

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE**

1. **Référence :**
- (i) Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 10 ;
 - (ii) Pièce B-1, HQD-1, document 3-1, pages 8 et 9 ;
 - (iii) Pièce B-1, HQD-1, document 3-2, pages 8 et 9.

Préambule :

À l'expiration du contrat, advenant que le solde du compte d'énergie différée soit positif, la convention amendée maintient au Producteur son droit d'option d'achat des quantités d'énergie concernées à un prix basé sur la différence entre le prix du marché de New York et le prix de l'énergie associé aux contrats de long terme.

Le Distributeur indique à la référence (i) que :

« La formule de prix a toutefois été légèrement modifiée afin d'établir un prix moyen basé sur des indices de prix à terme plutôt que sur le prix du DAM publié pour le 31 décembre. »

Aux références (ii) et (iii), les indices de prix à terme sont définis comme étant :

« PM : prix à terme pour des livraisons continues annuelles (Calendar 7 x 24) sur le marché de New York (NYISO) au point de livraison de l'interconnexion MASS-HQT (zone M); l'établissement de ce dernier sera constitué de la moyenne des prix affichés par le « Intercontinental Exchange » (ICE), ou une référence équivalente si celle-ci était appelée à disparaître, tout au long du mois de novembre 2026 pour les transactions à la zone A (ou l'équivalent si des modifications sont apportées aux règles du NYISO) pour l'année civile 2027, le tout ajusté pour tenir compte de la différence de prix du marché pour les livraisons à la zone M, cette différence étant établie sur la base de l'historique de l'année 2026 du « Day Ahead Market » (DAM). »

Demande :

- 1.1 Veuillez justifier l'utilisation d'un prix moyen basé sur des indices de prix à terme plutôt que sur le prix du DAM.

Réponse :

Dans sa décision D-2008-076 (page 8), la Régie constatait que « [...] la mécanique fine de calcul du prix de rachat [du solde du compte d'énergie différée] par le Producteur est à définir. De plus selon le Distributeur, l'établissement du prix à la date spécifique du 31 décembre 2020, tel que stipulé aux contrats pourrait dans les faits être négociable. »

Dans l'éventualité où le solde du compte est positif à l'échéance des conventions amendées (mars 2027), le Distributeur et le Producteur ont convenu que le solde du compte pourrait être utilisé, par l'une ou

l'autre des deux parties, au cours des 12 mois suivants la fin des conventions et que le prix à terme de l'année 2027 représenterait une estimation adéquate du prix de rachat de l'énergie du solde du compte d'énergie différée.

Aussi, le Distributeur et le Producteur ont convenu d'utiliser la moyenne des prix à terme pour le « Calendar » 2027 au cours du mois de novembre 2026 pour établir le prix de rachat afin d'éviter l'influence d'un événement particulier pouvant survenir au moment de la lecture d'un prix journalier (DAM ou autres).

- 2. Références :**
- i) B-1-HQD-1, document 1, page 10 ;
 - ii) B-1-HQD-1, document 1, pages 12-13 ;
 - iii) B-1-HQD-1, document 1, page 14.

Préambule :

- i) « En outre, l'extension de la durée des conventions permettra au Distributeur de mieux faire face à des scénarios de besoins plus faibles que le scénario moyen ».
- ii) « Pour évaluer l'impact sur le bilan énergétique des amendements aux conventions, le Distributeur a utilisé la prévision des besoins établie en janvier 2010 et le portefeuille d'approvisionnements présenté dans l'État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017. Les modifications suivantes ont toutefois été apportées à ce portefeuille :
 - le report en décembre 2012, plutôt qu'en décembre 2011, de la mise en service commerciale du parc éolien d'Aganish ;
 - l'inclusion des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2009-01 (biomasse) ».
- iii) Tableaux 2 et 3, bilans en énergie avant et après amendements.

Demandes :

- 2.1** Veuillez indiquer à quel scénario moyen fait référence le Distributeur.

Réponse :

De façon générale, le Distributeur établit sa planification en fonction d'un scénario moyen de demande. Le libellé de la référence i) signifie que de façon générale, dans le cadre d'un scénario moyen de demande, les conventions amendées procurent davantage de flexibilité que les conventions actuelles et permettent de mieux faire face à un scénario de besoins plus faible.

- 2.2** Depuis la prévision de janvier 2010, veuillez indiquer les changements à apporter à la prévision de la demande et des besoins en énergie. Veuillez préciser en quoi ces changements affectent le portefeuille d'approvisionnements.

Réponse :

Depuis la prévision de janvier 2010, le Distributeur a procédé à une révision des besoins en énergie et en puissance afin de prendre en compte, entre autres, l'annonce de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale, l'intention du gouvernement du Québec de rehausser les cibles d'efficacité énergétique de même que les fermetures annoncées dans l'industrie des pâtes et papier. De plus, la révision des prévisions démographique, économique et des prix des combustibles a également entraîné des changements dans la prévision des ventes d'électricité.

Le tableau 2.2a présente l'écart entre la nouvelle prévision des besoins en énergie et en puissance et la prévision de janvier 2010 utilisée dans la preuve du présent dossier. On y constate que les besoins en énergie prévus connaissent d'importantes diminutions dès 2010 alors que les besoins en puissance diminuent de façon notable surtout à compter de la pointe 2016-2017.

Le tableau 2.2b présente l'analyse économique suite à la révision de mai 2010 sur la base de la même méthodologie, du même portefeuille d'approvisionnements de long terme autres que ceux avec le Producteur et des mêmes hypothèses que celles retenues pour le calcul initial.

