
RÉPONSE AUX QUESTIONNEMENTS DE LA RÉGIE

Introduction :

Lors de l'audience du 13 juillet, la Régie a partagé avec les participants au PEN certains questionnements qui subsistent quant à l'entente. Par la même occasion, la Régie reconnaissait que ces questionnements demeuraient compte tenu peut-être qu'il lui faut « *rattraper en une journée ce que [le groupe a] fait en vingt-sept (27) jours de travail ardu.* » Comme la Régie le mentionnait, le processus du PEN est un processus nouveau qui « *exige énormément de travail et je dirais de dépassement de la part de tous, pour pouvoir fonctionner.* » Les questionnements exprimés par la Régie le 13 juillet nous ont permis de constater que c'est peut-être effectivement beaucoup demander à la Régie que d'approuver, après une seule journée d'audiences, le résultat d'un processus qui aura pris 27 jours de *travail ardu*.

Même si certains des questionnements de la Régie portent sur des éléments qui sont inhérents au processus de négociation, nous sommes d'autre part aussi rassurés par le fait que ces questionnements sont malgré tout limités en nombre. Nous sommes aussi convaincus que la Régie trouvera ses réponses en lui donnant un peu plus du contexte de la négociation. C'est ainsi que nous avons choisi de traiter de chacun des questionnements émis par la Régie, d'aller plus loin dans l'identification des liens logiques entre les différents points de l'entente et de faire le lien avec l'intérêt public.

Les questionnements de la Régie nous apparaissent de deux ordres :

1. Certains questionnements portent sur l'intérêt public de certains éléments de l'entente.
2. D'autres portent sur la conformité légale (eu égard à la juridiction de la Régie) de certaines dispositions de l'entente.

Nous les aborderons cependant dans l'ordre de leur énoncé par la Régie lors des audiences du 13 juillet, c'est-à-dire :

1. Le facteur X :
 - A) La performance passée est-elle un bon guide ;
 - B) Serait-il approprié qu'il y ait un certain dépassement de l'amélioration historique avant de procéder à un partage des gains.
2. Le mode de partage :
 - A) **Comment assurer, comme minimum, le maintien de la performance** actuelle en termes de qualité de service et de sécurité du réseau comme condition d'accès de SCGM au partage.
3. Les considérations environnementales :
 - A) L'utilisation du test du moindre coût social devrait-elle être déterminée cas par cas ;
 - B) En ce qui concerne le FEÉ :

- 1 . les clients commerciaux devraient-ils être exclus du financement du
2 FEÉ ;
3 . la Régie peut-elle être liée par les décisions du conseil d'administration
4 du FEÉ ;
5 C) Est-il nécessaire d'avoir deux approches de mesures d'efficacité
6 énergétique et deux modes de financement distincts ;
7 D) La mise en place et le financement du Programme d'aide à la substitution
8 d'énergie plus polluante déborde-t-il le cadre d'un exercice visant à établir
9 un mécanisme incitatif.
10 4. La révision pour événement majeur :
11 A) Le manque de symétrie entre les balises servant de référence pour justifier
12 une révision du mécanisme.

13
14 **1. LE FACTEUR X :**

15
16 **A) La performance passée est-elle un bon guide**

17
18 Lors des audiences du 13 juillet, la Régie disait constater :

19
20 *« que dans la formule, le facteur X estimé à zéro point trois pour cent*
21 *(0,3 %), représente la productivité historique de SCGM dans ses*
22 *activités de distribution.*

23
24 *Considérant que l'objectif premier de toute entreprise se doit d'être*
25 *l'obtention d'une meilleure performance dans le futur que dans le passé,*
26 *signifiant pour un monopole comme SCGM, l'offre de tarif toujours plus*
27 *compétitif à ses clients, la Régie se questionne à savoir si la*
28 *performance passée donne un bon guide, d'une part relativement aux gains*
29 *de productivité typiques de l'économie québécoise et des utilités*
30 *publiques et, d'autre part, relativement à la position concurrentielle*
31 *entre les formes d'énergie et entre les distributeurs. »*

32
33 Ce questionnement nous amène à préciser que le facteur X de 0,3% n'est pas la
34 productivité historique de SCGM, qu'il ne doit pas se comparer au facteur de productivité
35 de l'ensemble de l'économie et qu'il est également difficilement comparable à ceux
36 retrouvés pour d'autres formes d'énergie ou d'autres distributeurs québécois puisqu'il ne
37 porte pas sur les mêmes composantes et n'est pas établi de la même manière que la
38 productivité multi factorielle par exemple.

39
40 L'entente prend bien soin de ne pas appeler le facteur X un facteur de productivité. C'est
41 d'ailleurs pour cette raison qu'elle précise, à la page 4, que la notion de « gains de
42 productivité » ne correspond pas nécessairement à la définition classique.

43
44 Notre facteur X ne peut être qualifié de facteur de productivité parce qu'il ne s'agit pas
45 d'un calcul tenant compte de la variation des quantités d'extrants par rapport aux
46 quantités d'intrants. Il s'agit plutôt d'un facteur établissant la relation entre l'évolution
47 historique des tarifs de SCGM et l'inflation, laquelle évolution historique a été évaluée
48 selon la méthodologie décrite à la réponse à la question 2.1 de la Régie et intègre
49 notamment la productivité historique de SCGM. Cette dernière n'a cependant pas été
50 calculée isolément.

1
2 Les participants ont choisi de comparer l'évolution des tarifs de SCGM à l'inflation pour
3 différentes raisons, dont la disponibilité des données et la signification de cet indice pour
4 les clients. Ils auraient pu aussi calculer une productivité totale de SCGM à partir de la
5 variation de ses intrants et il en aurait résulté un facteur de productivité possiblement
6 différent de notre facteur X. Cette approche semblait cependant difficilement réalisable
7 compte tenu de la difficulté à identifier précisément la variation des intrants et il est
8 probable que si cette approche avait été adoptée, nous serions encore en train de calculer
9 ou négocier.

10
11 Les participants ont donc choisi une voie plus simple, plus significative pour les clients
12 et, surtout, compatible avec le type de mécanisme retenu, ce qui ne serait pas le cas avec
13 un facteur de productivité conventionnel. Rappelons en effet que le mécanisme convenu
14 consiste à évaluer ce que seraient les tarifs si la tendance des dernières années (par
15 rapport à l'inflation) se maintenait, et à partager les gains si SCGM réussissait à faire
16 mieux. Il va de soi que la tendance des dernières années a été influencée entre autres par
17 les gains de productivité réalisés au cours de ces années. Mais la contribution précise de
18 ces gains de productivité n'a pas à être calculée et ne l'a pas été puisque ce que nous
19 comparerons, ce sera l'évolution future des tarifs avec leur évolution historique. Tel que
20 conçu, le mécanisme convenu ne nécessite donc pas de comparer directement les gains de
21 productivité futurs avec les gains de productivité historiques.

22
23 L'utilisation de notre facteur X et l'utilisation d'un facteur de productivité sont donc deux
24 approches différentes même si elles peuvent, dans leur application, s'équivaloir. En effet,
25 nous ne pouvons appliquer un facteur de productivité dans notre mécanisme sans en
26 ajuster les autres paramètres et vice-versa.. De façon très sommaire, nous pouvons dire
27 que :

- 28
- 29 • notre facteur X de 0,3% signifie que l'inflation des tarifs de SCGM est de
- 30 0,3% inférieure à l'inflation des prix à la consommation pour l'ensemble de
- 31 l'économie ;
- 32 • l'inflation des tarifs de SCGM résulte de l'inflation des intrants utilisés par
- 33 SCGM moins les gains de productivité réalisés ;
- 34 • l'inflation des prix à la consommation pour l'ensemble de l'économie résulte
- 35 de l'inflation des intrants utilisés par l'ensemble de l'économie moins les
- 36 gains de productivité de l'ensemble de l'économie.
- 37

38 De façon plus visuelle, le 0,3% résulte de la comparaison suivante :

39

Variation des intrants utilisés par SCGM	Variation des intrants utilisés par l'ensemble de l'économie
- Gains de productivité de SCGM	- Gains de productivité de l'ensemble de l'économie
= Inflation des tarifs de SCGM	= Inflation des prix à la consommation

Différence = facteur X = 0,3%

Ce tableau montre bien que le facteur X n'est pas un facteur de productivité et ne doit pas être comparé directement au facteur de productivité de l'ensemble de l'économie, ni même aux facteurs de productivité établis pour d'autres utilités publiques. En supposant que la variation des intrants de SCGM soit identique à la variation des intrants de l'ensemble de l'économie et en supposant que toutes autres choses sont par ailleurs égales, notre facteur X correspondrait tout au plus à l'écart entre la productivité de SCGM et celle de l'ensemble de l'économie, qui se retrouve dans le facteur d'inflation. Il faut donc prendre garde de conclure que le 0,3% historique reflète une faible performance historique. Cette notion est très bien expliquée dans le texte suivant (extrait du document 4 de la bibliographie de la Régie annexée à la décision D-99-121) :

« To retain simplicity, most CPI minus X indices retain common, economy-wide measures of price inflation. In the U.S., common price inflation measures include, in addition to CPI, the gross national product price deflator (GNP-PD) and the gross national product price index (GNP-PI). The key design issue for CPI minus X regulation is the selection of X. Because the price inflation index is multisector in nature, it includes the effects of existing average productivity. For these indices, the X factor should only include the incremental productivity expected for the industry (or firm) over the productivity of the economy. Usually X is first set using historical data on national productivity, public utilities, or the electric industry. »¹

Nous ne pourrions non plus, dans le mécanisme convenu, remplacer le facteur X par un facteur de productivité puisque le mécanisme convenu est justement conçu pour être appliqué par rapport à l'inflation des prix à la consommation et non par rapport à l'inflation des intrants de SCGM.

