

**PRINCIPE DE TRANSFERT
DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT
AU-DELÀ DU VOLUME DE L'ÉLECTRICITÉ
PATRIMONIALE**

Table des matières

1	CONTEXTE DE LA DEMANDE	5
1.1	LA SITUATION DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN	6
1.2	LA SITUATION DU DISTRIBUTEUR.....	7
1.3	CADRE LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE.....	9
2	RISQUES RELIÉS AUX APPROVISIONNEMENTS	10
2.1	RISQUES ASSOCIÉS AUX QUANTITÉS	11
2.2	RISQUES ASSOCIÉS AU NIVEAU ET À LA VOLATILITÉ DES PRIX.....	12
2.3	RISQUES SPÉCIFIQUES DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DE LONG TERME.....	13
3	APPROVISIONNEMENTS VISÉS PAR LA DEMANDE.....	15
3.1	APPROVISIONNEMENTS DE LONG TERME	15
3.2	APPROVISIONNEMENTS DE COURT TERME	17
3.2.1	<i>Les approvisionnements de court terme avec appel d'offres</i>	17
3.2.2	<i>Les approvisionnements de court terme sans appel d'offres</i>	18
3.3	OPTION D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE.....	19
3.4	ENTENTE CADRE AVEC HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION	20
4	OBJECTIFS POURSUIVIS ET MODALITÉS.....	20
4.1	RÉSUMÉ DE LA DEMANDE	20
4.2	OBJECTIFS POURSUIVIS	21
4.3	CALCUL DES ÉCARTS NETS.....	22
4.3.1	<i>Calcul des écarts de coûts d'approvisionnement</i>	22
4.3.2	<i>Calcul des écarts de revenus</i>	22
4.3.3	<i>Calcul des écarts nets</i>	23
4.4	MODALITÉS DE TRANSFERT DES COÛTS AU-DELÀ DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE.....	23
4.5	TRAITEMENT COMPTABLE	25
4.6	RÉPARTITION DES COÛTS AUX CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS.....	26

1 CONTEXTE DE LA DEMANDE

1 Dans le cadre de la demande R-3492-2002, Phase 1, le Distributeur soumettait à
2 l'approbation de la Régie le principe de transfert des coûts de fourniture. Par ce
3 principe, le Distributeur visait la reconnaissance sans perte ni profit, dans le coût
4 du service du Distributeur ainsi que leur répercussion dans les tarifs à la
5 clientèle, de certains coûts hors du contrôle direct de ce dernier et de toute
6 variation de ceux-ci. Ce principe se traduisait par la mise en place d'un
7 mécanisme lui permettant de refléter de façon simple, rapide et efficace, dans le
8 coût de service du Distributeur, toute variation imprévisible du coût de
9 l'approvisionnement rattaché tant au volume de l'électricité patrimoniale qu'au-
10 delà de ce volume.

11 Dans sa décision D-2003-93, la Régie a jugé pertinent d'autoriser ce principe
12 pour les modifications apportées aux coûts de l'électricité patrimoniale et a
13 reconnu au Distributeur la possibilité d'imputer à un compte de frais reportés
14 toute variation imprévue, lors de la fixation des tarifs, des coûts de fourniture de
15 l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs résultant de la mise à
16 jour des taux de l'Annexe I par la Régie ou le gouvernement.

17 Dans cette même décision, la Régie ne se prononce pas relativement à
18 l'application de ce principe au-delà de l'électricité patrimoniale. Il est vrai qu'alors
19 aucun dépassement du volume d'électricité patrimoniale n'était prévu pour
20 l'année témoin projetée.

21 Les plus récentes prévisions, telles qu'exposées à la pièce HQD-03, document 2,
22 indiquent qu'à partir de 2005, la quantité d'électricité patrimoniale sera
23 normalement atteinte. À ce moment, le Distributeur devra assurer en tout temps
24 le maintien de l'équilibre de l'offre et de la demande d'électricité et assumer
25 pleinement tous les coûts et tous les risques associés à ses approvisionnements.

1 La gestion des approvisionnements se fera en temps réel et de façon intégrée
2 sans distinguer l'origine du besoin et sans que l'on puisse y associer un contrat
3 ou un prix spécifique. Ce mode de gestion dynamique vise à permettre au
4 Distributeur d'optimiser globalement ses achats en vue d'assurer le coût
5 d'approvisionnement le plus bas pour la clientèle québécoise.

6 Malgré tout, les besoins et les coûts réels d'approvisionnement sont soumis à
7 d'importants aléas prévisionnels et climatiques et les impacts financiers de tout
8 écart sur les volumes et les prix d'achat sont potentiellement très élevés et
9 dépassent largement le cadre normal du risque d'affaires dévolu à une entité
10 réglementée.

1.1 La situation de Société en Commandite Gaz Métropolitain

11 Dans la décision D-2003-93, la Régie établissait un parallèle entre le risque
12 d'affaires supporté par SCGM et celui du Distributeur. À cet effet, elle formulait
13 le constat que les risques d'affaires du Distributeur étaient inférieurs à ceux des
14 compagnies gazières et électriques comparables¹.

