heures	0,0	1,1	0,0	14,2	644,1	96,2
Total	0,3	3,9	66,8	259,3	719,7	216,0
<u>Coûts totaux des dépassements (M\$ CA) ⁽²⁾</u>						
2009	0,1	0,2	0,2	5,3	27,5	9,4
2010	0,1	0,1	0,4	4,8	42,5	13,6
2011	0,1	0,2	4,8	43,3	96,7	28,0
2012	0,0	0,0	4,4	44,0	98,3	28,7
2013	0,0	1,0	20,0	74,8	83,1	44,9

⁽¹⁾ Probabilité que les quantités et les coûts totaux soient inférieurs ou égaux aux valeurs indiquées dans la colonne.
⁽²⁾ La moyenne des prix à terme au 13 février, en période hors pointe d'été, est utilisée pour estimer le prix lors des 40 heures de plus faible charge. Les prix correspondants sont de 5,5 ¢/KWh, 6,3 ¢/KWh, 6,4 ¢/KWh, 6,5 ¢/KWh et 6,5 ¢/KWh pour les années 2009 à 2013 respectivement.

3
4

1 Les évaluations présentées au tableau 2 sont basées sur l'évolution de la
2 demande et le portefeuille de ressources prévus dans le cadre de l'État
3 d'avancement. Elles ne prennent pas en considération les approvisionnements
4 additionnels qui pourront être mis en place par le Distributeur afin de répondre à
5 la demande et limiter l'utilisation de l'Entente.

6 Il convient également de noter que les coûts estimés résultent d'une espérance
7 d'utilisation élevée pendant les 300 heures de plus forte charge. Or, comme le
8 Tableau 1 le démontre, les moyens mis en œuvre par le Distributeur permettent
9 une utilisation des ententes-cadres bien inférieure à l'espérance.

2.5 Justification des prix de l'Entente

10 Les principes sous-jacents à la définition des termes de l'Entente sont :

- 11 • le recours à des références neutres, transparentes et vérifiables ;
- 12 • des prix qui reflètent la valeur commerciale du produit énergétique.

2.5.1 Prix applicable pour les 300 heures de plus grande demande

13 Le prix applicable pour les 300 plus grandes valeurs horaires de l'électricité
14 mobilisée par le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale est le même que
15 celui des précédentes ententes, ce qui représente dans les faits une réduction en
16 valeur réelle puisque ce paramètre n'a pas été indexé depuis 2005. Le
17 Distributeur rappelle que le service rendu par l'Entente constitue le dernier
18 moyen disponible après l'électricité interruptible et qu'il ne comporte aucune
19 contrainte d'accès aux ressources planifiées par Hydro-Québec Production pour
20 garantir la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial. C'est par
21 ailleurs ce prix qui a été payé aux clients industriels qui ont consenti à

1 interrompre leur consommation en janvier 2009 au moment de la pointe hivernale
2 et est comparable au prix du programme actuel d'électricité interruptible pour la
3 clientèle Grande puissance pour une utilisation de l'ordre de 55 heures.

2.5.2 Prix applicable pour les 40 heures de plus faible demande

4 Les difficultés liées à l'utilisation des interconnexions pendant les heures de
5 plus faible demande imposent certaines contraintes d'approvisionnement au
6 Distributeur. Conséquemment, les dépassements sont souvent inévitables
7 pendant les heures concernées. Ainsi, conformément aux souhaits exprimés par
8 la Régie dans le dossier R-3622-2006², le prix applicable pour les dépassements
9 correspondants aux 40 plus petites valeurs horaires de l'électricité mobilisée par
10 le Distributeur au titre de l'électricité patrimoniale est dorénavant balisé par le prix
11 de marché auquel des limites supérieure et inférieure s'appliquent. La limite
12 supérieure est constituée du prix décrit au paragraphe 2.5.3, soit le prix retenu
13 pour les autres heures, et la limite inférieure est fixée au prix de l'électricité
14 patrimoniale, soit 2,79 ¢/KWh.

2.5.3 Prix applicable pour les autres heures de l'année

15 Le prix de 8,5 ¢/kWh applicable en 2009 correspond à celui de l'entente
16 précédente auquel un taux d'indexation de 2,5 % a été appliqué. Ce prix, à
17 l'origine, a été établi sur la base des coûts estimés pour les approvisionnements
18 de long terme. Or, les coûts des approvisionnements de long terme sont
19 beaucoup plus élevés en 2009, notamment en raison d'une demande plus faible,
20 de sorte que le maintien du prix de 8,5 ¢/kWh est très avantageux.

² Décision D-2007-83, p. 6.

1 Par ailleurs, l'utilisation d'un prix fixé d'avance, applicable à la majorité des
2 heures de l'année, réduit le risque associé aux coûts d'approvisionnement du
3 Distributeur, particulièrement dans le contexte où il est difficile, voire impossible
4 de déterminer à l'avance le jour et l'heure de l'année où les dépassements seront
5 facturés.

3 LA REVENTE DE PUISSANCE PAR LE DISTRIBUTEUR

6 Lors des dossiers R-3624-2007, R-3648-2007, R-3649-2007 et R-3673-2008, le
7 Distributeur a souligné que les principes sous-jacents aux ententes-cadres ne lui
8 permettaient pas de revendre de la puissance dont il disposait à partir de ses
9 approvisionnements non patrimoniaux.