Le mécanisme convenu constitue un tout dont il est difficile de dissocier des parties pour les remplacer par d'autres. Par exemple, le niveau du facteur X est influencé par l'IPC utilisé. Si nous avons utilisé l'IPC Canada plutôt que l'IPC Québec, le facteur X aurait été de 0,14% plus élevé du simple fait que l'IPC Canada a été en moyenne de 0,14% supérieur à l'IPC Québec entre 1987 et 1999. Cela n'aurait par contre strictement rien changé quant à l'application du mécanisme puisqu'un facteur X plus élevé aurait donné le même résultat lorsque appliqué à une inflation d'autant plus élevée.

¹ Comnes, G.A.; Stoft, S.; Greene, N.; Hill, L. Performance-Based Ratemaking for Electric Utilities : Review of Plans and Analysis of Economic and Resource-Planning Issues, volume I, 1995, page 22 (document 4 de la bibliographie de la Régie)

1 Notre facteur X s'apparente davantage au X décrit plus haut par Comnes, c'est-à-dire la
 2 différence entre notre productivité et celle de l'ensemble de l'économie. **La productivité**
 3 **réelle de SCGM n'est donc pas mesurée mais nous pouvons conclure qu'elle aurait**
 4 **été, selon les calculs faits dans le groupe de travail et en supposant que l'évolution**
 5 **du coût des intrants de SCGM suit celle de l'ensemble de l'économie, de 0,3%**
 6 **supérieure à celle de l'économie en général.**

7
 8 Lorsque la Régie dit qu'elle :

9
 10 *« se questionne à savoir si la performance passée donne un bon*
 11 *guide (...) relativement à la position concurrentielle entre les*
 12 *formes d'énergie et entre les distributeurs. »*

13
 14 nous comprenons que la Régie se questionne sur la comparaison entre notre facteur X et
 15 ce qui est utilisé chez Gazifère ou ce qui serait implicitement derrière le « gel tarifaire »
 16 annoncé par Hydro-Québec. Deux remarques s'imposent :

- 17
 18 1. Le facteur de productivité applicable à Gazifère ne couvre que les
 19 dépenses d'exploitation alors que le facteur X de SCGM couvre
 20 l'ensemble des coûts de distribution.

21
 22 Un coup d'œil très rapide sur l'évolution des dépenses d'exploitation² de
 23 SCGM montre que le facteur X historique aurait certainement été plus
 24 élevé s'il avait été calculé seulement sur les dépenses d'exploitation :

	1990	2000	Écart en %
Dépenses d'exploitation (M\$)	91,5	104,9	
Volumes (10 ⁶ m ³)	5341	5921	
Dépenses / volumes	0,017132	0,017717	3,4%
Inflation (Québec)	88,1	108	22,6%

25
 26
 27 Sur une base volumétrique (sans toutefois tenir compte de l'évolution du
 28 type de clientèle), les dépenses d'exploitation n'ont augmenté que de 3,4%
 29 sur la période alors que l'inflation a augmenté de 22,6%. Il est évident que
 30 le facteur X aurait été plus élevé s'il n'avait été calculé que sur les
 31 dépenses d'exploitation, ce qui reflète bien sûr les efforts passés de SCGM
 32 et le soin apporté par la Régie et les intervenants pour contrôler cet
 33 élément du coût de service. Notre facteur X de 0,3% ne doit donc pas être
 34 comparé à un facteur de productivité qui ne s'appliquerait que sur des
 35 dépenses d'exploitation.

- 36
 37 2. Pour ce qui est du facteur de productivité qui serait implicitement derrière
 38 le « gel tarifaire » annoncé par Hydro-Québec, il faut ici aussi souligner le
 39 fait que le gel d'Hydro-Québec porte sur l'ensemble de ses coûts, incluant
 40 les coûts de production. Or il nous semble évident que l'élément

² Annexe 1 aux réponses aux questions de la Régie datées du 27 juin 2000.

1 production d'Hydro-Québec est particulièrement important dans ses coûts
2 et que l'évolution de ce coût est affectée par des considérations que la
3 Régie connaît bien et qui ne se retrouvent pas dans le coût de distribution
4 de SCGM. Nous devons notamment considérer le fait que, dans le gel
5 tarifaire annoncé par Hydro-Québec, les taux d'intérêt ne sont pas traités
6 comme exogènes, contrairement à ce qui se produit dans notre mécanisme.
7 Il est donc fort possible que le gel annoncé par Hydro-Québec soit
8 réalisable en grande partie en raison de la baisse des frais financiers
9 résultant entre autres du renouvellement de la dette à long terme à des taux
10 d'intérêt plus bas. Il nous est donc impossible de connaître la portion de la
11 productivité d'Hydro-Québec qui serait attribuable à la composante
12 distribution en considérant les taux d'intérêt exogènes. Les situations de
13 SCGM et d'Hydro-Québec n'ont donc rien de comparable.
14

15 En conclusion, il faut revenir à l'essence même de notre facteur X, qui est de mesurer
16 l'évolution historique des tarifs de SCGM par rapport à l'inflation (déduction faite de
17 l'impact favorable de la baisse des taux d'intérêt) en vue de mettre en place une formule
18 qui incitera SCGM à faire, dans le futur, mieux que ce que l'on aurait pu s'attendre sans
19 mécanisme incitatif. Or les participants ont convenu de mesurer l'évolution future des
20 tarifs par rapport à l'inflation. Il est donc normal et même essentiel que l'évolution
21 historique des tarifs par rapport à la même inflation soit utilisée pour fixer le niveau
22 auquel sera comparée l'évolution future des tarifs. Cette évolution historique est d'autant
23 plus pertinente qu'elle résulte de l'examen et de l'approbation par la Régie de tous les
24 éléments du coût de service qui la composent. Dans ce contexte, notre facteur X est
25 certainement un bon guide, voire le seul qui puisse être utilisé à cette fin.
26

27 **B) Serait-il approprié qu'il y ait un certain dépassement de l'amélioration**
28 **historique avant de procéder à un partage des gains.**
29

30 Du questionnement suivant :

31
32 *« La Régie se questionne également à savoir s'il serait approprié*
33 *qu'une certaine amélioration de la productivité de l'entreprise,*
34 *au-delà de l'amélioration historique, soit d'abord atteinte avant*
35 *de procéder à un partage des gains obtenus. »*
36

37 Nous comprenons que la Régie se demande s'il ne serait pas approprié d'ajouter au
38 Facteur X un « dividende client » ou « stretch factor ». La question d'ajouter ou non un
39 dividende client a été discutée dans le Groupe de travail et il a été convenu de ne pas en
40 ajouter en raison des caractéristiques du mécanisme convenu, essentiellement parce qu'il
41 est prévu un mode de partage de tous les gains au-delà du Facteur X. Rappelons que la
42 philosophie du mécanisme convenu repose sur un partage continu des gains de
43 productivité réalisés. Un dividende client revient à donner aux clients 100% des gains
44 jusqu'à concurrence de ce dividende client et implique un partage plus généreux en
45 faveur du distributeur par la suite. Nous voyons tout de suite que ces deux philosophies
46 sont bien différentes et les participants ont choisi celle qu'ils ont jugée plus positive, celle
47 du partage.

1
2 Le dividende client est un concept qui est utilisé pour garantir aux clients une certaine
3 part des gains de productivité. C'est ce qui se dégage clairement notamment de la
4 bibliographie de la Régie. Reprenons plus longuement l'extrait précité de Comnes :

5
6 *« To retain simplicity, most CPI minus X indices retain common, economy-wide*
7 *measures of price inflation. In the U.S., common price inflation measures include,*
8 *in addition to CPI, the gross national product price deflator (GNP-PD) and the*
9 *gross national product price index (GNP-PI). The key design issue for CPI minus*
10 *X regulation is the selection of X. Because the price inflation index is multisector*
11 *in nature, it includes the effects of existing average productivity. For these*
12 *indices, the X factor should only include the incremental productivity expected for*
13 *the industry (or firm) over the productivity of the economy. Usually X is first set*
14 *using historical data on national productivity, public utilities, or the electric*
15 *industry. It is reasonable to expect that individual firms subject to PBR will*
16 *outperform historical industry trends, however. To ensure that customers receive*
17 *a share of the expected enhanced productivity, it is not uncommon to add to X a*
18 *factor called a consumer productivity dividend or stretch factor. »³*

19
20 Il est clair de cet extrait que le dividende client vise à assurer aux clients une partie des
21 gains de productivité anticipés.

22
23 L'extrait suivant de J. M. Bauer montre également que le dividende client n'est qu'une
24 forme de partage :

25
26 *« Sharing mechanisms define how efficiency gains are split between the different*
27 *stakeholders.*

28
29 *They can be explicit or included as a « consumer dividend » in the productivity*
30 *offset factor »⁴*

31
32 Dans le mécanisme convenu, il a été décidé de prévoir explicitement un partage des gains
33 plutôt qu'implicitement par un dividende client. Il a été ainsi décidé de ne pas prévoir de
34 dividende client et de plutôt procéder à un **partage continuels dès que l'amélioration de**
35 **la performance de SCGM par rapport à l'inflation excède le Facteur X**. Les gains
36 de performance appartiennent en entier aux clients jusqu'à concurrence du Facteur X et,
37 au-delà de ce Facteur X, ils sont **toujours partagés** avec les clients. Ce choix des parties
38 a fait l'objet d'un consensus clair et se motive par le fait que notre mécanisme prévoit un
39 partage de tous les gains additionnels pendant cinq ans et la remise aux clients de la
40 totalité des gains dès la sixième année suivant leur réalisation.