15 Or, en matière d'approvisionnement, sans la mise en place d'un mécanisme
16 réglementaire approprié, les risques d'affaires du Distributeur sont largement
17 supérieurs à ceux de SCGM. En effet, la tarification du gaz naturel reflète
18 totalement le coût d'achat de la molécule. Le principe d'ajustement quasi
19 automatique de la facture des clients permet d'intégrer toute fluctuation du prix
20 du gaz naturel sur une base mensuelle pour les volumes que ceux-ci
21 consomment. Le distributeur gazier n'a pas à supporter le risque sur les volumes
22 de gaz acheté. Finalement le risque résiduel associé aux aléas climatiques est
23 considéré dans un compte spécifique « de stabilisation pour la température » En
24 conséquence, SCGM n'accuse jamais de perte ou de gain face aux coûts de ses
25 approvisionnements tant en terme de prix, puisqu'ils récupèrent toute variation

¹ Référence : D-2003-93, page 51

1 du prix dans les tarifs, qu'en terme de quantité et d'aléas climatiques. Pour
2 l'ensemble des risques potentiellement rattachés à ses achats de gaz, SCGM
3 dispose donc d'une série de mécanismes lui permettant de mitiger ces risques,
4 ce qui n'est pas le cas du Distributeur.

5 De plus, il est d'ores et déjà acquis que les coûts d'approvisionnement pour les
6 volumes excédant l'électricité patrimoniale seront supérieurs au coût de
7 l'électricité patrimoniale.

1.2 La situation du Distributeur

8 Avant d'élaborer sur la situation particulière du Distributeur, il est important de
9 rappeler brièvement les bases de calcul du coût d'approvisionnement de l'année
10 témoin projetée 2005 :

- 11 • les coûts d'approvisionnements sont évalués à partir des prévisions de
12 demande à conditions normales de température;
- 13 • les coûts d'approvisionnement totaux sont obtenus par l'addition du coût
14 de l'approvisionnement patrimonial et du coût des approvisionnements
15 post patrimoniaux établis à partir des meilleurs estimés disponibles. Dans
16 le cas spécifique de l'année 2005, ces coûts ont été calculés pour la
17 partie patrimoniale sur la base de 2,79 ¢/kWh. Pour la partie post
18 patrimoniale, le coût d'approvisionnement repose sur une estimation du
19 prix qui serait obtenu sur les marchés pour les besoins prévus de court
20 terme à satisfaire au cours de l'année 2005. Le coût post patrimonial qui
21 en résulte est de 7,5 ¢/kWh ;
- 22 • aucune provision pour couvrir les aléas climatiques et prévisionnels n'est
23 pris en compte dans les coûts d'approvisionnement ;
- 24 • les coûts d'approvisionnement pour l'année témoin projetée combinant
25 achats patrimonial et post patrimonial sont ensuite répartis entre les

1 catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de
2 consommation, obtenant ainsi un coût moyen de fourniture par catégorie ;

- 3 • ce coût moyen correspond au revenu du Distributeur sur la composante
4 fourniture .

5 Le Distributeur ne peut cependant tenir compte avant leur réalisation, des
6 variations des prix et des quantités constatées en temps réel. Ainsi, dans les cas
7 où les besoins réels en approvisionnement sont supérieurs aux besoins prévus,
8 le Distributeur est assuré de payer marginalement plus cher que le coût de
9 l'électricité patrimoniale pour ses achats. De façon toute particulière en période
10 de pointe, plusieurs distributeurs devront combler des besoins au même moment
11 par des achats sur les marchés exerçant des pressions à la hausse sur les prix.
12 Certes, les revenus rattachés à la composante fourniture du tarif augmenteront
13 mais ils n'absorberont jamais l'augmentation des coûts d'approvisionnement, les
14 premiers étant évalués sur la base de revenus moyens anticipés pour la
15 composante, les seconds sur celle du coût marginal.

16 Dans le cas inverse où les besoins réels sont inférieurs aux besoins prévus, le
17 Distributeur utilisera toute la flexibilité offerte par ses contrats ou leurs formules
18 de prix, le cas échéant pour minimiser les impacts financiers d'une diminution de
19 ses ventes. Dans le meilleur des cas, le Distributeur pourra éviter un achat dans
20 le marché, compensant ainsi largement et de façon symétrique, la perte de
21 revenus associée à la fourniture. Toutefois dans plusieurs cas, les économies de
22 coûts ne pourront être que partielles puisque liées à l'exercice des options de
23 réduction des quantités ou au paiement d'une prime fixe.

24 Les impacts financiers associés aux aléas ne sont donc pas symétriques et
25 varient selon plusieurs paramètres dont les prix du marché, les contrats signés et
26 les formules de prix.

27 Il résulte de ce qui précède qu'il existe des écarts systématiques entre les coûts
28 d'approvisionnement et les revenus d'approvisionnement, écarts dus à des

1 variations imprévisibles des quantités et des prix. Contrairement à SCGM, le
2 Distributeur ne dispose à ce jour d'aucun mécanisme lui permettant de mitiger
3 ces risques, ni ne souhaite ajuster la facture des clients plusieurs fois au cours
4 d'une même année.

5 Certes le Distributeur aurait pu proposer la création d'une provision annuelle qui
6 lui aurait permis d'ajuster ses prévisions pour se prémunir en partie contre le
7 risque de température plus froide et d'augmentation de la demande. Cette
8 solution n'a cependant pas été retenue dans ce cadre puisqu'elle va à l'encontre
9 même du principe de transfert sans perte ni profit des coûts
10 d'approvisionnements réels encourus par le Distributeur.

11 C'est en ce sens que le Distributeur demande que le principe de transfert
12 s'applique pleinement aux coûts d'approvisionnement post patrimoniaux et
13 qu'Hydro-Québec Distribution soit autorisée à se doter d'un mécanisme
14 réglementaire lui permettant de récupérer de ses clients ce que lui coûte
15 réellement, sans perte mais sans profit, ses approvisionnements.