La prise en compte de ces nouvelles diminutions des besoins ne remet pas en question de façon notable les avantages des conventions amendées (dont les économies cumulées passent de 812 à 631 M\$ actualisés en 2010). Elle obligera toutefois le Distributeur à tenir compte de l'impact du solde du compte d'énergie différée à l'échéance lors de ses décisions de procéder à des reports et des rappels d'énergie. Selon la nouvelle prévision des besoins, le solde du compte atteindrait 29 TWh à l'échéance des conventions.

À cet effet, les décisions à court terme quant aux quantités faisant ou non l'objet de reports se refléteront dans les coûts d'approvisionnement intégrés à chacun des dossiers tarifaires. Par ailleurs, tel que demandé dans le cadre de la décision D-2008-076, l'utilisation prévue des conventions jusqu'à leur échéance sera présentée dans le cadre des plans d'approvisionnement et de leurs suivis.

Tableau 2.2a – Évolution des besoins en énergie et en puissance depuis janvier 2010

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Besoins visés par le Plan (R-3726-2010)	180,5	183,5	187,8	189,2	190,5	194,0	198,6	199,9	201,6	203,1	205,2	205,9	207,3	208,7	210,6	211,3	212,6	213,9
+ Révision de mai 2010	(2,6)	(0,9)	(1,5)	(2,1)	(1,8)	(0,5)	(1,8)	(3,1)	(4,6)	(5,8)	(7,2)	(8,4)	(8,7)	(8,7)	(8,9)	(8,8)	(8,8)	(8,9)
= Besoins mis à jour	177,9	182,6	186,3	187,0	188,7	193,5	196,8	196,8	197,0	197,4	198,0	197,5	198,7	200,0	201,8	202,6	203,8	205,0
ÉVOLUTION DES BESOINS EN PUISSANCE (MW)																		
	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027
Besoins à la pointe visés par le Plan (R-3726-2010)	s.o.	36 576	37 287	37 743	38 073	38 472	39 287	39 654	39 986	40 297	40 583	40 854	41 136	41 396	41 630	41 891	42 135	42 380
+ Révision de mai 2010	s.o.	(223)	(212)	(244)	(199)	(46)	(171)	(367)	(626)	(854)	(1 080)	(1 322)	(1 337)	(1 325)	(1 335)	(1 312)	(1 306)	(1 326)
= Besoins à la pointe mis à jour	s.o.	36 353	37 075	37 499	37 874	38 426	39 116	39 287	39 360	39 443	39 503	39 532	39 799	40 071	40 295	40 579	40 829	41 054

Tableau 2.2b – Détail de l'analyse économique suite à la révision des besoins de mai 2010

ÉNERGIE ET PUISSANCE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Scénario - Conventions actuelles																		
Compte de livraisons différées (TWh)																		
Énergie différée	4,3	3,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retour d'énergie	-	-	-	-	-	-	0,4	3,1	3,5	3,5	3,4	-	-	-	-	-	-	-
Solde	10,5	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,5	10,4	6,9	3,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Achat et revente d'énergie (TWh)																		
Énergie nette acquise auprès de HQP	-	1,8	5,3	5,3	5,3	5,3	5,7	8,3	8,8	8,8	8,7	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	0,8
Achats d'énergie - Court terme	-	0,8	1,2	0,9	0,9	1,7	2,5	0,9	0,9	0,9	1,0	1,9	2,4	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Achats d'énergie - Long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7	1,2	2,8	10,8
Revente d'énergie	-	(0,7)	(3,4)	(5,5)	(6,1)	(3,7)	(2,5)	(7,4)	(7,4)	(7,5)	(6,9)	(4,8)	(4,1)	(3,2)	(2,0)	(2,0)	(0,9)	-
Achat de puissance (MW)																		
Auprès de HQP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres fournisseurs	-	1 520	2 180	2 390	2 470	2 840	3 480	3 120	3 200	3 300	3 360	3 390	3 690	3 990	4 240	4 560	4 840	5 090
Scénario - Conventions amendées																		
Compte de livraisons différées (TWh)																		
Énergie différée	4,3	3,4	3,1	3,6	3,7	3,1	2,6	3,4	3,3	3,3	3,3	3,3	3,2	2,8	2,5	1,8	0,7	-
Retour d'énergie	-	0,6	1,2	0,8	0,8	1,6	2,2	1,4	1,7	1,7	1,7	1,7	2,0	2,3	2,5	2,6	3,3	1,1
Solde	10,5	13,4	15,3	18,2	21,1	22,7	23,1	25,0	26,6	28,2	29,8	31,4	32,6	33,1	33,0	32,2	29,7	28,5
Achat et revente d'énergie (TWh)																		
Énergie nette acquise auprès de HQP	-	2,4	3,3	2,4	2,3	3,7	4,9	3,3	3,7	3,7	3,7	3,7	4,1	4,7	5,3	6,1	7,8	2,0
Achats d'énergie - Court terme	-	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	1,0	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,9	1,3	1,8	2,1	3,0	3,0
Achats d'énergie - Long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	9,6
Revente d'énergie	-	(0,8)	(0,6)	(2,2)	(2,7)	(1,1)	(0,1)	(2,1)	(2,1)	(2,1)	(1,6)	(2,0)	(1,5)	(1,0)	(0,1)	(0,7)	(0,6)	-
Achat de puissance (MW)																		
Auprès de HQP	-	350	550	450	450	750	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Autres fournisseurs	-	1 170	1 630	1 940	2 020	2 090	2 680	2 320	2 400	2 500	2 560	2 590	2 890	3 190	3 440	3 760	4 040	4 290
Écart entre les scénarios																		
Compte de livraisons différées (TWh)																		
Énergie différée	-	-	3,1	3,6	3,7	3,1	2,6	3,4	3,3	3,3	3,3	3,3	3,2	2,8	2,5	1,8	0,7	-
Retour d'énergie	-	0,6	1,2	0,8	0,8	1,6	1,8	(1,7)	(1,8)	(1,8)	(1,7)	1,7	2,0	2,3	2,5	2,6	3,3	1,1
Solde	-	(0,6)	1,4	4,2	7,2	8,7	9,6	14,6	19,7	24,8	29,8	31,4	32,6	33,1	33,0	32,2	29,7	28,5
Achat et revente d'énergie (TWh)																		
Énergie nette acquise auprès de HQP	-	0,6	(2,0)	(2,9)	(2,9)	(1,5)	(0,9)	(5,0)	(5,1)	(5,1)	(5,0)	(1,6)	(1,2)	(0,5)	0,1	0,8	2,5	1,1
Achats d'énergie - Court terme	-	(0,5)	(0,8)	(0,4)	(0,4)	(1,1)	(1,5)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(1,2)	(1,4)	(1,7)	(1,2)	(0,9)	-	-
Achats d'énergie - Long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,7)	(1,2)	(2,8)	(1,2)
Revente d'énergie	-	(0,1)	2,7	3,3	3,3	2,6	2,4	5,3	5,4	5,4	5,3	2,8	2,6	2,2	1,9	1,3	0,3	-
Achat de puissance (MW)																		
Auprès de HQP	-	350	550	450	450	750	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Autres fournisseurs	-	(350)	(550)	(450)	(450)	(750)	(800)	(800)	(800)	(800)	(800)	(800)	(800)	(800)	(800)	(800)	(800)	(800)