41
³ Comnes, G.A.; Stoft, S.; Greene, N.; Hill, L. Performance-Based Ratemaking for Electric Utilities : Review of Plans and Analysis of Economic and Resource-Planning Issues, volume I, 1995, page 22 (document 4 de la bibliographie de la Régie)

⁴ Bauer, J.M. Regulatory Methods (II) : Performance-Based Regulation, dans le cadre de la 39th Annual Regulatory Studies Program, Michigan, 1997, (page 56 du document 2 de la bibliographie de la Régie).

1 Un dividende client n'est pas nécessaire dans le mécanisme convenu. Des auteurs cités
2 dans la bibliographie de la Régie indiquent qu'un dividende client est ajouté lorsqu'il n'y
3 a pas de partage. En effet, lorsqu'ils discutent de mécanismes de partage, les auteurs
4 Comnes, Stoft, Greene et Hill écrivent ce qui suit :

5
6 *“Supporters of the symmetric model argue that, rather than offer a high sharing*
7 *rate, the best way to provide consumers with a fair share of the net benefits is to*
8 *provide them with lower prices or revenues via an aggressive starting point or*
9 *stretch factor to the productivity offset”.*⁵

10
11 Rappelons que dans le « symmetric model », il y a une bande morte où les bénéfices vont
12 à 100% au distributeur. Les défenseurs de ce modèle voient donc que le « stretch factor »
13 est, dans ce genre de modèle avec bande morte sans partage en faveur des clients, une
14 façon de fournir aux clients une partie des bénéfices. Dans le modèle convenu par tous les
15 participants, il n'y a pas de bande morte. Les bénéfices y sont toujours partagés avec les
16 clients et il n'y a donc pas nécessité d'un « stretch factor ».

17
18 Quant aux détracteurs du « symmetric model », ils auraient deux arguments pour
19 supporter plutôt le « customer sharing model » :

20
21 *“Under certain assumptions, these models find that high sharing fraction are*
22 *preferable to low sharing fractions because stretch factor, although they*
23 *guarantee benefits to consumers, must be determined in advance.”*

24
25 *The second argument for high initial sharing mechanisms is that many “cheap”*
26 *productivity-enhancing opportunities exist. (...) overall ratepayer net benefits are*
27 *increased if ratepayers get to keep a larger fraction of benefits of the initial*
28 *“cheap” investments.”*⁶

29
30 Les deux types de modèles de partage sont donc possibles et chacun a ses avantages.
31 Mais les participants ont opté pour un modèle de partage qui s'apparente beaucoup plus
32 au « customer sharing model », lequel ne nécessite pas de « stretch factor ». C'est un
33 choix qui a été fait délibérément en négociation par les participants et qui n'a rien de
34 contraire à l'intérêt public puisque ce choix est reconnu valable par la littérature produite
35 par la Régie.

36
37 Au contraire, il pourrait même être davantage dans l'intérêt des clients si l'on se fie à
38 d'autres extraits de la bibliographie de la Régie. En principe, l'utilisation d'un mode de
39 partage ou d'un facteur de productivité plus élevé sont deux façons au moins tout aussi
40 valables d'atteindre un même objectif. Selon Comnes, l'utilisation d'un facteur de
41 productivité plus élevé pourrait être meilleur en théorie mais il admet aussi que certains

⁵ Comnes, G.A.; Stoft, S.; Greene, N.; Hill, L. Performance-Based Ratemaking for Electric Utilities : Review of Plans and Analysis of Economic and Resource-Planning Issues, volume I, 1995, page 25 (document 4 de la bibliographie de la Régie)

⁶ Comnes, G.A.; Stoft, S.; Greene, N.; Hill, L. Performance-Based Ratemaking for Electric Utilities : Review of Plans and Analysis of Economic and Resource-Planning Issues, volume I, 1995, page 26 (document 4 de la bibliographie de la Régie)

1 ont conclu que le mode de partage est en pratique plus avantageux pour les
2 consommateurs :

3
4 *“In theory, it is better to set an aggressive productivity target than to give*
5 *ratepayers a share of excess profits. In contrast to the efficiency loss potential*
6 *argued here, Gasmi et al. (1994), using simulated data on regulated firms, argue*
7 *that there is little or no loss in total welfare as a result of earnings sharing*
8 *mechanisms and that earnings sharing mechanisms increase the consumer’s*
9 *share of total welfare gains.”⁷*

10
11 Il n’est donc certainement pas contre l’intérêt public que les participants aient choisi entre
12 les deux solutions possibles, en l’occurrence le mode de partage, lequel est qualifié par
13 certains auteurs comme plus avantageux pour les clients.

14
15 Comnes explique d’ailleurs un peu plus loin :

16
17 *“Earnings sharing mechanisms are popular because they provide insurance*
18 *against “unacceptable” outcomes that could result from a mechanistic incentive*
19 *ratemaking process.”*

20
21 Le lien entre la présence ou non d’un dividende client et le mode de partage est repris
22 aussi par l’étude de MHB Consultants Inc. :

23
24 *“A utility might negotiate a net price increase of 2.0%. This might be implicitly*
25 *based on an expected inflation rate of 2.5% minus a 0.5% historical productivity*
26 *increase.*

27
28 *Another utility might negotiate an additional 0.5% “stretch factor” that increased*
29 *its guaranteed productivity savings from the historical rate of 0.5% to 1.0%. In*
30 *return, the utility would be allowed to keep a greater percentage of any profits.”*
31 *(nos soulignés)⁸*

32
33 Rappelons que le facteur X n’est pas un facteur de productivité et ne doit pas lui être
34 comparé directement. Comme nous l’avons vu précédemment, et en supposant que
35 l’évolution des intrants de SCGM suit celle des intrants de l’ensemble de l’économie,
36 un facteur X de 0,3% reflète une productivité de 0,3% supérieure à celle de l’ensemble de
37 l’économie.

38
39 Il faut enfin considérer que le Facteur X a été établi à partir des données historiques
40 réelles, donc en considérant les trop-perçus avant partage. En procédant ainsi, le Facteur
41 X obtenu est plus élevé que ce qui serait requis pour générer le même rendement que
42 dans le passé. En d’autres mots, si SCGM maintenait dans le futur la même productivité
43 que dans le passé, le Facteur X ferait en sorte que cela ne lui permettrait de générer que le

⁷ Comnes, G.A., Review of Performance-Based Ratemaking Plans for U.S. Gas Distribution Companies, 1994, page 23 (document 6 de la bibliographie de la Régie).

⁸ MHB Consultants, Inc. Performance based regulation : Design and Implementation Strategies, Edison Electric Institute, 1996, page 15 (document 12 de la bibliographie de la Régie).

1 rendement autorisé par la Régie selon la formule, sans plus, alors que cette même
2 performance lui avait permis de générer, dans le passé, le rendement autorisé par la Régie
3 plus la bonification provenant du partage des trop-perçus. Il s'agit donc en soi d'une
4 difficulté supplémentaire pour générer le même rendement que dans le passé.

5 6 **2. LE MODE DE PARTAGE**

7 8 **A) Comment assurer, comme minimum, le maintien de la performance actuelle** 9 **en termes de qualité de service et de sécurité du réseau comme condition** 10 **d'accès de SCGM au partage.**

11
12 Le questionnement de la Régie à cet égard est formulé dans ces termes :

13
14 *« Considérant que la recherche du maintien de la performance*
15 *actuelle du distributeur, en termes de qualité de service et de*
16 *sécurité du réseau, se doit d'être un minimum et que, par*
17 *ailleurs, les cibles et la formule proposés pour le mode de calcul*
18 *des pourcentages de réalisation des indices, permettent une*
19 *certaine détérioration de la performance sans affecter le plein*
20 *accès du distributeur à sa part du montant à être partagé, la*
21 *Régie se questionne à savoir comment assurer, comme minimum, ce*
22 *maintien de la performance actuelle. »*

23
24 Bien qu'il y ait des modifications dans la pondération des indices de qualité de service,
25 ces indices sont globalement au moins aussi exigeants et permettent d'assurer au moins le
26 maintien de la qualité de service. C'est ainsi que deux des quatre indices existants ont été
27 bonifiés, que trois nouveaux indices ont été ajoutés, dont l'indice ISO 14 001 qui
28 entraînera une amélioration notable de la qualité de service, c'est-à-dire la fourniture de
29 services dans un respect de plus en plus grand de l'environnement.

30 31 **Bonification des indices existants :**

32
33 Deux des indices existants ont été bonifiés. Il s'agit du délai de réponse aux appels
34 téléphoniques, qui est passé de 240 à 180 secondes pour la clientèle résidentielle, ainsi
35 que de la fréquence de lecture de la clientèle résidentielle avec chauffage, qui est passée
36 de 4 à 6 lectures par année. Ces nouvelles exigences forceront SCGM à améliorer sa
37 performance dans ces deux domaines puisque les résultats de ces deux indices ont été
38 respectivement, en 1999, de 91,2% et 96,5%.

39
40 Pour ce qui est de l'indice sur le délai de réponse aux appels d'urgence, il aurait été
41 difficile de l'améliorer puisqu'il est déjà de plus en plus difficile à atteindre en raison de
42 l'extension géographique continue du réseau. Notons aussi que cet indice se compare
43 déjà très favorablement aux indices équivalents utilisés chez Enbridge et Union Gas, où
44 le délai de réponse visé est de 60 minutes comparativement à 35 minutes chez SCGM.