16 En l'absence de reconnaissance du principe de transfert des coûts
17 d'approvisionnement post patrimoniaux, le Distributeur supporterait indûment
18 tout écart entre les revenus qu'il anticipait recevoir au titre de
19 l'approvisionnement (établis sur la base du coût moyen) et les coûts réels
20 d'approvisionnement (établis sur la base du coût marginal).

1.3 Cadre légal et réglementaire

21 Cette demande s'inscrit parfaitement dans le cadre légal et réglementaire
22 entourant la prise en compte des coûts de l'approvisionnement en électricité au-
23 delà du volume d'électricité patrimoniale.

24 Ainsi, la Loi sur la Régie de l'Énergie (LRÉ) reconnaît dans l'article 52.1 que les
25 coûts d'approvisionnements font partie intégrante du coût du service du
26 Distributeur. Par ailleurs, l'article 52.2 de la LRÉ prévoit la façon d'établir le coût

1 de fourniture. Il y est précisé que les coûts de fourniture sont établis en
2 additionnant au coût de l'électricité patrimoniale, les coûts réels des contrats
3 d'approvisionnement pour les marchés québécois qui excèdent l'électricité
4 patrimoniale et ceux des blocs d'énergie déterminés par règlement du
5 gouvernement. Les coûts de fourniture englobent donc toutes les transactions
6 du Distributeur pour satisfaire es besoins du marché québécois.

2 RISQUES RELIÉS AUX APPROVISIONNEMENTS

7 Au-delà du volume d'électricité patrimoniale, il revient au Distributeur de
8 répondre à la demande d'énergie de la clientèle québécoise, ce pour chaque
9 heure de l'année. Pour remplir ce mandat, le Distributeur doit être en mesure
10 de :

- 11 • maintenir en tout temps l'équilibre entre l'offre et la demande d'énergie;
- 12 • faire face à des besoins non prévus causés par des aléas climatiques et
13 prévisionnels ;
- 14 • combler tout déficit soudain d'approvisionnement ;
- 15 • appliquer différentes stratégies de gestion des approvisionnements
16 contenues dans le plan d'approvisionnement afin d'apparier les besoins à
17 satisfaire avec les moyens d'approvisionnement disponibles au moindre
18 coût.

19 Pour le Distributeur, il s'agit d'un mandat très exigeant qui implique des niveaux
20 élevés de risques et qui nécessite un maximum de flexibilité dans la gestion des
21 approvisionnements.

2.1 Risques associés aux quantités

1 Les besoins en approvisionnement du Distributeur sont établis sur la base des
2 prévisions de la demande à conditions climatiques normales et pour le scénario
3 moyen. Ces besoins ne peuvent tenir compte des aléas climatiques et de
4 demande qui, par nature, sont imprévisibles et qui dans le cas des aléas
5 climatiques, ne sont connus que quelques heures à l'avance seulement.

6 L'aléa climatique est un aléa de court terme dont l'ampleur varie d'un mois à
7 l'autre, d'une année à l'autre, dans un sens (température plus froide) comme
8 dans l'autre (température plus chaude). Cet aléa entraîne des variations horaires
9 de la demande autour du profil de consommation prévu à conditions climatiques
10 normales. Tel qu'établi dans le cadre des dossiers R-3470-2001, l'historique
11 climatique des 30 dernières années appliqué à la structure de consommation de
12 2005 montre que l'écart-type de l'impact de l'aléa climatique est de 1,9 TWh. De
13 plus, aux conditions climatiques de l'hiver le plus froid répertorié, les besoins
14 seraient de près de 4 TWh de plus que lors d'une année moyenne. À l'opposé,
15 l'hiver le plus chaud répertorié donnerait lieu à des besoins inférieurs d'environ
16 4,8 TWh.

17 De telles variations, si elles survenaient, causeraient des impacts financiers
18 considérables pour le Distributeur sans possibilité de récupération dans le
19 contexte réglementaire actuel. D'une part ces coûts ne peuvent être intégrés au
20 coût de service de l'année témoin projetée du Distributeur utilisé pour les fins de
21 tarification qui s'appuie sur un scénario moyen de demande. D'autre part, aucun
22 mécanisme réglementaire ne permet actuellement de les comptabiliser à titre de
23 frais reportés et de les récupérer auprès des clients.

24 À titre d'exemple, le tableau 1 suivant illustre le cas où le Distributeur devrait
25 acheter 1,9 TWh de plus à un prix de 7,5 ¢/kWh alors que des revenus sur la

1 composante fourniture de 2,79 ¢/kWh étaient anticipés. Un manque à gagner net
2 de 89 M\$ serait donc associé à cet écart de 1,9 TWh.