Réponses à la demande de renseignements n°1
de la Régie

Prix en \$/MWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Prix de l'électricité d'HQP	54,08	55,26	55,87	57,02	58,16	59,33	60,34	61,03	62,19	64,37	66,57	66,81	68,15	69,51	70,86	72,32	73,76	75,24
Prix des achats de court terme	54,06	57,47	58,44	59,43	60,47	61,59	62,68	63,81	64,96	66,11	67,27	68,71	70,76	72,22	73,71	75,24	76,80	78,39
Prix des achats de long terme	111,43	113,66	115,93	118,25	120,61	123,02	125,48	127,99	130,55	133,17	135,83	138,55	141,32	144,14	147,03	149,97	152,97	156,02
Prix de la revente	30,44	33,68	34,62	35,54	36,52	37,59	38,64	39,70	40,79	41,88	50,41	51,68	53,62	55,00	56,42	57,86	59,34	60,86
Prix de la puissance (\$/kW-mois)	2,50	2,55	2,60	2,65	5,52	8,39	11,26	11,49	11,72	11,95	12,19	12,43	12,68	12,94	13,19	13,46	13,73	14,00
Prix de liquidation du solde																		(17,84)
Coûts en M\$	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Scénario - Conventions actuelles																		
Acquisitions auprès de HQP	-	102	294	300	306	312	345	508	545	565	579	351	358	365	373	380	388	64
Achats d'énergie - Court terme	-	48	70	51	54	103	155	57	60	62	67	131	168	214	221	226	230	235
Achats d'énergie - Long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	105	182	432	1 682
Revenus de la revente d'énergie	-	(23)	(116)	(194)	(221)	(137)	(96)	(293)	(304)	(313)	(346)	(248)	(220)	(175)	(111)	(114)	(51)	-
Achat de puissance	-	16	22	24	53	96	146	137	144	151	157	165	183	202	220	241	261	219
Auprès de HQP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres fournisseurs	-	16	22	24	53	96	146	137	144	151	157	165	183	202	220	241	261	219
Total (M\$ courant)	-	143	270	181	192	373	549	409	445	465	457	399	490	607	808	916	1 259	2 200
Économies cumulés (M\$act. 2010)	-	135	376	529	681	961	1 350	1 623	1 905	2 182	2 439	2 651	2 897	3 185	3 546	3 933	4 435	5 264
Scénario - Conventions amendées																		
Acquisitions auprès de HQP	-	133	184	135	134	219	290	201	228	232	241	244	273	326	374	435	569	147
Achats d'énergie - Court terme	-	21	26	28	32	37	61	41	41	44	44	49	67	92	131	160	230	235
Achats d'énergie - Long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	1 498
Revenus de la revente d'énergie	-	(26)	(22)	(78)	(100)	(40)	(5)	(83)	(84)	(87)	(78)	(106)	(79)	(53)	(6)	(39)	(35)	-
Achat de puissance	-	16	22	24	53	96	146	137	144	151	157	165	183	202	220	241	261	219
Auprès de HQP	-	4	5	5	12	26	36	37	37	38	39	40	41	41	42	43	44	34
Autres fournisseurs	-	12	16	19	42	70	110	101	107	113	118	125	143	161	178	198	217	186
Liquidation du solde en 2027																		509
Total (M\$ courant)	-	143	209	110	118	312	492	296	329	340	364	352	445	566	719	797	1 029	2 608
Économies cumulés (M\$act. 2010)	-	135	322	414	508	742	1 091	1 289	1 497	1 699	1 904	2 091	2 314	2 583	2 905	3 241	3 651	4 633
Écart de coûts entre les scénarios																		
Acquisitions auprès de HQP	-	31	(110)	(164)	(172)	(92)	(54)	(307)	(317)	(333)	(338)	(107)	(85)	(40)	0	55	181	83
Achats d'énergie - Court terme	-	(27)	(44)	(23)	(22)	(65)	(94)	(16)	(18)	(19)	(23)	(82)	(101)	(122)	(90)	(66)	-	-
Achats d'énergie - Long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(105)	(182)	(428)	(184)
Revenus de la revente d'énergie	-	(3)	94	116	121	97	91	210	220	226	268	143	141	121	105	74	16	-
Achat de puissance	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Auprès de HQP	-	4	5	5	12	26	36	37	37	38	39	40	41	41	42	43	44	34
Autres fournisseurs	-	(4)	(5)	(5)	(12)	(26)	(36)	(37)	(37)	(38)	(39)	(40)	(41)	(41)	(42)	(43)	(44)	(34)
Liquidation du solde en 2027																		509
Total (M\$ courant)	-	(0)	(61)	(72)	(73)	(61)	(57)	(114)	(116)	(125)	(93)	(47)	(45)	(41)	(89)	(119)	(231)	407
Économies cumulés (M\$act. 2010)	-	(0)	(54)	(115)	(173)	(218)	(259)	(335)	(408)	(483)	(535)	(560)	(583)	(602)	(642)	(692)	(784)	(631)