45 46 **L'atteinte des trois nouveaux indices n'est pas acquise pour SCGM :**

47

1 Les trois nouveaux indices (ISO 14 001, procédure de recouvrement et d'interruption de
2 service et sondage sur la satisfaction de la clientèle) ne doivent pas être négligés et leur
3 atteinte, du moins pour deux des trois indices, est loin d'être acquise. Ces trois indices
4 s'adressent d'ailleurs à des aspects de la qualité du service qui ont été jugés importants
5 par les participants. L'importance de leur intégration dans le mécanisme incitatif ne doit
6 pas être sous-estimée.

7
8 ISO 14 001 permet, par exemple, d'ajouter la dimension environnementale aux indices de
9 qualité de service. Il s'agit là d'une amélioration, dans une nouvelle dimension (la
10 dimension environnementale), de la qualité de service par rapport à actuellement. C'est
11 certainement une amélioration de la qualité du service que de rendre les mêmes services
12 dans un plus grand respect de l'environnement. L'accréditation ISO 14 001 nécessite en
13 effet de mettre en place et maintenir un système de gestion environnementale rigoureux
14 qui incite à une amélioration continue en ce domaine. Elle implique aussi une formation
15 plus poussée des employés à l'égard de l'environnement, développant ainsi une
16 conscience environnementale plus grande. Le seul maintien d'ISO 14 001 nécessite des
17 audits de maintien et un audit complet à compter de la troisième année. Il faudra donc y
18 investir du temps et de l'argent qui pourraient être consacrés à d'autres projets en
19 l'absence de cet indice de qualité de service. Enfin, il faut noter que la non atteinte de
20 l'accréditation ISO-14001 porterait automatiquement le pourcentage global de réalisation
21 en deçà de 85% compte tenu de la pondération de cet indice au sein de l'indice global.
22 Alors non seulement ISO 14 001 est loin d'être acquis mais son obtention doit être
23 considérée comme une amélioration de la qualité du service.

24
25 Le sondage satisfaction de la clientèle est aussi un gain important pour les clients. Il
26 s'agit d'un indice global de la satisfaction de la clientèle et son inclusion forcera SCGM à
27 travailler tous les aspects de sa qualité de service pour éviter que le résultat de cet indice
28 ne tombe sous la cible visée. Il faut aussi réaliser ici que le résultat de ce sondage est
29 nouveau pour SCGM et que l'atteinte de la cible comporte une certaine dose d'incertitude
30 compte tenu de l'absence d'historique. L'importance de son ajout aux indices actuels ne
31 doit pas être minimisée.

32
33 Quant à la procédure de recouvrement et d'interruption de service, il était très important
34 pour certains participants d'ajouter cet indice pour assurer le maintien, sans durcissement,
35 de la procédure d'interruption actuellement en vigueur. Il s'agissait là d'une dimension
36 sociale que nous nous devions de considérer. Mentionnons au passage que cela
37 n'empêcherait pas un intervenant de soumettre à la Régie qu'elle a juridiction pour
38 modifier ou adoucir cette procédure. Mais les participants ont néanmoins déjà l'assurance
39 que le mécanisme incitatif ne permettra pas que SCGM durcisse cette procédure
40 unilatéralement. C'est un gain pour les participants qu'il ne faut pas négliger.

41 42 Le résultat global assure le maintien de la qualité de service

43
44 Certains participants ont insisté pour que les indices soient plus pénalisants lorsque la
45 cible n'est pas atteinte. Cela se reflète dans une pente plus prononcée (le pourcentage de
46 réalisation décroît plus rapidement lorsque la cible n'est pas atteinte) et aussi dans des

1 pénalités monétaires applicables dans certains cas. Un résultat inférieur à la cible se
2 traduit maintenant en un pourcentage de réalisation plus petit qu'antérieurement. Il y a
3 donc un incitatif plus grand à atteindre la cible de chacun des indices. Il s'agit ici aussi
4 d'un gain pour les clients.

5
6 De ce qui précède, la Régie peut retenir que les modifications apportées aux indices de
7 qualité de service répondent en grande partie aux demandes des participants représentant
8 l'intérêt public et constituent pour eux des gains appréciables. En retour, ils auront jugé
9 acceptable que l'atteinte du pourcentage de réalisation soit, si ISO 14 001 est obtenu,
10 rendue légèrement plus facile. C'est le propre d'une négociation où l'on cherche une
11 solution positive pour tous.

12
13 De façon globale, les indices retenus visent donc à maintenir la qualité de service tout
14 autant que le régime actuel et même plus. En effet, nous avons vu que la bonification des
15 indices existants ainsi que les nouveaux indices l'incitent à l'améliorer. D'autre part, le
16 mécanisme incitatif lui-même est une incitation pour SCGM à améliorer sa qualité de
17 service, tel que mentionné dans l'extrait suivant de la bibliographie de la Régie écrit par
18 Barbara R. Alexander⁹ :

19
20 *« In the long run, utility profits will increase because of excellent customer*
21 *service; efficient debt collection and increased market share as a result of*
22 *satisfied customers will go directly to the bottom line. »*

23
24 Nous sommes convaincus que les indices de qualité de service proposés incitent à
25 améliorer la qualité de service dans certains domaines et vont donc plus loin que ce qui
26 serait strictement requis pour maintenir la qualité de service existante, laquelle a tout de
27 même été reconnue comme satisfaisante par les participants dès les premières rencontres.
28 Il faut en effet le dire, la question de la suffisance de la qualité du service de SCGM est
29 une question qui a été effectivement discutée dans le groupe de travail dès les premières
30 rencontres et les indices proposés répondent à l'essentiel des préoccupations qui ont été
31 soulevées. Nous sommes convaincus que la proposition, telle que formulée, ne va certes
32 pas à l'encontre de l'intérêt public.

33 34 35 **3 LES CONSIDÉRATIONS ENVIRONNEMENTALES**

36 37 **A) L'utilisation du test du moindre coût social devrait-elle être déterminée cas** 38 **par cas**

39
40 La Régie se demande s'il serait plus approprié de faire plus tard le choix du test retenu
41 pour calculer l'incitatif à la performance du Plan d'efficacité énergétique.

42
43 *« La Régie n'a pas de questions sur le fait que le plan d'efficacité*
44 *énergétique soit traité comme une exclusion, non plus que sur le*
45 *principe de l'utilisation d'un incitatif à la performance; par ailleurs,*

⁹ Alexander, B.R. How to Construct a service quality index in performance-based ratemaking, Electricity Journal, April 1996, page 51 (document 1 de la Bibliographie de la Régie).

1 le test du moindre coût social est suggéré pour le calibrage de
2 l'incitatif relié au plan d'efficacité énergétique.

3
4 La Régie se questionne ainsi à savoir s'il ne serait pas plus approprié
5 de conserver une flexibilité permettant d'identifier au cas par cas quel
6 est le ou les meilleurs tests à utiliser pour calculer un incitatif
7 spécifique à chaque projet d'efficacité énergétique au sein du plan
8 d'efficacité énergétique. »

9
10 Il va de soi que le choix du test servant au calcul de l'incitatif à la performance aurait pu
11 en théorie être déterminé à l'intérieur du plan d'efficacité énergétique, tout comme le sera
12 d'ailleurs le choix des programmes eux-mêmes. Cependant, il faut bien comprendre que
13 le fait que l'entente ait précisé le test à partir duquel sera calculé l'incitatif ne limite en
14 rien la flexibilité permettant d'identifier au cas par cas le ou les meilleurs tests à utiliser
15 pour la sélection des programmes au sein du plan d'efficacité. De plus, en pratique, un
16 changement à ce niveau risquerait sérieusement de compromettre l'entente entre les
17 participants. L'utilisation du test du moindre coût social constitue en effet une question
18 de principe et un gain important pour certains participants, surtout compte tenu des
19 positions prises traditionnellement par SCGM à cet égard.

20
21 Par contre, même s'il s'agit d'une question de principe fort importante, il faut considérer
22 que le calcul de l'incitatif à la performance ne dépendra pas du niveau des externalités
23 utilisé dans le test. En d'autres mots, l'incitatif ne variera pas selon la valeur attribuée,
24 par exemple, à une tonne de CO₂.

25
26 Le mécanisme est conçu pour viser une récompense (pour la réalisation du Plan
27 d'efficacité énergétique) d'environ 10% des coûts des programmes d'efficacité
28 énergétique. Cette récompense visée est ensuite convertie en un pourcentage des
29 bénéfices sociaux nets. Ce pourcentage des bénéfices sociaux nets sera donc plus petit si
30 les externalités sont grandes et il sera plus grand si les externalités sont petites. En
31 conséquence, la valeur attribuée aux externalités n'a aucune incidence sur le montant de
32 la récompense. Il suffit que la valeur qui y est rattachée soit, au moment du calcul de la
33 récompense, la même que celle utilisée au moment du calcul du pourcentage des
34 bénéfices nets utilisé pour déterminer cette récompense.

35
36 L'exemple suivant permet de s'en convaincre :

37

38	• Coûts projetés (CP)	=	1M\$
39	• Bénéfice projeté (BP)	=	2M\$
40	• Bénéfice net projeté (BNP)	=	2M\$ - 1M\$ = 1M\$
41	• Facteur d'ajustement (A)	=	CP/BNP = 1,0

42

43 En supposant 100% d'atteinte des objectifs du Plan d'efficacité énergétique et que tous
44 les coûts et bénéfices soient tels que prévus, la récompense serait alors :

45

46	Récompense	=	BNR * A * 10% (où BNR = Bénéfice net réalisé)
47		=	1M\$ * 1,0 * 10%
48		=	100 000 \$

1
2 Si nous reprenons le même exemple mais avec une valeur pour les externalités deux fois
3 plus élevée, la récompense serait déterminée comme suit :

4

5 Coûts projetés (CP)	=	1M\$
6 Bénéfice projeté (BP)	=	4M\$
7 Bénéfice net projeté (BNP)	=	4M\$ - 1M\$ = 3M\$
8 Facteur d'ajustement (A)	=	CP/BNP = 0,33

9

10 En supposant 100% d'atteinte des objectifs du Plan d'efficacité énergétique et que tous
11 les coûts et bénéfices soient tels que prévus, la récompense serait alors :

12

13 Récompense	=	BNP * A * 10%
14	=	3M\$ * 0,33 * 10%
15	=	100 000 \$

16

17 L'utilisation du test du moindre coût social permet néanmoins d'assurer aux intervenants
18 que ce principe sera reconnu. Il s'agit là d'un bel exemple où le processus de négociation
19 aura permis aux participants d'aller plus loin que ce qui aurait pu se faire à l'intérieur
20 d'un processus plus traditionnel. Éliminer cette portion de l'entente serait certainement
21 techniquement possible mais équivaudrait à dénaturer l'entente et renier l'intégrité du
22 processus. Encore une fois, nous sommes d'avis que la proposition, telle que formulée, ne
23 va certes pas à l'encontre de l'intérêt public ni de la loi.