10 En effet, les deux premières ententes-cadres ont été négociées dans un contexte
11 où la revente de puissance n'était aucunement envisagée, ce qui s'est traduit par
12 une formule de prix axée sur l'énergie et comportant un incitatif à une utilisation
13 minimale de l'entente-cadre lors des 300 heures de plus forte charge.

14 Les dossiers relatifs à la suspension des livraisons des différents contrats
15 postpatrimoniaux et les questions qu'ils ont suscitées quant à la revente possible
16 de puissance sont venus modifier la perspective d'analyse et remettent
17 potentiellement en question le mode de tarification de l'entente-cadre.

18 Pour identifier les implications de ce sujet, il faut bien comprendre la contribution
19 de l'entente-cadre dans le portefeuille des approvisionnements du Distributeur.
20 L'entente-cadre permet au Distributeur d'utiliser la réserve planifiée pour gérer
21 les aléas et constitue un des moyens pour assurer la fiabilité de l'alimentation
22 des besoins de la clientèle québécoise.

1 Par ailleurs, la réserve en puissance mise à la disposition du Distributeur est
2 requise non seulement en hiver, mais tous les mois de l'année. Les aléas sur la
3 demande, quoique plus grands en hiver, se manifestent tout de même lors des
4 autres mois. À défaut d'une entente-cadre, la couverture de ces aléas ferait
5 appel à des achats de puissance additionnelle au prix de marché. Cependant, il
6 importe de noter que l'achat de puissance ne constitue pas un équivalent, en
7 terme de service rendu, à une entente-cadre.

8 Dans l'hypothèse où le Distributeur souhaiterait revendre de la puissance, il ne
9 peut s'attendre à ce que la puissance accessible en vertu de l'Entente lui soit
10 offerte à des conditions différentes de celles disponibles sur le marché. En plus,
11 la puissance maximale dont disposerait le Distributeur pour les dépassements
12 devrait être déterminée à l'avance pour chaque saison et contractée sur une
13 base ferme.

14 À titre d'exemple, en hiver, cette quantité correspondrait à celle qui est planifiée
15 en vertu de l'*Entente concernant les services nécessaires et généralement*
16 *reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement*
17 *patrimonial*. Ainsi, pour la seule période hivernale, la facturation de la puissance
18 requise au prix de marché représenterait une facture de 31 millions de dollars par
19 année, soit 10 \$ par kilowatt-hiver appliqué aux 3 100 mégawatts correspondant
20 à la réserve en puissance associée à l'électricité patrimoniale. À cela, s'ajouterait
21 la facturation de la puissance requise pour couvrir les dépassements lors des
22 autres saisons. Finalement, le prix applicable à l'énergie utilisée en dépassement
23 s'appliquerait en sus de la facturation de la puissance.

24 Il est à noter que la revente de la puissance ne doit être analysée qu'à titre
25 d'hypothèse, l'Entente proposée prévoyant explicitement que le Distributeur ne
26 peut remettre en vente toute quantité de puissance.

1 Plus important, le Distributeur conclut que cette alternative ne représente aucun
2 avantage par rapport à l'Entente proposée et qu'elle s'avérerait plus coûteuse et
3 plus risquée pour la clientèle. En effet, une quantité de puissance ferme devrait
4 être rémunérée sur une base fixe et ce, sans avoir la certitude qu'elle sera
5 utilisée ou qu'elle pourra permettre des revenus additionnels de revente de
6 puissance. L'Entente soumise pour approbation offre la fiabilité
7 d'approvisionnement requise, sans limite de quantités, pour un coût somme toute
8 modique, tel que l'expérience des dernières années le démontre. Le Distributeur
9 rappelle que la puissance associée à l'Entente constitue un besoin récurrent et
10 considère que l'Entente proposée, sans revente de puissance sur les marchés,
11 est très avantageuse pour les clients du Distributeur.

4 SUIVI DES ACHATS EFFECTUÉS DANS LE CADRE DE L'ENTENTE

12 Puisque les livraisons effectuées dans le cadre de l'Entente ne seront connues
13 de façon certaine qu'à la fin de l'année, le Distributeur déposera les informations
14 suivantes pour le suivi de l'Entente :

- 15 • À la fin de chaque trimestre, le Distributeur déposera une estimation des
16 dépassements au profil de livraison de l'électricité patrimoniale ainsi que le
17 coût applicable. Les dépassements propres à chacun des blocs d'heures
18 (300 heures de plus forte demande, 40 heures de plus faible demande
19 ainsi que le reste des heures) seront présentés ainsi que la quantité totale
20 d'énergie pour laquelle les dispositions de l'Entente s'appliquent. Cette
21 estimation portera sur l'ensemble des livraisons effectuées entre le 1er
22 janvier de l'année en cours et la fin du trimestre considéré ;
- 23 • À la fin de chaque année, le Distributeur déposera un relevé détaillé des
24 livraisons réalisées dans l'année, conformément au suivi actuellement

1 produit à la Régie.

5 TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES COÛTS ASSOCIÉS À L'ENTENTE

2 Le Distributeur demande à la Régie de maintenir la reconnaissance des coûts
3 nets des revenus additionnels de fourniture associés à l'utilisation de l'Entente,
4 au même titre que les modalités retenues pour les autres approvisionnements du
5 Distributeur.

6 Au plan comptable, le Distributeur demande également que ces coûts se
7 reflètent dans le compte de *pass-on* sur les approvisionnements tel qu'autorisé
8 par la Régie dans ses décisions D-2005-34 et D-2005-132.