3 **TABLEAU 1**
4 **ILLUSTRATION DU MANQUE À GAGNER**
5 **ASSOCIÉ À DES ACHATS IMPRÉVUS DE 1,9 TWh**

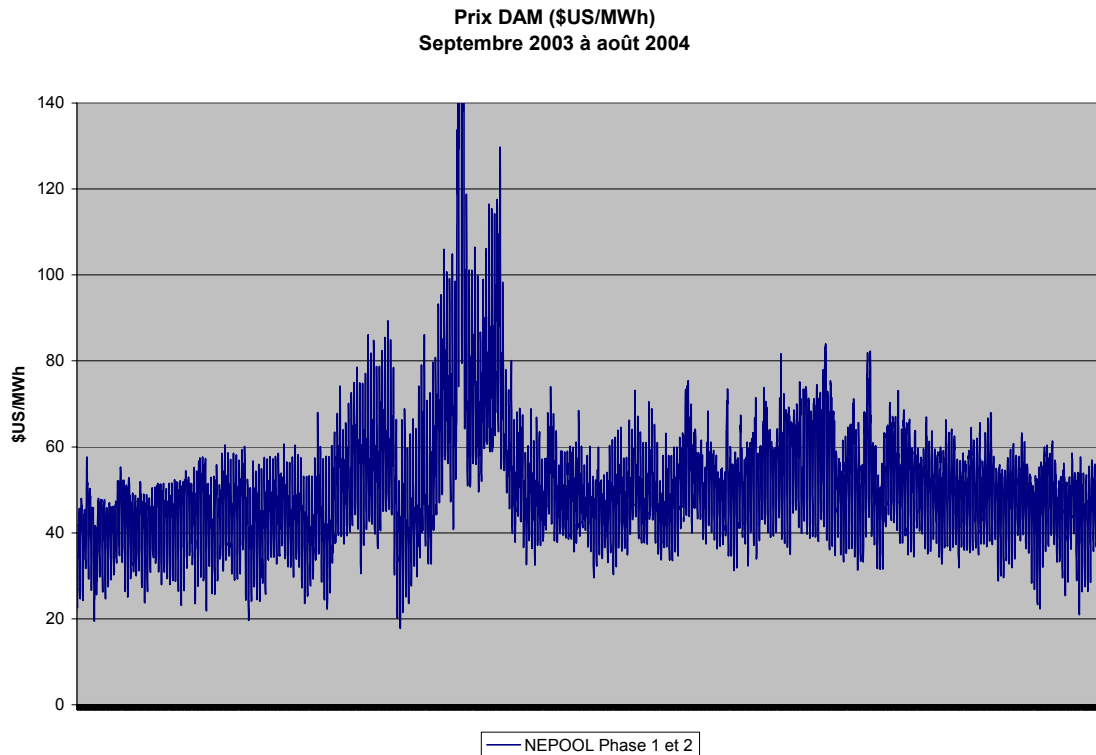
Exemple	
Écart type	1,90 TWh
Prix d'achat des quantités non prévues	7,50 ¢/kWh
Revenus associés à la composante fourniture	2,79 ¢/kWh
Coût d'achat des quantités additionnelles	142,50 M\$
Revenu anticipé associé à la fourniture	53,01 M\$
Manque à gagner	89,49 M\$

6
7 Une démonstration semblable peut être faite pour toute variation de la demande
8 non prévue. En effet, les scénarios de besoins moyen et faible de la prévision de
9 la demande pour l'année 2005 indiquent un écart de plus ou moins 6 TWh par
10 rapport au scénario moyen de la demande avec un écart type de 4,6 TWh.

11 L'imprévisibilité des quantités et leur soudaineté font en sorte que le Distributeur
12 doit tout à la fois acheter, au coût marginal, des quantités additionnelles
13 d'énergie sur les marchés de court terme lorsqu'il fait plus froid que prévu et
14 utiliser les options de réduction de quantités, pour les quantités en trop, s'il fait
15 plus chaud et si les conditions des contrats conclus le permettent.

2.2 Risques associés au niveau et à la volatilité des prix

16 Les prix de l'électricité dans les marchés de court terme sont souvent très
17 volatils. À titre indicatif, la grande variabilité des prix sur le marché de NEPOOL
18 sur la période de septembre 2004 à août 2004 est illustrée au graphique suivant :



1

2.3 Risques spécifiques des contrats d’approvisionnement de long terme

2 Dans les cas où le Distributeur a conclu des contrats d’approvisionnement
3 approuvés par la Régie suite à une procédure d’appels d’offres, les éléments
4 connus sont essentiellement le niveau ou la formule de prix, les quantités, le
5 moment où l’approvisionnement sera disponible et le ou les fournisseurs. Ces
6 éléments sont d’ailleurs prévus dans la préparation du dossier tarifaire et intégrés
7 dans le coût d’approvisionnement de l’année témoin projetée.

8 Des incertitudes et risques résiduels totalement imprévisibles demeurent. Au
9 titre de ces risques figurent entre autres :

- 10 • pannes d’équipement du fournisseur sous contrat. Lors d’une panne
11 d’équipement d’un fournisseur, l’énergie non livrée ne sera pas payée par
12 le Distributeur. Cependant, le Distributeur devra compenser cette perte

1 par un approvisionnement de court terme, occasionnant des coûts
2 additionnels non prévus. Lorsque des pannes d'équipement amènent le
3 non respect des exigences de performances, le fournisseur s'expose à
4 des pénalités basées sur le coût de l'énergie sur les marchés de court
5 terme ;

- 6 • fluctuations de certaines composantes du prix telles par exemple,
7 l'inflation, des fluctuations du taux de change lorsque le prix est relié à
8 une devise étrangère, et des fluctuations du prix du gaz ou du
9 combustible, lorsque le prix est établi en fonction de ces sources
10 d'énergie. Le principe d'inclure des formules de prix indexées à différents
11 indices a été reconnu par la Régie dans sa décision D-2002-169. Cette
12 reconnaissance doit aller de pair avec la mise en place d'un mécanisme
13 permettant que ces ajustements se reflètent dans le revenu requis et se
14 répercutent dans les tarifs des consommateurs.