**Réponses à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

- 3. Références :** i) B-1-HQD-1, document 1, page 11 ;
ii) R-3689-2009, B-7-HQD-3, document 1, page 15.

Préambule :

- i) *« D'autre part, puisque ses besoins sont beaucoup plus importants en période d'hiver, le Distributeur a intérêt à reporter des surplus qui surviennent en période d'été et, en contrepartie, à acquérir davantage de moyens en période d'hiver. Les conventions amendées offrent cette possibilité au cours d'une même année. Il en découlera donc un meilleur appariement des moyens disponibles avec le profil de la charge ».*
- ii) *« Pour calculer l'espérance des dépassements, le Distributeur a simulé une utilisation de l'électricité interruptible et d'achats de court terme.*

Pour limiter davantage l'utilisation de l'Entente, le Distributeur devra acquérir soit des approvisionnements spécifiques au comblement des besoins des mois d'hiver soit des moyens dont la répartition mensuelle correspond au profil mensuel des besoins ».

Demande :

- 3.1** Veuillez indiquer si les amendements aux conventions d'énergie différée limitent (\$, GWh, heures) l'utilisation de l'Entente cadre.

Réponse :

Compte tenu du profil des besoins du Distributeur, des approvisionnements spécifiques à la saison d'hiver doivent être acquis. Les conventions d'énergie différée permettent de combler ce type de besoin et, à ce titre, peuvent contribuer, comme toute autre source d'approvisionnement d'hiver, à minimiser les dépassements et le coût des services rendus par l'Entente cadre.

- 4. Références :** i) B-1-HQD-1, document 1, page 11 ;
ii) R-3689-2009, B-7-HQD-3, document 1, page 16.

Préambule :

- i) *« Finalement, le raffermissement des retours d'énergie en période d'hiver permettra au Distributeur de satisfaire des besoins en puissance pouvant atteindre 800 MW de plus que les 600 MW associés aux contrats originaux en base et cyclable. Cet amendement est d'autant plus avantageux que le Distributeur pourra attendre jusqu'au mois de septembre qui précède la période d'hiver, avant de s'engager à acheter une telle quantité de puissance. Le*

**Réponses à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Distributeur disposera ainsi d'une option de livraison pour un produit procurant une garantie de puissance et des livraisons fermes d'énergie en période d'hiver, et ce sans coût additionnel ».

- ii) « *Le Distributeur opte pour une approche prudente de la gestion de ses approvisionnements pendant la période d'hiver. Les simulations de l'utilisation de l'entente cadre reposent sur l'hypothèse que le Distributeur peut utiliser les marchés de court terme jusqu'à concurrence d'une capacité maximale de 1 400 MW* ».

Demandes :

- 4.1 Veuillez indiquer si le taux de livraison combiné de 1400 MW est basé sur la capacité maximale accessible pour le Distributeur sur les marchés de court terme.

Réponse :

Le taux de livraison maximal de 1 400 MW, résultant de l'application des conventions amendées, n'est aucunement relié à la capacité maximale de 1 400 MW dont il était question à la référence ii). Dans ce dernier cas, il s'agissait d'une hypothèse de travail utilisée aux fins d'une évaluation de l'espérance de dépassement de l'Entente cadre. Cette hypothèse concernait le potentiel d'achat d'énergie à partir des marchés de court terme.

- 4.2 Compte tenu des dates de préavis, des aléas de la demande et des opportunités d'affaires, veuillez élaborer sur la possibilité pour le Distributeur de revendre de la puissance.

Réponse :

Pendant la période d'hiver, les besoins du Distributeur requièrent des achats importants de puissance, bien au-delà de ce que pourront fournir les rappels d'énergie effectués selon les modalités prévues aux conventions amendées.

Par ailleurs, la question de la revente de la puissance a été abordée dans de nombreux dossiers et résumée lors du dossier R-3689-2009¹. Les explications du Distributeur demeurent les mêmes que celles exposées à ce dossier.

¹ Voir notamment HQD-2, Document 1, section 3.

- 4.3 Veuillez élaborer sur les avantages, en termes économiques et techniques, pour le Distributeur d'acheter de la puissance supplémentaire auprès du Producteur par rapport aux autres alternatives possibles.

Réponse :

Il n'y a pas sur les marchés de produit équivalent à celui que procurent les conventions amendées. La seule alternative possible consisterait à conserver les conventions actuelles, avec les limites qu'elles comportent, et acheter le UCAP requis sur les marchés de puissance.