24

25 **B) En ce qui concerne le FEÉ**

26

27 i) les clients commerciaux devraient-ils être exclus du financement du FEÉ

28

29 La Régie nous dit :

30

31 *« La Régie comprend, dans un premier temps, que la dotation du*
32 *fonds d'efficacité énergétique, sera alimentée à même une partie*
33 *des gains de productivité réalisés par SCGM dans le cadre du*
34 *mécanisme incitatif.*

35

36 *Ainsi, quarante pour cent (40 %) de la part des clients, excluant*
37 *la part des clients industriels, seront affectés au fonds, au FEÉ.*

38

39 *Prenant en considération que le FEÉ donnera priorité aux*
40 *interventions effectuées chez les clients résidentiels à faible*
41 *revenu, pour la part affectée au secteur résidentiel, la Régie se*
42 *questionne à savoir si les clients commerciaux devraient eux aussi*
43 *être exclus, au même titre que les clients industriels, du*
44 *financement de ce programme ou si le financement d'un tel fonds,*
45 *dans la mesure où il est jugé d'intérêt public, devrait faire*
46 *l'objet d'un financement de toutes les parties. »*

47

48 L'entente prévoit spécifiquement¹⁰ que les projets d'efficacité énergétique du FEÉ se
49 feront autant chez la clientèle résidentielle que chez la clientèle commerciale (en fait,

¹⁰ Ligne 24 de la page 24 de l'entente du 15 mai 2000.

1 l'entente de « en partie (environ 50 %) dans le marché résidentiel et en partie (environ 50
2 %) dans les marchés commercial, institutionnel et petit industriel »). Sur cette seule base,
3 il serait normal que les deux clientèles participent à son financement. Il ne serait donc pas
4 approprié d'exclure le commercial du financement du FEÉ.

5
6 Quant à la pertinence d'étendre le financement du FEÉ à la clientèle industrielle, c'est
7 une question qui a été discutée dans le groupe de travail et il a été convenu d'exclure cette
8 clientèle autant de l'application des programmes du FEÉ que du financement du FEÉ. En
9 conclusion, nous sommes d'avis que la proposition, telle que formulée, est équitable et ne
10 va certes pas à l'encontre de l'intérêt public puisque les clientèles qui profiteront de ces
11 programmes seront celles qui y contribueront et que la Régie sera en mesure de
12 l'apprécier à chaque dossier tarifaire.

13
14 ii) la Régie peut-elle être liée par les décisions du conseil d'administration du FEÉ

15
16 La Régie pose son questionnement dans les termes suivants :

17
18 *« Par ailleurs, au sujet de la gestion du FEÉ, la Régie est d'avis
19 qu'elle seule a juridiction en matière de tarification et qu'elle
20 ne peut déléguer son pouvoir d'approuver les dépenses en matière
21 de tarification à l'organisme proposé.*

22
23 *La création d'un fonds d'efficacité énergétique et son financement
24 sont compatibles avec l'exercice de sa compétence en matière
25 tarifaire, mais elle ne peut l'exercer en étant liée par les
26 décisions du conseil d'administration de la corporation proposée.*

27
28 *La Régie ne peut exercer sa juridiction, eu égard aux programmes
29 proposés, qu'à l'occasion de demandes tarifaires et en assurer le
30 suivi lors du dépôt du rapport annuel du distributeur.*

31
32 *Devant un tel constat, la Régie se questionne à savoir si le
33 groupe de travail désire soumettre une autre approche de gestion
34 pour le FEÉ. »*

35
36 Notre compréhension est que la Régie s'interroge sur son rôle face au Fonds d'efficacité
37 énergétique et particulièrement quant à la gestion de ce Fonds.

38
39 Bien que les participants croyaient au départ que les modalités convenues respectaient la
40 juridiction de la Régie, ils ont néanmoins convenu ensemble de modifier l'entente à ce
41 niveau pour éviter tout doute possible quant à sa légalité.

42
43 C'est ainsi que le conseil d'administration de la corporation qui avait été proposé, aux
44 décisions duquel la Régie ne voulait pas être liée, a été remplacé par un « Comité de
45 gestion ». SCGM s'engage à administrer les fonds du FEÉ en conformité avec les
46 décisions de ce Comité de gestion et celles de la Régie. De cette façon, la Régie ne perdra
47 aucune juridiction quant à l'utilisation des fonds consacrés au FEÉ tout en assurant au
48 FEÉ l'indépendance vis-à-vis des décisions de SCGM. Cette nouvelle approche de
49 gestion est reflétée dans la nouvelle entente du 21 août 2000.

1 C) **Est-il nécessaire d'avoir deux approches de mesures d'efficacité énergétique**
2 **et deux modes de financement distincts**

3
4 La Régie se pose des questions sur la nécessité d'avoir deux approches distinctes :

5
6 « (...) la Régie comprend que les mesures d'efficacité énergétique
7 peuvent être entreprises soit dans le cadre du PEÉ, avec
8 financement provenant des revenus requis, qui est traité comme une
9 exclusion dans la formule, soit avec un financement provenant du
10 FEÉ.

11
12 Les deux approches sont complètement distinctes et
13 complémentaires, selon les indications fournies. La Régie se
14 questionne à savoir s'il est nécessaire d'avoir deux approches de
15 mesures d'efficacité énergétiques et deux modes de financement
16 distincts. »

17
18 Le Plan d'efficacité énergétique (« PEÉ »)¹¹ de SCGM est indépendant du FEÉ. Peu
19 importe le mécanisme incitatif en vigueur, le PEÉ comprendra les mesures qui seront
20 jugées nécessaires et compatibles avec les moyens de SCGM et de sa clientèle. Dans le
21 mécanisme incitatif, il a été convenu que si nous réussissions à mettre en place un
22 mécanisme incitant SCGM à réaliser des gains de productivité (donc des baisses de tarifs
23 potentielles et une amélioration de la situation concurrentielle) qui n'auraient pas été
24 réalisés autrement, une partie de ces gains (donc de ces baisses tarifaires) pourrait être
25 consacrée à la réalisation de programmes d'efficacité énergétique en sus de ce que SCGM
26 ferait de façon normale sans compromettre sa situation concurrentielle.

27
28 Le FEÉ est une caractéristique du mécanisme incitatif particulièrement intéressante en ce
29 qu'elle permet de concilier les intérêts de l'efficacité énergétique avec ceux de
30 l'amélioration de la performance. Le FEÉ est en effet pratiquement un mécanisme « auto
31 régulateur » à l'égard de l'incitatif à accroître les volumes résultant du mécanisme, lequel
32 incitatif pourrait autrement être perçu comme pervers. Ainsi, si les volumes distribués
33 augmentent, cela aura un effet positif sur les gains de productivité. Tel que le mécanisme
34 est conçu, une croissance des gains de productivité aura à son tour un effet positif sur le
35 financement du FEÉ, permettant d'accroître d'autant les efforts en efficacité énergétique
36 chez les clients de SCGM, compensant ainsi au moins partiellement les effets pervers du
37 mécanisme incitatif. En somme, plus les gains résultant de l'accroissement des volumes
38 seront importants, plus les ressources disponibles à l'efficacité énergétique seront
39 importantes, augmentant ainsi les probabilités que cet accroissement des volumes se fasse
40 de façon efficace sur le plan énergétique.

41
42 Le FEÉ vise donc à éviter que la croissance des volumes distribués se fasse à même une
43 croissance de l'inefficacité énergétique. Il y a un lien très étroit entre le FEÉ et le
44 mécanisme incitatif, ce qui n'est pas le cas pour le PEÉ. Le FEÉ est une réponse
45 systémique à la tendance structurelle du mécanisme à favoriser la croissance des volumes
46 distribués. Le PEÉ n'a pas ce caractère systémique. Il est d'ailleurs une exclusion, alors
47 que le FEÉ est intimement lié au fonctionnement du mécanisme. Le PEÉ et le FEÉ ont
48 tous deux des fonctions distinctes et complémentaires.

¹¹ Maintenant appelé PGEE dans le dossier R-3444-2000

1
2 Le *FEÉ* a aussi été voulu distinct du *PEÉ* pour :

- 3
4
- 5 • assurer les participants que les programmes d'efficacité du *FEÉ* ne seraient pas nécessairement choisis selon les mêmes critères que dans le *PEÉ* ;
 - 6 • assurer les participants que le *FEÉ* ne deviendrait pas un substitut du *PEÉ*. Les participants ne voulaient pas que le *FEÉ* devienne un prétexte pour *SCGM* à réduire ses efforts « normaux » en efficacité énergétique ;
 - 7 • assurer une certaine autonomie du *FEÉ*, d'une part pour éviter tout conflit d'intérêt entre *SCGM* et le *FEÉ*, mais aussi pour favoriser une certaine créativité dans la gestion du *FEÉ* et pour favoriser une plus grande implication du milieu. Le *FEÉ* favorisera ainsi une certaine expérimentation de mesures novatrices qu'il serait plus difficile d'inclure dans le *PEÉ*.
- 8
9
10
11
12
13
14

15 La coexistence du *FEÉ* et du *PEÉ* apparaît donc aux participants comme une caractéristique essentielle du mécanisme convenu qui ne va évidemment pas à l'encontre de l'intérêt public.