15 Dans le contexte des approvisionnements du Distributeur, ce sont ces coûts et
16 ces quantités en plus ou en moins qu'il demande de voir reconnaître dans le
17 principe de transfert des coûts de l'approvisionnement au-delà du volume
18 d'électricité patrimoniale, neutralisés pour tenir compte des effets revenus.

19 Ces risques, les enjeux monétaires importants et les particularités reliés aux
20 approvisionnements du Distributeur font en sorte qu'il est absolument nécessaire
21 qu'il puisse se prévaloir du principe de transfert des coûts pour lequel l'objectif
22 du Distributeur réside simplement dans une juste couverture des coûts qu'il
23 supporte pour assurer l'approvisionnement en électricité du Québec.

3 APPROVISIONNEMENTS VISÉS PAR LA DEMANDE

1 Pour satisfaire les besoins en approvisionnements au-delà du volume de
2 l'électricité patrimoniale, le Distributeur dispose de deux grands moyens
3 d'approvisionnement :

- 4 • des approvisionnements de long terme et des blocs d'énergie déterminés
5 par le gouvernement ;
- 6 • des approvisionnements de court terme, incluant l'option d'électricité
7 interruptible et les achats conclus dans le cadre de l'entente cadre à venir
8 avec Hydro-Québec Production.

3.1 Approvisionnements de long terme

9 Lors du premier appel d'offres de long terme lancé en février 2002 pour un bloc
10 de 1 200 MW disponible à compter de 2006, le Distributeur a conclu trois
11 contrats d'approvisionnements de long terme :

- 12 • Un contrat pour de l'électricité en base² d'une durée de 20 ans à compter
13 de septembre 2006 pour 507 MW avec Transcanada Energy (TCE) et
14 4,1 TWh/an. Le coût unitaire en 2007 de ce contrat s'élève à 6 ¢/kWh ;
- 15 • Un contrat avec Hydro-Québec Production pour 350 MW et 2,9 TWh/an
16 pour de l'électricité en base d'une durée de 20 ans et débutant en mars
17 2007. Le coût unitaire de ce contrat en 2007 est de 5,5 ¢/kWh ;
- 18 • Un contrat pour de l'électricité cyclable³ d'une durée de 20 ans débutant
19 en mars 2007 pour 250 MW et jusqu'à concurrence de 2,1 TWh/an conclu

² Électricité en base : Utilisée pour répondre à des besoins : fermes en puissance et énergie, présents à presque toutes les heures de l'année et peu sujet aux aléas. L'électricité en base est caractérisée par un facteur d'utilisation élevé.

1 avec Hydro-Québec Production. Le coût unitaire en 2007 de ce contrat
2 est de 7,4 ¢/kWh.

3 Conformément à la Loi, le Distributeur a fait approuver ces contrats par la Régie
4 (D-2003-159). Le prix moyen de la combinaison de ces trois contrats, alors
5 reconnu par la Régie, est de 6,1 ¢/kWh, soit un prix largement supérieur au coût
6 moyen de fourniture de 2,84 ¢/kWh utilisé pour la tarification. Ce prix est soumis
7 également à diverses formules d'indexation.

8 D'autres sources d'approvisionnement doivent également être considérées dans
9 le comblement des besoins de long terme du Distributeur. Il s'agit des blocs
10 d'énergie déterminés par le gouvernement. Plus spécialement, un premier bloc
11 d'énergie éolienne de 2,5 TWh devrait entrer en fonction en 2011. Par ailleurs, le
12 Distributeur a conclu deux contrats d'approvisionnement totalisant 39,4 MW pour
13 de l'électricité produite à partir de biomasse pour des livraisons débutant en
14 2008. Le premier contrat est signé avec Kruger Inc. pour 19 MW dont 3 MW de
15 livraisons en base mensuelle et le second l'est avec Bowater Produits forestiers
16 du Canada inc. pour 20,4 MW dont 3,4 MW de livraisons en base mensuelle. Le
17 prix de revient sur 20 ans de ces deux contrats est de 6,7 ¢/kWh. De la même
18 manière que pour les contrats long terme, ces contrats comportent des
19 mécanismes d'indexation et des indices. Ces contrats ont été approuvés par la
20 Régie dans sa décision D-2004-115.

21 Considérant que l'ensemble des approvisionnements de long terme sont
22 postérieurs à l'année 2005, les écarts sur ces approvisionnements se reflèteront
23 dans le compte à être créé, en temps opportun.

³ Électricité cyclable : Électricité de type modulable qui permet de suivre les cycles journaliers de la demande. Ce type d'électricité peut être fourni à partir des mêmes équipements que ceux alimentant le service de base.

3.2 Approvisionnements de court terme

1 Hydro-Québec Distribution compte sur quatre grands types d’approvisionnement
2 de court terme qu’il entend gérer de façon dynamique en fonction des prix des
3 différentes sources, des besoins à satisfaire et des diverses contraintes
4 opérationnelles dont il doit prendre en compte en temps réel :

- 5 • les approvisionnements de court terme avec appel d’offres : dans cette
6 catégorie sont regroupés les appels d’offres pour des besoins à couvrir
7 par des approvisionnements de 3 mois à un an ;
- 8 • les approvisionnements de court terme sans appel d’offres : dans cette
9 catégorie se retrouvent les contrats d’approvisionnement de moins de
10 trois mois pour lesquels le Distributeur a demandé à la Régie d’être
11 dispensé d’appels d’offres (demande R-3539-2004) ;
- 12 • les approvisionnements relatifs à l’option d’électricité interruptible utilisée
13 pour accroître la flexibilité dans la gestion des pointes de charge
14 imprévues pour laquelle le Distributeur a demandé la reconduction à la
15 Régie (demande R-3538-2004) ;
- 16 • et l’entente cadre avec Hydro-Québec Production (actuellement en
17 négociation).