Par rapport aux autres sources qui serviront à combler les besoins de puissance au-delà de la contribution des conventions amendées, ces dernières procurent une source d'approvisionnement en puissance à un prix équivalent à la moins coûteuse des sources d'approvisionnement accessibles, sous réserve toutefois de l'application d'un plancher de 2 \$/kW-mois. De surcroît, le recours à cette puissance s'apparente à une option, puisque le Distributeur n'est pas obligé de l'utiliser à chaque hiver et qu'il peut confirmer la quantité qu'il utilisera seulement deux mois et demi avant le début de l'hiver. La contrepartie qui fournit le service doit, de son côté, réserver les quantités de puissance correspondant à son engagement minimal, tout en n'étant pas certaine des intentions du Distributeur quant aux puissances mensuelles qu'il achètera. En général, le UCAP n'offre pas une telle flexibilité.

De plus, l'achat de UCAP sur les marchés externes n'offre pas le même niveau de fiabilité opérationnelle que la puissance rattachée aux livraisons d'énergie ferme, en vertu des conventions amendées. Le délai d'appel de l'énergie associée au UCAP provenant des marchés externes (normalement de 36 heures), comporte un risque d'inadéquation des moyens par rapport aux besoins réels, particulièrement durant les périodes critiques de pointe hivernale. La puissance obtenue par l'entremise des conventions amendées ne comporte pas de délai d'appel et, en cela, s'avère supérieure sur le plan opérationnel.

5. **Références :** i) B-1-HQD-1, document 1, page 13 ;
ii) B-1-HQD-1, document 1, page 14.

Préambule :

- i) « Le tableau 2 présente le bilan en énergie du Distributeur selon un scénario où les conventions actuelles sont appliquées. Ce bilan montre que le Distributeur fait face à des surplus d'énergie de 29 TWh durant la période 2010-2020. On y

constate aussi que le Distributeur aura à combler des besoins de 79 TWh, de 2021 à 2027, dont 21 TWh par des achats de court terme

[...]

Ces amendements permettent au Distributeur de réduire à 7 TWh le niveau des surplus, d'ici 2020, soit une baisse de 22 TWh par rapport au niveau qui serait atteint avec les conventions actuelles. En outre, le report de la date d'expiration des conventions en 2027 permet, d'une part, de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée trois ans avant la date limite et, d'autre part, de réduire à 65 TWh les besoins à combler, soit d'un peu plus de 14 TWh, au-delà de 2020. Les besoins de long terme n'apparaissent donc qu'en 2024, plutôt qu'en 2021 selon le scénario avec les conventions actuelles ».

ii) Tableaux 2 et 3, bilans en énergie avant et après amendements.

Demandes :

5.1 Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur ne reporte pas 29 TWh plutôt que 22 TWh.

Réponse :

L'énergie différée et l'énergie rappelée se font par bloc de 50 MW. Les reports ne peuvent donc correspondre parfaitement au surplus. Tenter de réduire à zéro les surplus pourrait entraîner des achats additionnels. En outre, pour certains mois, les surplus dépassent le maximum reportable de 600 MW.

5.2 Veuillez indiquer les motifs pour lesquels le solde du compte d'énergie différée est ramené à zéro trois ans avant la date limite.

Réponse :

Il n'y a pas de motifs autres que celui d'utiliser de façon optimale les conventions en fonction des surplus et des besoins.

5.3 Veuillez présenter les raisons pour lesquelles la quantité d'achats de court terme de 21 TWh prévue aux conventions actuelles est la même que celle prévue aux conventions amendées sur la période 2021-2027. Veuillez détailler la composition (marché, prix, quantité, etc.) de ces achats de court terme.

Réponse :

Dans sa planification, le Distributeur limite à 3 TWh par année la contribution des marchés de court terme et ne fait aucune répartition de cette contribution entre les marchés Québec et hors Québec.

Le marché de New York demeure néanmoins la référence du Distributeur pour l'établissement du prix de marché de court terme dans ses analyses économiques. Un exemple du détail de l'établissement de ce prix de référence est présenté à l'annexe 4 de la preuve.

- 5.4 Veuillez présenter les raisons pour lesquelles les quantités d'achats d'autres approvisionnements de long terme prévues aux conventions actuelles sont très similaires, voire les mêmes, à celles prévues aux conventions amendées sur la période 2010-2027. Veuillez détailler la composition (fournisseur, durée, prix, quantité, etc.) de ces approvisionnements de long terme.

Réponse :

Les autres approvisionnements de long terme incluent les volumes correspondants aux contrats de long terme signés et aux appels d'offres en cours au moment de l'établissement de la preuve (Biomasse II, Éolien III et Petites centrales hydroélectriques).

Il n'existe aucun lien entre ces contrats d'approvisionnement et les conventions d'énergie différée. Les quantités livrées sont donc exactement les mêmes et n'ont aucun impact sur le résultat de l'analyse économique.

6. **Références :**
- i) B-1-HQD-1, document 1, page 15 ;
 - ii) B-1-HQD-1, document 1, page 16 ;
 - iii) R-3704-2009, B-3-HQD-3, document 1, page 20.

Préambule :

- i) « Le tableau 4 présente le bilan en puissance du Distributeur, avant amendements aux conventions. Au-delà de la contribution des marchés de court terme, le Distributeur ferait face, dans le cadre des conventions actuelles, à des besoins significatifs dès l'hiver 2011-2012.

Le tableau 5 présente le bilan en puissance du Distributeur, après avoir considéré l'apport de puissance associé aux amendements aux conventions. Les amendements aux conventions font en sorte que les besoins significatifs de puissance, au-delà de la contribution des marchés de court terme, n'apparaissent

qu'à l'horizon 2015-2016, soit quatre ans plus tard que dans le cas du scénario des conventions actuelles ».