16
17
18

19 **D) La mise en place et le financement du Programme d'aide à la substitution d'énergie plus polluante déborde-t-il le cadre d'un exercice visant à établir un mécanisme incitatif.**

20
21
22

23 La Régie semble se demander ici si le Programme d'aide à la substitution d'énergie plus polluante peut être lié à un mécanisme incitatif :

24
25

26 « (...)un programme d'aide à la substitution d'énergie plus
27 polluante implique plusieurs formes d'énergie et peut trouver une
28 application très large.

29
30 La Régie se questionne à savoir si la mise en place et la
31 détermination du mode de financement d'un tel programme déborde le
32 cadre d'un exercice visant à établir un mécanisme incitatif
33 applicable à un distributeur gazier spécifique. »

34

35 Nous nous sommes inspirés ici notamment de la décision D-99-11¹² pour conclure qu'un tel programme est intimement lié à un mécanisme incitatif. Dans cette décision, la Régie réitérait une décision du 22 octobre 1998 comme suit :

36
37
38

39 « le développement durable et la préoccupation de l'environnement sont partie
40 intégrante de la toile de fond de la présente cause tarifaire de même que de toutes
41 les autres causes tarifaires à venir »

42

43 Bien qu'il ne vise pas à améliorer la performance de *SCGM*, il est, tout comme le *FEÉ*, lié au mécanisme parce qu'il vient compenser, au moins en partie, certains effets pervers inhérents à un mécanisme incitatif du type de celui convenu. Nous savons en effet qu'un mécanisme incitatif se rapprochant d'un plafonnement des prix incite le distributeur à accroître les volumes de ventes, ce qui peut, à première vue, sembler avoir des effets

44
45
46
47

¹² Page 7

1 néfastes sur l'environnement et l'atteinte du développement durable. Les participants ont
2 donc cherché par divers moyens à éliminer ou réduire cet effet pervers. Différentes
3 approches ont été proposées mais rejetées pour différentes raisons. Les participants ont
4 finalement convenu de l'approche présentée à la Régie, le programme d'aide à la
5 substitution d'énergies plus polluantes. Bien qu'elle ne soit pas incitative à proprement
6 parler (parce qu'il n'y a aucune récompense directe pour SCGM), il s'agit d'une
7 approche très positive qui encourage SCGM à réaliser les nouvelles ventes dans les
8 marchés les plus avantageux sur le plan environnemental en lui facilitant la vie dans ces
9 marchés. Il s'agit d'une caractéristique essentielle du mécanisme convenu puisqu'elle a
10 certainement contribué à ce que certains participants acceptent d'autres caractéristiques
11 du mécanisme qui leur sont moins favorables.

12
13 Nous pouvons tout aussi bien voir ce programme comme un programme incitant SCGM à
14 améliorer sa performance environnementale dans le développement des nouvelles ventes
15 en canalisant ses efforts vers la substitution d'énergies plus polluantes. C'est un des
16 éléments mis en place pour rééquilibrer le mécanisme en raison des effets néfastes sur
17 l'environnement que pourrait avoir un incitatif à augmenter à tout prix les volumes de
18 ventes. Il se compare donc à l'indice ISO 14 001 qui vise à ce que SCGM améliore sa
19 performance environnementale dans sa gestion.

20 21 22 4. LA RÉVISION POUR ÉVÉNEMENT MAJEUR

23 24 A) Le manque de symétrie entre les balises servant de référence pour justifier 25 une révision du mécanisme.

26
27 Lors des audiences du 13 juillet, la Régie disait à ce propos :

28
29 *« Selon le mécanisme proposé, la révision sera facultative, sur*
30 *demande d'une des parties intéressées, entre autres, soit à la*
31 *suite de trois années consécutives sans bonification de rendement,*
32 *soit lorsque la somme correspondant au dépassement cumulé du*
33 *revenu requis sur le revenu plafond et des manques à gagner excède*
34 *un point cinq pour cent (1,5 %) du montant de la base de*
35 *tarification, montant établi par le groupe, dans l'entente, à*
36 *environ vingt millions de dollars (20 M\$).*

37
38 *Selon l'analyse de l'ACIG, ce montant représenterait, après impôt,*
39 *cent quatorze (114) points de base. La Régie comprend que ce seuil*
40 *peut être atteint au cours d'une seule année ou sur une base*
41 *cumulative.*

42
43 *Par ailleurs, la révision sera obligatoire lorsque pendant deux*
44 *années consécutives, le taux de rendement sur l'avoir ordinaire*
45 *réalisé excède de quatre cents (400) points de base le taux de*
46 *rendement autorisé par l'application de la formule d'établissement*
47 *du taux de rendement approuvé.*

48
49 *De plus, la Régie comprend que sur une base strictement annuelle,*
50 *il n'existe aucun plafond.*

1 La Régie se questionne donc sur le manque de symétrie entre les
2 balises servant de référence pour justifier une révision du
3 mécanisme. »

4
5 Nous comprenons que la Régie se préoccupe du fait qu'une amélioration de la
6 productivité puisse permettre une bonification de rendement dont l'ampleur est plus
7 importante que le risque d'amputation du rendement qui pourrait survenir si la
8 performance de SCGM était moins bonne qu'historiquement. L'atteinte d'une plus
9 grande symétrie peut être obtenue de deux façons : en abaissant les opportunités de gains
10 possibles (baisse du seuil de révision qui est actuellement de 400 points de base) ou en
11 augmentant les risques de pertes possibles (hausse du seuil de révision qui est
12 actuellement de 1,5% de la base de tarification).

13
14 En ce qui concerne le 400 points de base, des preuves ont déjà été présentées sur le sujet
15 et, depuis, l'ACIG a d'ailleurs convenu que cette limite était acceptable en retirant sa
16 dissidence. Nous prenons donc ici pour acquis que la Régie a toute l'information
17 nécessaire pour décider que cette caractéristique de l'entente est conforme à la loi et à
18 l'intérêt public. Nous nous attarderons plutôt à démontrer que le mécanisme incitatif ne
19 doit pas nécessairement être symétrique et que le seuil de révision de 1,5% de la base de
20 tarification n'a donc pas à être équivalent à 400 points de base.

21
22 Pour comprendre l'asymétrie du mécanisme convenu, il faut garder à l'esprit l'objectif
23 fondamental d'un mécanisme incitatif, qui est de générer des gains de productivité,
24 lesquels se traduiront notamment en des baisses de tarifs pour les clients et en
25 bonification de rendement pour le distributeur. Quand de tels gains sont effectivement
26 générés et que cela produit des baisses de tarifs et une bonification de rendement, c'est
27 que le mécanisme fonctionne bien. Quand il n'y a pas de tels gains, et pire quand il y a
28 des pertes (hausses de tarifs ou détérioration du rendement), c'est que le mécanisme
29 fonctionne mal. Il nous apparaît tout à fait normal que l'on soit plus rapides à réagir
30 quand ça va mal que quand ça va bien, ce qui implique nécessairement une certaine
31 asymétrie entre les seuils de révision vers le haut et vers le bas.

32
33 Le mécanisme convenu est d'ailleurs, nous l'avons déjà dit, basé sur une philosophie de
34 partage. Cela signifie que, quand ça va bien, ça va bien pour tout le monde, et que quand
35 ça va mal, ça va mal aussi pour tout le monde. Il est donc parfaitement compréhensible
36 que tous aient décidé que l'on réagirait plus rapidement quand ça va mal que quand ça va
37 bien. Par ce qu'il faut bien comprendre qu'un seuil de révision moins élevé quand ça va
38 mal, ça sert aussi bien les intérêts de SCGM (qui voit ainsi son risque limité) que ceux
39 des clients et du public en général (qui a ainsi l'occasion de demander la révision d'un
40 mécanisme qui ne livre pas les résultats escomptés). Un seuil moins élevé est dans
41 l'intérêt de tous, donc dans l'intérêt public.

42
43 Il ne doit pas y avoir de symétrie dans les seuils de révision parce que le « problème »
44 n'est pas symétrique et que le traitement des écarts de part et d'autre n'est pas
45 symétrique. Quand ça va bien, il y a partage et personne ne devra par la suite rembourser
46 les gains ainsi partagés. Par contre, quand ça va mal, les clients sont appelés à absorber
47 dans un premier temps la totalité des dépassements que SCGM doit ultérieurement

1 compenser par des gains de productivité additionnels. La dynamique n'est donc pas
2 symétrique de part et d'autre et il est normal que le seuil de révision puisse être différent.