3.2.1 Les approvisionnements de court terme avec appel d’offres

18 En général, entre le lancement d’un appel d’offres de long terme et les premières
19 livraisons, il s’écoule environ 66 mois. Le Distributeur doit donc prévoir des
20 appels d’offres de court terme si des besoins additionnels sont prévus à
21 l’intérieur de ce délai. Ces appels d’offres peuvent couvrir différents horizons et
22 être lancés n’importe quand en cours d’année. En ce sens, le Distributeur a lancé
23 un premier appel d’offres de court terme en mai 2004 pour une puissance totale
24 de 250 MW et 2,2 TWh/an livrable sur la période du 1^{er} janvier au 31 décembre

1 2005. Il ressort de l'examen des offres que le prix de revient ferme libellé en
2 dollars américains est de 5,7 ¢US/kWh soit environ 7,5 ¢CDN/kWh (sur la base
3 du taux de change moyen prévu pour 2005). Pour répondre à des besoins
4 prévus pour 2005, le Distributeur lancera de nouveaux appels d'offres de court
5 terme d'ici la fin de l'année 2005.

6 Le Distributeur ne pouvant présumer du prix de revient de ces nouveaux appels
7 d'offres, le coût d'approvisionnement projeté a été évalué sur la base du contrat
8 de court terme récemment octroyé et des prix sur les marchés à terme pour un
9 an. Considérant ces différents prix, le Distributeur évalue que le prix de
10 7,5 ¢Can/kWh est un prix centré pour répondre à l'ensemble des besoins de
11 court terme pour l'année 2005. Cependant, tout écart relatif aux fluctuations des
12 composantes inhérentes à ce contrat et à tout autre contrat qui serait signé
13 postérieurement à celui-ci ne peut être dès à présent prévu. Au travers du
14 principe de transferts des coûts d'approvisionnements, le Distributeur vise la
15 récupération des écarts de toutes sources (prix, de taux de change et de
16 quantités). Dans le cadre de la pièce HQD-5, document 6, le Distributeur propose
17 un traitement du risque de change. Cependant, même en appliquant une gestion
18 active du risque de change, on ne peut éviter que des fluctuations du taux de
19 change affectent le coût réel des approvisionnements.

3.2.2 Les approvisionnements de court terme sans appel d'offres

20 Au-delà des besoins identifiés plusieurs mois à l'avance, il peut résulter des
21 déséquilibres entre l'offre et la demande de court terme. Ces déséquilibres
22 proviennent en partie de la variation de la demande découlant d'aléas
23 climatiques ou d'écarts par rapport à la demande réelle et en partie au défaut des
24 fournisseurs sous contrat avec le distributeur comme par exemple, lors de
25 pannes d'équipement. Pour faire face à ces éventualités, le Distributeur doit
26 compléter les moyens identifiés précédemment par des approvisionnements
27 dans un horizon de très court terme (inférieur à 3 mois) au fur et à mesure que

1 les besoins se font sentir. Pour cette catégorie d’approvisionnement, le
2 Distributeur a amorcé une démarche avec la Régie en vue de demander une
3 dispense d’aller en appel d’offres dans ces situations spécifiques (Demande R-
4 3539-2004).

5 Les quantités et les prix associés à ces approvisionnements présentent un
6 niveau très élevé d’imprévisibilité. À ce titre, le Distributeur demande donc que la
7 totalité des coûts additionnels soit reconnue dans le principe de transfert des
8 coûts d’approvisionnement. Dans tous les cas, seuls les coûts nets des effets
9 revenus anticipés au titre de la fourniture seront considérés.

3.3 Option d’électricité interruptible

10 Pour se doter d’une certaine flexibilité dans la gestion des pointes de charge
11 imprévues et des besoins en énergie, le Distributeur a proposé une option
12 d’électricité interruptible offerte aux grands clients consommateurs d’énergie.
13 Cette option a été approuvée par la Régie le 3 décembre 2003. Dans la
14 demande R-3538-2004, en cours d’examen, le Distributeur demande que cette
15 option soit prolongée pour une période de deux ans soit du 1^{er} décembre 2004
16 au 30 novembre 2006.

17 Cette option a pour effet de libérer de la puissance et de l’énergie grâce à
18 l’interruption de la consommation des grands clients industriels pendant une
19 période de trois à cinq heures. Le paiement des interruptions aux clients est
20 fonction du nombre de mégawatheures interrompus.

21 Dans sa décision D-2003-224 relative à cette option, la Régie a autorisé le
22 Distributeur à imputer les coûts associés à cette option à un compte de frais
23 reportés. Ce compte fait entre autre l’objet d’une demande de reconduction de
24 l’option d’électricité interruptible (R-3538-2004).

25 Le Distributeur réitère que le risque de conditions climatiques extrêmes ne peut
26 être prévu et que les coûts associés à l’option d’électricité interruptible devraient

1 donc être par principe reconnus et récupérés dans ses tarifs. Considérant que
2 l'électricité interrompue par les grands clients industriels sert à alimenter les
3 besoins québécois, aucune perte de revenu n'est associé à cette option.