- ii) Tableaux 4 et 5, bilans en énergie avant et après amendements.
- iii) Tableau R-9.1 Bilan en puissance (MW).

Demandes :

- 6.1** Veuillez présenter les raisons pour lesquelles le Distributeur a des besoins significatifs en puissance à partir de l'hiver 2011-2012.

Réponse :

Les besoins à combler, incluant la réserve requise s'élèvent à 41 277 MW alors que les moyens déployés, incluant la réserve associée à l'électricité patrimoniale, s'élèvent à 40 864 MW. L'écart entre les besoins et les moyens est donc de 410 MW (arrondi à 10 MW près).

L'explication sur l'évolution des besoins en puissance sera présentée dans le prochain Plan d'approvisionnement qui sera déposé en novembre 2010.

- 6.2** Veuillez élaborer sur la possibilité pour le Distributeur de repousser les besoins en puissance au-delà de l'horizon 2015-2016.

Réponse :

Le Distributeur élabore présentement sa stratégie de long terme. Elle sera présentée dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020, en novembre 2010.

L'utilisation de la centrale de TCE, le potentiel de la clientèle interruptible et la contribution des marchés de court terme font partie des pistes examinées par le Distributeur.

- 6.3** Veuillez fournir un bilan en puissance pour les hivers 2010-2011, 2011-2012 et 2015-2016, similaire à celui fourni à la référence (iii) et montrant le calcul de la puissance additionnelle requise.

Réponse :

Le tableau 6.3 présente le bilan en puissance considérant la prévision de janvier 2010, tel qu'utilisé dans le présent dossier.

TABLEAU 6.3 – BILAN EN PUISSANCE (MW)

	2010 - 2011	2011 - 2012	2015 - 2016
= Besoins à la pointe visés par le plan	36 576	37 287	39 287
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 731	3 990	4 400
Taux de réserve requise	10,2%	10,7%	11,2%
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	2 865	3 835	6 245
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 502	3 072	4 376
▪ TransCanada Energy	0	0	0
▪ Hydro Québec Production - Base et cyclable	1 000	1 250	1 400
<i>Dont la puissance additionnelle</i>	400	650	800
▪ Contrats de biomasse	41	41	102
▪ Éolien : 3 500 MW ⁽¹⁾	211	506	1 474
▪ Petite hydraulique	0	25	150
▪ Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000
▪ Abaissement de tension	250	250	250
= Puissance additionnelle requise (Besoins arrondis à 10 MW près)	360	760	1 870
▪ Contribution des marchés de court terme	360	760	1 000
= Moyens additionnels requis (Besoins arrondis à 10 MW près)	0	0	870
Note (1) : Jusqu'au 31 décembre 2010, la contribution en puissance de HQP est de 35% (Entente actuelle). À compter de décembre 2011, la contribution des éoliennes est de 30% et celle de HQP est de 15%.			

6.4 Depuis la prévision de janvier 2010, veuillez indiquer les changements à apporter à la prévision de la demande et des besoins en puissance. Veuillez préciser en quoi ces changements affectent le portefeuille d'approvisionnements.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 2.2, 6.1 et 6.2.

7. **Référence :** B-1-HQD-1, document 1, page 21.

Préambule :

Annexe 1 – Comparaison entre les conventions actuelles et les conventions amendées.

Demande :

7.1 Compte tenu des amendements apportés aux conventions, des prix à terme de l'énergie sur les marchés limitrophes et des opportunités d'achats à court terme, veuillez justifier qu'aucun amendement n'a été apporté aux prix de l'énergie reportée et retournée.

Réponse :

Les discussions sur les amendements apportés aux conventions ont porté exclusivement sur les conditions de livraison de l'énergie contractuelle. Aucune discussion n'a porté sur le changement de prix des contrats puisque les intérêts des parties sur cette question auraient été vraisemblablement divergents.

8. **Références :** i) B-1-HQD-1, document 1, pages 23-24 ;
ii) B-1-HQD-1, document 1, pages 25-26 ;
iii) B-1-HQD-1, document 1, page 27 ;
iv) B-1-HQD-1, document 1, page 29.

Préambule :

- i) Annexe 2 – Détail de l'analyse économique
- ii) Annexe 3 – Hypothèses retenues pour l'analyse économique
- iii) Annexe 4 – Composantes de l'établissement du prix d'achat de court terme
- iv) Annexe 5 – Composantes de l'établissement du prix de revente

Demandes :

8.1 Veuillez commenter sur l'opportunité de rouvrir la centrale TCE avant 2016 afin que le Distributeur en acquière la production, tant en énergie qu'en puissance. Veuillez reproduire les tableaux à la référence (i) au besoin.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas fait une analyse de ce scénario. Cependant, compte tenu des besoins à satisfaire et des moyens dont dispose le Distributeur, l'utilisation de la centrale de TCE avant 2016 entraînerait des niveaux de surplus d'énergie supplémentaires importants pour chacune des années d'utilisation.

Toutefois, le Distributeur constate que, malgré la suspension des livraisons d'énergie, il pourrait devenir intéressant de trouver une formule permettant d'inscrire la contribution en puissance de la centrale de TCE au bilan en puissance du Distributeur.

- 8.2** Veuillez préciser si le Distributeur utilise les prix à terme du NYMEX en période de pointe ou hors pointe pour calculer le prix de l'énergie de court terme sur la période 2010-2012. Veuillez justifier.

Réponse :

Le prix de l'électricité est basé sur une moyenne pondérée des prix selon le nombre d'heures en périodes de pointe et hors pointe.

- 8.3** Veuillez indiquer pour quelles raisons le Distributeur n'utilise pas les prix à terme 2013 du NYMEX pour calculer le prix de l'énergie de court terme alors qu'ils sont disponibles.