3
4 Il faut donc relativiser l'importance de l'absence de symétrie entre les seuils de révision
5 vers le haut et vers le bas. Cette asymétrie s'explique par les conséquences différentes
6 d'un rendement dépassant un certain seuil que d'un rendement moindre que le même
7 seuil. En effet, un rendement dépassant un certain seuil, disons par exemple 400 points de
8 base comme dans notre mécanisme, ne cause de préjudice à personne. Ce dépassement
9 est bénéfique pour les clients puisqu'il indique que de grands gains de productivité ont
10 été réalisés et permettront de baisser les tarifs. Par contre, un rendement de 400 points de
11 base inférieur au rendement raisonnable pourrait avoir un effet négatif sur la santé
12 financière du distributeur. Cet effet se ferait nécessairement sentir tôt ou tard sur la
13 qualité ou le coût des services offerts aux clients. Cela irait à l'encontre de la loi sur la
14 Régie de l'énergie qui vise à assurer la présence d'un distributeur de gaz naturel ayant
15 une bonne santé financière pour offrir ce qui demeure, après tout, un service d'utilité
16 publique à l'ensemble de la collectivité québécois. Ce n'est donc pas pour rien que les
17 organismes de réglementation, dont la Régie comme nous l'avons mentionné plus haut,
18 ont la responsabilité de préserver cette santé financière. Comme le rappelle Comnes :

19
20 *“Conversely, a utility that performs poorly will naturally try to suspend the*
21 *mechanism and seek rate relief. PUCs, which have obligations to preserve the*
22 *financial integrity of the companies they regulate, cannot ignore such request.”¹³*

23
24 La Régie doit aussi garder à l'esprit qu'elle conserve l'entier contrôle des conséquences
25 d'un seuil de révision fixé à 1,5% de la base de tarification. En effet, la Régie conserve
26 alors l'entière discrétion de la révision à apporter au mécanisme. Un seuil de révision à
27 1,5% de la base de tarification ne constitue pas, pour SCGM, une assurance que la Régie
28 augmentera ses chances de réaliser le rendement raisonnable. Il ne s'agit que d'une
29 possibilité d'en faire la demande à la Régie.

30
31 L'asymétrie du mécanisme s'explique également par la volonté des participants d'adopter
32 une approche positive à l'amélioration de la performance. Ils ont donc voulu utiliser
33 davantage l'approche du renforcement positif que celle du renforcement négatif. En
34 somme, si l'augmentation du risque peut constituer un moyen d'inciter un distributeur à
35 améliorer sa performance, il en existe d'autres plus positifs qui ont été choisis par les
36 participants et qui ne vont pas à l'encontre de l'intérêt public, bien au contraire.
37 L'asymétrie est donc une caractéristique compatible avec l'intérêt public et cohérente
38 avec les autres caractéristiques du mécanisme convenu.

39
40 C'est dans cet esprit que les parties ont cherché une approche positive où tous pourraient
41 gagner sans que ce soit aux dépens des autres. Cela est vrai pour tous les participants.
42 C'est une attitude que les participants ont convenu d'adopter et qui nous semblait en ligne
43 avec les motivations de la Régie dans la mise en place du PEN.

44
¹³ Comnes, G.A., Review of Performance-Based Ratemaking Plans for U.S. Gas Distribution Companies, 1994, page 23
(document 6 de la bibliographie de la Régie).

1 La recherche d'une approche positive nous apparaît évidemment dans l'intérêt public.
2 D'ailleurs, le document 8 de la bibliographie de la Régie annexée à la décision D-99-121
3 (ce document constitue un recueil de conférences) commence par l'introduction suivante :

4
5 « *The next two days are likely to be dominated by a positive view of incentive
6 regulation. (...)*

7
8 *Is "incentive regulation" an oxymoron? I suspect that over the next two days we
9 will find that it does not have to be. The task is set before us during this
10 conference is clear – how best to add incentives to regulation.*

11
12 *The first challenge is to develop some consensus on what an incentive is.
13 Webster's New World Dictionary defines "incentive" as "something that
14 stimulates one to take action, work harder, etc.; stimulus; encouragement." This
15 definition focuses on the human decision-making dimension of "incentive" and
16 the notion that the economic actor will derive benefit from working harder or
17 taking some sort of action. It is a highly positive or affirmative concept.*

18
19 *Incentive regulation attempts to find ways of stimulating better, more valuable or
20 desirable utility performance by providing some benefit in return for the desired
21 performance. Heaping more procedure on the participants, making the benefits
22 uncertain and trying to achieve some kind of "balance" by including explicit
23 penalties as a counter to benefits have little place in the design of a proactive
24 incentive regulation program.*

25
26 *The important thing about the market as an incentive regulation mechanism is
27 that most people enter into a business in a free market to make a buck, not to lose
28 one. People enter markets with hope and positive expectations, not with fear and
29 trepidation (though perhaps with some apprehension, with victory uncertain).
30 Markets bring out creative and aggressive talents, while regulation tends to
31 dampen down.*¹⁴

32
33 Une approche positive implique de récompenser sans nécessairement pénaliser, ce qui
34 entraîne forcément une certaine asymétrie dans le mécanisme. Cette possibilité
35 d'asymétrie dans le mode de partage est également reconnue par le personnel technique
36 du British Columbia Utilities Commission :

37
38 *"Finally, those implementing sharing mechanisms must decide whether the
39 sharing of losses and gains should be symmetric or asymmetric. Symmetric
40 mechanisms set the levels of and thresholds for rewards and penalties to be equal,
41 whereas in asymmetric mechanisms they are unequal."*¹⁵

14 EXNET. Incentive Regulation : Proceedings and papers, 1992, pages 1 et 2 (document 8 de la bibliographie de la Régie).

15 Fraser, Jim ; Brownell, Bob. Staff Background Paper on Performance-Based Ratemaking, British Columbia Utilities Commission, 1998, page 8 (document 9 de la bibliographie de la Régie).

1 Le recours à une bonification du rendement comme incitatif est aussi reconnu par les
2 auteurs dont Phillips¹⁶ :

3
4 *“At a minimum, a public utility must be afforded the opportunity not only of*
5 *assuring its financial integrity so that it can maintain its credit standing and*
6 *attract additional capital as needed, but also of achieving earnings comparable to*
7 *those of other companies having corresponding risks. Further, regulation may use*
8 *the rate of return as an incentive by awarding returns that are higher than the*
9 *minimum to those utilities with relatively greater efficiency.”* (nos soulignés)

10
11 L’ajout d’une bonification au rendement de base est donc conforme à l’intérêt public s’il
12 vise à récompenser une amélioration de la productivité.

13
14 Toujours selon Phillips¹⁷ :

15
16 *« And a few commissions have made a specific allowance for efficiency in setting*
17 *a fair rate of return.*

18
19 *Various proposals have been made to deal with this problem. The most frequently*
20 *stated suggestion is for commissions to make adjustments in the rate of return*
21 *according to measure(s) of performance, and some commissions have adopted*
22 *versions of this proposal. Particularly difficult, however, is the problem of*
23 *inefficiency. Should a commission find it necessary to impose a penalty for*
24 *inefficiency, a serious obstacle might be placed on the ability of a utility to attract*
25 *and hold capital. A reduction in earnings would almost certainly make it more*
26 *difficult for a utility to confront investors, thereby causing efficiency to decline*
27 *even further. But penalties have been imposed for service deficiencies (...)*

28
29 La question des pénalités pour une mauvaise performance ne semble donc pas devoir être
30 réglée par un rendement moindre mais plutôt par des pénalités reliées à la qualité du
31 service. Le mécanisme convenu entre les participants est donc davantage tourné vers cette
32 approche et on ne saurait donc conclure qu’il n’est pas d’intérêt public simplement parce
33 que le risque d’un rendement moindre est plus petit que le gain possible.

34
35 D’autre part, la non atteinte du rendement autorisé ne résulterait pas nécessairement
36 d’une mauvaise performance de SCGM. Le mécanisme incitatif convenu pousse le
37 distributeur à battre l’inflation du Facteur X année après année, améliorant ainsi sa
38 productivité. Cette formule présume qu’il existe suffisamment de possibilités
39 d’amélioration pour que le mécanisme demeure opérant sur une longue période. Des
40 possibilités d’amélioration existent sans doute au départ mais elles se feront, avec le
41 temps, de plus en plus rares et de plus en plus difficiles à réaliser. Il est probable que le
42 distributeur atteigne un jour le niveau de coût optimal, en deçà duquel il n’est de l’intérêt
43 de personne d’aller. Le niveau du coût optimal est inconnu et on ne peut prévoir quand il
44 sera atteint.

¹⁶ Charles F. Phillips Jr., The Regulation of Public Utilities, Public Utilities Reports, 1988, p. 357.

¹⁷ Charles F. Phillips Jr., The Regulation of Public Utilities, Public Utilities Reports, 1988, p. 383.

1
2 La formule adoptée reconnaît cette possibilité puisque contrairement à l'approche «price
3 cap» pure, elle permet de fixer les tarifs au-delà du plafond. Par contre, la formule
4 prévoit le remboursement des dépassements, par des gains futurs mais également même
5 s'il n'y en a pas. La limite de remboursement par l'entreprise se situe à 0,75% de la base
6 de tarification (1/2 de 1,5%), lorsque l'on met fin au mécanisme. Dans l'éventualité où
7 SCGM devait dépasser le plafond parce qu'elle serait simplement rendue au ou près du
8 coût optimal, il n'y aurait aucune raison de la pénaliser, bien au contraire. L'acceptation
9 de SCGM d'absorber une partie des manques à gagner constitue donc déjà une
10 concession importante puisqu'en principe, elle devrait avoir la possibilité de demander la
11 révision du mécanisme suite à une perte quelconque due à l'atteinte du coût optimal. Elle
12 est donc d'autant plus justifiée lorsque la perte dépasse 1,50% de la base de tarification.

13
14 SCGM sera nécessairement pénalisée lorsqu'elle aura atteint le niveau de coût optimal,
15 non seulement sans avoir manqué à la tâche mais lorsqu'elle a justement fait un effort
16 soutenu lui ayant permis d'améliorer suffisamment sa performance pour rejoindre ce
17 niveau de coût. L'imposition de la pénalité prévue constitue déjà un compromis
18 important. Accroître la limite au-delà de celle convenue serait nettement injuste et
19 contraire à l'esprit de l'encadrement incitatif convenu.