3.4 Entente cadre avec Hydro-Québec Production

4 L'entente cadre entre Hydro-Québec Production et Hydro-Québec Distribution
5 vise à couvrir les besoins résiduels non comblés par un autre type
6 d'approvisionnement. L'énergie involontaire constatée après le fait constitue un
7 exemple où l'entente pourrait s'appliquer.

8 Le Distributeur déposera en temps opportun à la Régie cette entente en vue de
9 son approbation.

10 L'utilisation de l'entente cadre par le Distributeur étant tout à fait imprévisible , il
11 envisage donc demander à la Régie de reconnaître ces coûts et de le récupérer
12 dans ses tarifs.

4 OBJECTIFS POURSUIVIS ET MODALITÉS

4.1 Résumé de la demande

13 En résumé, le Distributeur cherche par la présente demande à se voir
14 reconnaître et à récupérer à même ses tarifs l'ensemble des écarts de toute
15 nature sur les coûts d'approvisionnement. Les écarts associés aux contrats de
16 court terme, de long terme, avec ou sans appel d'offres, les recours à l'option
17 d'électricité interruptible et à la prochaine entente cadre sont visés par la
18 demande même si certains écarts ne sont pas encore tangibles car trop lointains.
19 Les écarts dus aux variations en quantités et de diverses composantes de prix
20 dont le taux de change sont également couverts par la demande.

1 Il existe un risque réel de surfacturation ou de sousfacturation qui milite en faveur
2 de la mise en place du principe de « pass on » pour la fourniture et qui expose le
3 Distributeur à un risque d'affaires sans comparaison avec celui de SCGM,
4 notamment en raison d'un écart structurel entre les coûts d'approvisionnement et
5 les revenus au titre de l'approvisionnement et en l'absence d'un mécanisme
6 d'ajustement mensuel comme celui dont dispose Gaz Métropolitain.

4.2 Objectifs poursuivis

7 Hydro-Québec Distribution poursuit donc plusieurs objectifs par cette
8 demande :

- 9 1. se faire reconnaître le principe de transfert des coûts
10 d'approvisionnements au-delà du volume d'électricité patrimoniale, sans
11 perte ni profit;
- 12 2. se voir permettre la récupération des coûts additionnels
13 d'approvisionnement ;
- 14 3. transférer les coûts d'approvisionnement nets des revenus dans le coût
15 de service du Distributeur et dans les tarifs de sa clientèle;
- 16 4. faire accepter la mise en place d'un mécanisme simple, rapide et efficace
17 permettant le transfert dans le coût de service du Distributeur des coûts
18 nets non prévus d'approvisionnement et les récupérer via les tarifs de sa
19 clientèle.

4.3 Calcul des écarts nets

1 Le calcul des écarts nets comprend les trois grandes étapes suivantes :

4.3.1 Calcul des écarts de coûts d’approvisionnement

2 Les écarts de toute nature précédemment énoncés quant aux
3 approvisionnements de long terme, de court terme avec ou sans appel d’offres,
4 le recours à l’option d’électricité interruptible ou à l’entente cadre, en volume et
5 en prix entre les coûts d’approvisionnement projetés d’une année témoin et les
6 coûts réels, seront comptabilisés dans un seul compte.

7 Au total, pour une année réelle donnée, la part des écarts attribuable à des
8 variations (en plus ou en moins) de volume et celle attribuable à des variations
9 de prix(en plus ou en moins) seront distinguées pour chaque composante
10 d’écart.

11 Pour permettre à la Régie de l’énergie de suivre en cours d’année l’évolution des
12 coûts d’approvisionnement associés aux achats non prévus de court terme de
13 moins de trois mois, le Distributeur s’engage à transmettre sur une base
14 régulière à cette dernière toute l’information relative à tout achat de court terme
15 sur les marchés. Parmi ces informations figurent le prix, les quantités et les
16 fournisseurs.

17 En plus des informations en cours d’année, le Distributeur propose également,
18 pour l’ensemble des coûts d’approvisionnements d’une année donnée, un rendre
19 compte annuel à la Régie identifiant les écarts par rapport aux contrats signés et
20 les coûts additionnels non prévus lors du dépôt de la cause tarifaire.

4.3.2 Calcul des écarts de revenus

21 Bien que la facturation d’Hydro-Québec soit intégrée et ne se prête pas à une
22 mesure directe de la portion des revenus perçus au titre de la fourniture,

1 l'application de la méthode de répartition des coûts de fourniture par catégorie de
2 consommateurs approuvée par la Régie dans sa décision D-2003-93 permettra
3 de mesurer les écarts pertinents. Le coût unitaire moyen de fourniture pour
4 l'ensemble des catégories de consommateurs servira au calcul des montants
5 associés à la récupération des coûts d'approvisionnement. Sur la base du
6 principe que les tarifs permettent de recouvrer pleinement les coûts, le coût
7 moyen de fourniture correspond à la portion de la fourniture du tarif en vigueur.

8 Les écarts de revenus seront égaux au produit des écarts en volume, en plus ou
9 en moins, identifiés lors du calcul des écarts de coûts d'approvisionnement en
10 4.3.1., par le coût moyen de fourniture. Ces écarts de revenus seront également
11 versés dans le compte précédemment évoqué, en contrepartie des écarts de
12 coûts.

4.3.3 Calcul des écarts nets

13 Ce sont les écarts nets de la portion des revenus perçus au titre de la fourniture
14 que le Distributeur cherche à se faire reconnaître par la Régie. Les écarts nets
15 seront obtenus par différence entre les écarts de coûts d'approvisionnement et
16 les écarts de revenus.