Réponse :

Au moment de produire la preuve, le Distributeur a retenu un prix moyen pour la période du 3 mars 2009 au 2 mars 2010. Sur cette base, il n'était pas possible d'utiliser les prix à terme de 2013 puisque ces derniers n'étaient disponibles qu'à partir du 22 février 2010.

- 8.4** Veuillez préciser comment le Distributeur calcule le prix de l'énergie de court terme pour les années 2013-2027 à partir du prix du gaz naturel (Henry Hub Natural Gas Futures, NYMEX).

Réponse :

Le Distributeur applique le taux de croissance annuel du prix du gaz naturel Henry Hub au prix de l'électricité pour calculer le prix au-delà de l'année 2012.

Le prix du gaz naturel étant disponible jusqu'en 2022, il est maintenu constant à compter de 2023.

- 8.5** Veuillez élaborer sur la pertinence pour le Distributeur d'utiliser les prévisions à long terme des prix de l'énergie faites par le *Energy Information Administration* (EIA) plutôt que les prix *Futures* du NYMEX pour le gaz naturel.

Réponse :

Les produits qu'offre l'EIA ne répondent pas aux besoins du Distributeur.

Le Distributeur privilégie des données qui proviennent d'une même source et représentent des signaux de prix de marché revus et disponibles à chaque jour.

Le Distributeur a besoin de prix de marché de l'électricité, notamment pour le marché de New York, qui distinguent la période de pointe de la période hors pointe. Les prix NYMEX répondent à ce besoin, en plus d'être revus et disponibles à tous les jours, incluant pour le prix du gaz naturel à Henry Hub.

L'EIA produit des prévisions de court terme sur une base mensuelle et des prévisions de long terme qui sont revues deux fois par année. Elle ne produit pas de prévisions pour les prix de l'électricité spécifiques au marché de New York et qui distinguent les périodes de pointe et hors pointe.

- 8.6** Veuillez justifier le maintien de l'ajustement de moins 5 \$/MWh sur le prix de revente pour l'année 2011.

Réponse :

Les analyses économiques du Distributeur sont produites en retenant un prix de revente comportant un ajustement à la baisse de 5 \$ US/MWh afin de refléter l'impact de la revente de volumes importants de surplus d'énergie sur les prix de marché, en tenant compte des volumes déjà transités.

Compte tenu des volumes anticipés d'exportation sur les marchés en 2011, le Distributeur maintient cette méthode en ce qui a trait à ses analyses économiques de l'impact de l'énergie différée.

- 8.7 Veuillez indiquer si l'ajustement de moins 5 \$/MWh sur le prix de revente est appliqué à tous les prix de revente de 2010 à 2027. Dans l'affirmative, veuillez justifier de procéder ainsi.

Réponse :

Oui, l'ajustement de 5 \$ US/MWh est appliqué sur toute la période d'analyse parce que le Distributeur, au-delà des moyens de gestion des surplus, doit faire face à d'importants surplus d'énergie. Le Distributeur n'a aucune indication que les volumes d'exportation seront appelés à baisser sur cet horizon.

- 8.8 Veuillez élaborer sur la pertinence d'utiliser le prix du second appel d'offres d'énergie éolienne pour calculer le prix de l'énergie de long terme dans un contexte d'offre excédentaire et de surplus d'énergie de 2010 à 2020.

Réponse :

Le signal de prix utilisé correspond à celui des coûts évités tels qu'approuvés par la Régie dans le cadre du dossier tarifaire 2010-2011. Le signal de prix sera réévalué lors du prochain dossier tarifaire, en fonction de la plus récente révision des besoins de long terme.

Utilisé comme signal de prix de long terme, le prix du second appel d'offres d'énergie éolienne s'applique uniquement aux achats de long terme, soit ceux qui surviennent à compter de 2020 dans le scénario des conventions actuelles et à compter de 2022 dans le scénario des conventions amendées, selon la preuve.

- 8.9 Veuillez élaborer sur les opportunités (\$, GWh, NATC, TTC, etc.) d'achats et de revente d'énergie sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre (HQT-NE), de l'Ontario (HQT-ON) et du Nouveau-Brunswick (HQT-NB) pour les périodes 2010-2020 et 2021-2027.

Réponse :

Le Distributeur traite des limites des marchés limitrophes autres que celui de New York dans la Plan d'approvisionnement 2008-2017 (dossier R-3648-2007 – Phase 2) et dans différents dossiers, dont celui de la suspension en 2010 de la production de la centrale de TCE à Bécancour (dossier R-3704-2009) et du suivi 2009 du plan d'approvisionnement.

Compte tenu de ces limites, le Distributeur utilise le marché de New York comme marché de référence aux fins de ses analyses économiques.

- 9. Références :**
- i) B-1-HQD-1, document 1, page 11 ;
 - ii) B-1-HQD-1, document 1, page 18 ;
 - iii) B-1-HQD-1, document 1, pages 23-24 ;
 - iv) B-1-HQD-1, document 1, page 26 ;
 - v) New York Independent System Operator (NYISO).
http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.d
[o](#)

Préambule :