20
21 Remarquons enfin que l'absence de symétrie dans les balises servant à la révision du
22 mécanisme n'est pas unique à SCGM. Le document 3 de la bibliographie de la Régie
23 permet d'ailleurs de constater que chez San Diego Gas and Electric (mécanisme en
24 vigueur de 1994 à 1999), le mode de partage n'était pas précisé et qu'il y avait un seuil de
25 révision à 300 points de base. Une consultation d'un autre document de la bibliographie
26 de la Régie¹⁸ amène à préciser le mode de partage et que le seuil de révision de 300
27 points de base s'applique si le taux de rendement baisse mais aucun seuil de révision ne
28 s'applique si le taux de rendement augmente :

29
30 *"If the company's combined gas and electricity returns for a year are less than*
31 *100 basis points over the authorized ROR (about 200 ROE basis points), the*
32 *company's shareholders are allowed to keep the entire difference. If the return*
33 *are between 100 and 150 basis over the authorized ROR, the company must share*
34 *the extra 75%/25% between shareholders and customers. Above 150 basis points,*
35 *the company must share 50%/50%. The company's shareholders have to absorb*
36 *all losses from returns below the authorized ROR."*

37
38 *"If the company report annual combined gas and electric returns of 150 basis*
39 *points below the authorized ROR (approximately 300 ROE basis points or ten*
40 *times the modification trigger) a variety of parties may request a review of the*
41 *PBR mechanism. If annual returns are 300 basis points below the authorized*
42 *ROR, a review is automatically triggered."*

43
¹⁸ Comnes, G.A. ; Stoff, S. ; Greene, N. ; Hill, L. Performance-Based Ratemaking for Electric Utilities : Review of Plans and Analysis of Economic and Resource-Planning Issues, volume II, 1995, pages 63 et 64.

1 Le mécanisme en cours présentement chez San Diego Gas and Electric, approuvé en
2 1999, comporte une formule de partage à échelons. Les premiers 25 points de base de
3 rendement additionnel sur la base de tarification (équivalant à 50 points sur l'avoir
4 propre) sont attribués entièrement à l'entreprise. Par la suite, la part de l'entreprise varie
5 entre 25% et 100%, lorsque le rendement additionnel atteint 300 points de base ou plus
6 (600 points sur l'avoir). Quant aux balises portant sur le rendement inférieur au taux
7 autorisé, elles demeurent inchangées.

8
9 San Diego Gas and Electric peut donc continuer à partager tous les gains, sans aucun
10 seuil de révision et donc sans limite, alors qu'elle a le loisir de demander la révision du
11 mécanisme si son rendement tombe de plus de 300 points de base. D'un côté il n'y a pas
12 de seuil et de l'autre il y a un seuil de 300 points de base. C'est donc certainement une
13 situation tout aussi asymétrique que dans notre entente, où il y a un seuil des deux côtés
14 mais avec une valeur différente.

17 CONCLUSION

18
19 Lors des audiences du 13 juillet, la Régie disait :

20
21 *« La Régie a donc voulu partager avec toutes les parties ici présentes
22 certains questionnements qui témoignent de sa réflexion à ce jour et que
23 nous espérons qui pourra évoluer à la suite de vos précisions. »*

24
25 Nous avons la conviction que les réponses présentées ici auront permis à la Régie de faire
26 évoluer sa réflexion et qu'il en résultera l'approbation de l'entente, nouveau pas dans
27 l'évolution de la réglementation au Québec.

28
29 Nous invitons par ailleurs la Régie à considérer que ce qui est résulté du PEN est
30 probablement différent de ce qui serait ressorti d'un processus traditionnel d'audiences.
31 Et nous sommes convaincus que la Régie nous a invités dans ce processus pour que
32 l'intérêt public soit encore mieux servi. Il y a donc une forte présomption que le résultat
33 est encore plus conforme à l'intérêt public que ce que nous aurions pu espérer d'un
34 processus traditionnel.

35
36 Nous avons cité plusieurs extraits d'auteurs inclus à la bibliographie de la Régie qui
37 montrent que les caractéristiques du mécanisme convenu avec les participants qui sont
38 questionnées par la Régie ne sont pas uniques et se retrouvent ailleurs, même si leur
39 agencement est certainement unique et doit être vu dans son ensemble. Notre objectif
40 n'est pas de convaincre la Régie qu'il s'agit là des seules caractéristiques possibles et que
41 les autres doivent être rejetées. Notre intention est plutôt de démontrer que les
42 caractéristiques de notre mécanisme ont à tout le moins été jugées d'intérêt public dans
43 d'autres juridictions et qu'elles pourraient l'être tout autant chez nous.

44
45 Nous invitons aussi la Régie à considérer que l'intérêt public est bien servi quand l'intérêt
46 du distributeur rejoint les intérêts économique, social et environnemental comme dans le
47 mécanisme convenu unanimement par les participants... :

1 « le principal défi de la Régie est d'exercer ses pouvoirs de réglementation sans
2 entraver le libre jeu des forces du marché et tout en surveillant la protection de
3 l'intérêt des consommateurs, des distributeurs et du public en général. »¹⁹

4
5 L'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie est d'ailleurs à cet effet :

6
7 « Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt
8 public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du
9 transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des
10 besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité
11 au plan individuel comme au plan collectif. »

12
13 Faut-il aussi rappeler que c'est à l'invitation et avec l'appui de la Régie que les
14 participants se sont engagés dans le PEN. Dès son premier rapport annuel 1997-1998, la
15 Régie déclarait :

16
17 « [La Régie] encouragera également la consultation et la concertation entre les
18 parties, les rencontres préparatoires et les accords négociés entre participants,
19 afin de réduire autant que possible le coût de la Réglementation. »²⁰

20
21 Traditionnellement, un organisme de réglementation recherche l'intérêt public à
22 l'intérieur d'un processus où il doit trancher entre les positions de différentes parties
23 intéressées et dont la participation au processus est jugée d'intérêt public par l'organisme.
24 L'organisme de réglementation est alors souvent appelé à trancher entre différentes
25 positions souvent irréconciliables. L'intérêt public est pourtant jugé respecté par de telles
26 décisions. Ne devrait-il pas y avoir une présomption encore plus grande que, lorsque ce
27 n'est pas une décision mais un consensus qui est dégagé lors d'un tel processus, l'intérêt
28 public est d'autant plus respecté ? C'est ce qui ressort de l'extrait suivant du rapport
29 annuel 1998-1999 de la Régie :

30
31 « La participation active des intervenants contribue à ce que la Régie rende des
32 décisions éclairées qui tiennent compte des préoccupations économiques, sociales
33 et environnementales de même que de l'équité au plan individuel comme au plan
34 collectif. Il est ainsi plus facile à la Régie de concilier l'intérêt public, la
35 protection des consommateurs et un traitement équitable des distributeurs. »²¹

36
37 La Régie nous a d'ailleurs toujours encouragés à participer à un processus de
38 négociation :

39
40 « [La Régie] encouragera également la consultation et la concertation entre les
41 parties, les rencontres préparatoires et les règlements négociés, afin de réduire
42 autant que possible le coût de la réglementation. »²²

¹⁹ Régie de l'énergie, rapport annuel 1997-1998, page 3.

²⁰ Régie de l'énergie, rapport annuel 1997-1998, page 6.

²¹ Régie de l'énergie, rapport annuel 1998-1999, page 4

²² Notes pour une allocution de Monsieur Jean A. Guérin, Un organisme d'avant-garde pour affronter les défis du marché de l'énergie, Club d'électricité et Association Pipeline, 24 septembre 1997, page 19.

1

2 Le rapport annuel 1998-1999 était au même effet :

3

4 « [La Régie] encouragera notamment la consultation et la concertation entre les
5 intervenants, la tenue de rencontres techniques d'information et de rencontres
6 préparatoires, afin de réduire les délais et les coûts de la réglementation.

7

8 *La Régie entend suivre ainsi l'exemple de plusieurs autres organismes*
9 *réglementaires qui ont identifié des mécanismes alternatifs aux audiences sans*
10 *néanmoins compromettre la participation des intéressés ni leur droit d'être*
11 *entendus. »²³*

12

13 C'est maintenant aux signataires de l'entente d'inviter la Régie à entrer de plein pied dans
14 cette réglementation d'avant-garde en approuvant l'entente négociée suite à sa propre
15 invitation par les intervenants désignés par elle et selon ses règles de procédure, d'autant
16 plus que cette entente fait maintenant l'unanimité entre les parties.

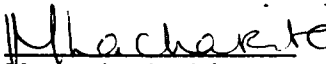
²³ Régie de l'énergie, rapport annuel 1998-1999, page 4.

1
2 Les soussignés confirment que la présente réponse aux questionnements de la Régie est conforme
3 aux décisions prises par les participants à la phase 3 du PEN.

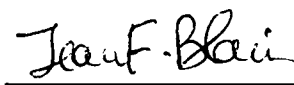
4
5
6 **ACIG :**


Anita Côté Verhaaf

7
8
9
10 **ARC / FACEF :**


Manon Lacharité

11
12
13
14 **CERQ :**


Jean-François Blain

15
16
17
18 **GRAMÉ / UDD :**


Yves Guérard

19
20
21
22 **OC :**


Yannick Vennes

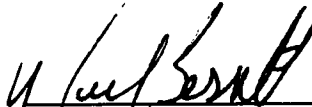
23
24
25
26 **RNCREQ :**


Jean Lacroix

27
28
29
30 **ROEE :**


Eric Michaud

31
32
33
34 **SCGM :**


Nicole Bessette

35
36
37
38
39 
Jean-Pierre Noël

40
41 **Le 21 août 2000**
42