4.4 Modalités de transfert des coûts au-delà de l'électricité patrimoniale

17 L'établissement des modalités de transfert doit tenir compte des éléments
18 contextuels suivants :

- 19 • le calcul des écarts survenant dans le cours d'une année témoin donnée
20 (par exemple : coûts projetés 2005) se fera sur la base des coûts réels
21 d'approvisionnement encourus cette même année (coûts réels 2005);
- 22 • compte tenu de la flexibilité offerte dans la gestion du décret patrimonial,
23 on ne pourra disposer de résultats intra annuels précis et finaux avant le

1 31 décembre de l'année réelle (2005) soit après le dépôt du dossier
2 tarifaire de l'année suivante (2006) .

3 En conséquence, les modalités de transfert proposées sont les suivantes :

- 4 • les écarts nets totaux en plus ou en moins sont reflétés **intégralement**
5 dans une cause tarifaire subséquente ;
- 6 • pour le moment, deux options d'intégration de ces écarts sont
7 envisagées :

8 **Option 1 :**

- 9 • Dans cette option, le calcul des écarts nets totaux se fera sur la base des
10 données réelles sur 12 mois portant sur la période du 1^{er} janvier au 31
11 décembre. Dans cette option, les écarts seront intégrés dans la cause
12 tarifaire du deuxième exercice subséquent.

13 **Option 2 :**

- 14 • Selon la deuxième option, le calcul des écarts nets totaux se fera sur la
15 base de deux lectures:
 - 16 ○ Une première lecture, à mi année, des écarts nets réels dans lesquels
17 seraient identifiés les écarts nets réels sur les coûts
18 d'approvisionnement de long terme, de court terme avec ou sans
19 appel d'offres à l'exception de ceux associés à l'entente cadre . Les
20 écarts associés à cette première lecture seront intégrés dans la cause
21 tarifaire subséquente.
 - 22 ○ Une seconde lecture sera effectuée à la fin de l'année couvrant les
23 écarts nets associés à la deuxième partie de l'année, à l'entente cadre
24 ainsi que tout ajustement qui serait requis par rapport à la première
25 lecture, le cas échéant. Ces écarts seront intégrés dans la cause
26 tarifaire du deuxième exercice subséquent.

- 1 • lors de toute demande de reconnaissance des écarts dans le revenu
2 requis du Distributeur, ce dernier déposera à la Régie toutes les pièces
3 supportant l'analyse de cette dernière ;
- 4 • dans le cas où il n'y aurait pas de cause tarifaire à tous les ans, le
5 Distributeur pourrait cumuler les coûts additionnels d'approvisionnement
6 sur une ou plusieurs années.

4.5 Traitement comptable

7 Sur le plan comptable, il est proposé de créer un compte de frais reportés dans
8 lequel seraient comptabilisés les écarts nets d'approvisionnement regroupant
9 toutes les sources d'écart identifiées précédemment.

10 Le Distributeur propose que soit versé intégralement dans ce compte, le compte
11 de frais reporté déjà existant pour l'option d'électricité interruptible pour lequel le
12 Distributeur a demandé la reconduction, considérant qu'aucun écart sur la
13 portion revenu ne lui est attribuable.

14 Dans ce compte de frais reportés, les éléments suivants seront comptabilisés
15 respectivement :

- 16 • les écarts nets précédemment décrits, à partir du moment où les coûts
17 seront encourus ;
- 18 • l'intérêt sur ces sommes, au taux moyen du coût en capital, calculé
19 mensuellement à partir du moment où l'écart net est constaté, jusqu'au
20 moment de sa récupération dans les tarifs du Distributeur lors d'une
21 demande tarifaire subséquente.

22 Pour les fins réglementaires, c'est d'ailleurs le solde cumulatif de ce compte que
23 le Distributeur demandera à la Régie de reconnaître et d'intégrer dans son coût
24 de service et ses tarifs.

4.6 Répartition des coûts aux catégories de consommateurs

1 Le Distributeur propose que le solde cumulatif du compte de frais reportés soit
2 traité comme les coûts d’approvisionnement qui prévoient un traitement global
3 pour les coûts d’approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux. La
4 répartition des coûts d’approvisionnement aux différentes catégories de
5 consommateurs se fera selon la méthode reconnue par la Régie dans sa
6 décision D-2003-93 en additionnant les produits des volumes de chaque
7 catégorie par les coûts répartis respectivement à ces catégories.

8

9 En résumé, Hydro-Québec Distribution entend que la Régie se prononce lors de
10 la cause relative à l’établissement du coût du service du Distributeur pour 2005
11 sur :

- 12 1. la reconnaissance du principe permettant au Distributeur de refléter les
13 coûts d’approvisionnement en électricité au-delà du volume d’électricité
14 patrimoniale sans perte ni profit dans le coût du service ;
- 15 2. la reconnaissance des écarts nets de coûts pour les volumes
16 contractés suite à une procédure d’appels d’offres et des coûts nets
17 pour les volumes non prévus et des impacts tarifaires en résultant
18 selon les modalités incluses dans ce document ;
- 19 3. l’autorisation de créer un compte de frais reportés dans lequel seraient
20 versés l’ensemble des écarts nets d’approvisionnement, incluant le
21 solde du compte portant sur l’option d’électricité interruptible, le tout
22 portant intérêt au taux moyen du coût en capital ;
- 23 4. l’autorisation à refléter le solde de ce compte de frais reportés dans la
24 cause tarifaire du deuxième exercice subséquent.