- i) *« Il a été convenu d'utiliser le prix de marché de la puissance UCAP dans l'état de New York comme base d'établissement de la valeur du service de modulation des rappels d'énergie et de garantie de puissance. Ce prix a l'avantage d'être transparent et de refléter la valeur d'opportunité du service obtenu. Par ailleurs, l'imposition d'un prix plancher de 2 \$US/kW-mois correspond assez fidèlement à l'historique de prix du UCAP sur le marché de New York depuis l'hiver 2005-2006, période des premiers appels d'offres de puissance du Distributeur ».*
- ii) *« La puissance complémentaire offerte par le Producteur n'a aucun impact sur les résultats de l'analyse, puisque le prix de la puissance associée aux retours d'énergie dans les conventions est équivalent au prix qui serait payé pour l'achat de puissance sur les marchés ».*
- iii) Annexe 2 – Détail de l'analyse économique.
- iv) *« Prix de la puissance : 2,50 \$/kW-mois jusqu'en 2013 inclusivement, augmentation graduelle pour atteindre 10 \$/kW-mois en 2016 (\$ de 2010 indexés) ».*
- v) Tableau préparé à partir de la référence (v) montrant les résultats mensuels des « NYISO Monthly Auction » pour la période d'hiver :

NYISO - Encan mensuel de puissance (UCAP) - ROS *

Prix (\$US/kW - Mois)	Nov	Déc	Jan	Fev	Mars	Avril
Hiver 2009-2010	1,55	1,64	2	2,25	1,5	1,3
Hiver 2008-2009	1,6	1,69	2	2	1,42	1,36
Hiver 2007-2008	1,9	1,93	2,01	1,99	1,4	1,25
Hiver 2006-2007	1,75	2,5	2,66	2,61	2,07	2,01

* ROS : Rest-of-state (The NYCA excluant NYC et LI)

Demandes :

- 9.1** Veuillez justifier l'imposition d'un prix plancher de 2\$US/kW-mois pour l'acquisition de puissance auprès du Producteur compte tenu des résultats mensuels des « NYISO Monthly Auction » pour la période d'hiver.

Réponse :

Le Producteur et le Distributeur ont convenu de rémunérer la puissance complémentaire hivernale selon le prix de marché mensuel de la puissance UCAP dans l'état de New York avec un plancher de 2 \$ US/kW-mois.

Les avantages opérationnels que procure la puissance obtenue dans la zone de réglage par rapport à des zones voisines compensent amplement le risque de coût additionnel qui découle du prix plancher de 2 \$ US/kW-mois.

Voir aussi la réponse à la question 4.3.

- 9.2** Veuillez indiquer si les contrats d'achats de puissance auprès d'autres fournisseurs comportent des impositions de prix planchers.

Réponse :

Les autres contrats de puissance convenus avec d'autres fournisseurs se caractérisent par des termes beaucoup plus courts et des prix fixés lors de la transaction.

De plus, le produit de puissance inclus dans les conventions amendées s'apparente plutôt à une option d'achat, pour laquelle, à la connaissance du Distributeur, il n'existe pas de comparables sur le marché.

Les quantités de puissance obtenues par le biais des conventions amendées peuvent être livrées jusqu'en 2027. Le prix peut donc difficilement être fixé d'avance pour une période de près de 17 années. Le prix plancher, bien qu'il protège le fournisseur contre une baisse de prix trop importante sur le marché de New York, devrait revêtir, au fil des années, une importance relative moins grande, puisque le montant de 2 \$/kW-mois n'est pas ajusté à l'inflation.

Voir également la réponse à la question 4.3.

- 9.3 Veuillez justifier l'augmentation graduelle du prix de la puissance de 2013 à 2016. Veuillez indiquer comment est calculée l'augmentation du prix de la puissance de 2016 à 2027. Veuillez justifier cette méthode de calcul.

Réponse :

Les coûts de puissance présentés à la pièce HQD-1, document 1, page 24, sont les mêmes que ceux reconnus par la Régie dans sa décision sur les coûts évités dans le cadre du dossier tarifaire 2010-2011 (décision D-2010-022, section 2.3). Le fondement des méthodes d'estimation de ces coûts est présenté à ce même dossier²

Le Distributeur rappelle que le coût unitaire de puissance utilisé est tout à fait neutre dans l'analyse économique puisqu'il s'applique uniformément à toutes les quantités de puissance, qui sont par ailleurs équivalentes dans chacun des scénarios.

- 9.4 Compte tenu des réponses précédentes, veuillez préciser comment le prix qui peut être payé pour l'achat de puissance sur les marchés peut évoluer de la même façon que le prix de la puissance négocié aux conventions.

Réponse :

La formule qui détermine le prix de la puissance additionnelle dans les conventions (clause 2.2.11, paragraphe (iv)) est basé sur le prix de marché de la puissance dans l'état de New York.

² Dossier R-3708-2009, HQD-2, Document 5.

- 9.5** Veuillez compléter le premier tableau à la référence (iii) en y indiquant les contributions (MW) en puissance des marchés de court terme.

Réponse :

Le tableau 4 de la preuve présente le bilan en puissance selon le scénario des conventions actuelles. Selon ce scénario la contribution des marchés de court terme plafonne à 1 000 MW à compter de la pointe 2011-2012.

Le tableau 5 de la preuve présente l'impact des amendements aux conventions. Selon le scénario des conventions amendées, la contribution des marchés de court terme plafonne à 1 000 MW à compter de la pointe 2012-2013.

- 9.6** Veuillez compléter le second tableau à la référence (iii) en y indiquant, d'une part, les prix de la puissance (\$/kW-mois) achetée auprès du Producteur, des autres fournisseurs (prix moyen pour l'ensemble des fournisseurs) et des marchés de court terme (UCAP NYISO).

D'autre part, veuillez compléter le second tableau à la référence (iii) en y indiquant les coûts (M\$) associés aux achats de puissance auprès du Producteur, des autres fournisseurs et des marchés de court terme.

Réponse :

Le prix de la puissance est le même quel que soit le fournisseur.

Voir également la réponse à la question 9.3 et le tableau 2.2b de la réponse à la question 2.2.