



Québec, le 2 novembre 2009

Me Véronique Dubois
Secrétaire
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
Tour de la Bourse, C.P. 001
800, Place Victoria, 2^e étage, bureau 255
Montréal (Québec) H4Z 1A2

OBJET: Dossier : R-3708-2009
Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour
l'année tarifaire 2010-2011
N/ D : 1040515

Chère Consoeur,

Veillez trouver ci-joint la preuve de l'AQCIE et du CIFQ dans ce dossier constituée du rapport d'expert de Robert D. Knecht et du rapport d'analyse de Jean-Benoit Trahan.

Contrairement à leur habitude, nos clients ne produiront pas de mémoire dans ce dossier-ci. Elles tiennent toutefois à faire connaître d'ores et déjà leur désaccord avec deux propositions du Distributeur, celle de mettre en place un compte de frais reportés pour les mauvaises créances relatives à la clientèle Grandes entreprises (HQD-3, document 4) et celle de fixer à 8 jours le délai de production d'un dépôt ou d'une autre garantie et le délai de préavis d'interruption de service au cas de retard de paiement dans le cas d'un abonnement autre que domestique (HQD-11, document 1).

Les représentants de nos clients élaboreront davantage lors de l'audience relativement aux motifs de leur opposition qui tiennent essentiellement à ce qui suit :

A. Quant au compte de frais reportés, ils sont d'avis :

- que le risque lié à la perception des créances est inhérent au risque d'affaires du Distributeur et qu'il est considéré dans la détermination de son taux de rendement, lequel devrait être revu si le risque est éliminé;
- que les créances dues par la clientèle Grandes entreprises ne sont pas un élément hors du contrôle du Distributeur, précisément en raison du nombre limité de clients et de la relation étroite existant entre eux et le Distributeur;
- que la création d'un tel compte éliminerait tout incitatif à ce que le Distributeur prenne les mesures conservatoires appropriées et poursuive avec diligence la perception de ses comptes, au détriment de sa clientèle, en particulier de sa clientèle Grandes entreprises;



- que la création d'un tel compte n'est pas justifiée non plus dans la perspective où les mauvaises créances de cette nature sont d'un montant global généralement très peu élevé, tel qu'il appert du tableau produit par le Distributeur en réponse à la question 11.1 de la DDR de la Régie, lequel montre que ces créances n'ont représenté un montant important qu'à deux reprises au cours des dix dernières années, soit lors des périodes économiques difficiles de 2001 et de 2009 (encore que le Distributeur paraisse sur le point de récupérer la quasi-totalité du montant de 29 129 089 \$ présenté au titre des mauvaises créances de 2009).

B. Quant au délai de 8 jours proposé pour la production d'un dépôt ou d'une garantie dans le cas où un client a fait défaut de payer à échéance ne serait-ce qu'une seule facture, avec un retard même d'un jour, à une époque aussi lointaine que 24 mois, il leur paraît totalement déraisonnable. Nos clients se réjouissent du souci manifesté par le Distributeur de se protéger contre des pertes de revenu mais il leur paraît totalement irréaliste d'exiger d'un client la production d'un dépôt ou la fourniture d'une garantie, par exemple une lettre de crédit bancaire, dans un délai aussi court sous peine d'interruption immédiate du service. L'obtention de crédits de l'importance de ceux en cause (qui peuvent être de plusieurs millions de dollars) hors du cours normal des affaires ne se réalise normalement pas en quelques jours.

Finalement, nos clients notent que le taux d'intérêt versé par le Distributeur sur les dépôts correspond à celui des CPG d'un an de la Banque nationale du Canada. Dans le cas où les clients Grande puissance seraient appelés à verser un dépôt, au début ou en cours d'abonnement, ce sont des millions de dollars qui pourraient être versés à Hydro-Québec pour des durées allant jusqu'à 4 ans. Le taux d'intérêt sur de telles sommes devrait être fixé selon une méthode différente de manière à produire un rendement correspondant mieux au coût de l'argent pour les clients et au rendement que peut elle-même obtenir Hydro-Québec.

Veuillez agréer, chère consœur, l'expression de nos sentiments distingués.

STEIN MONAST s.e.n.c.r.l.

PIERRE PELLETIER

PP/lm
c.c. Me Éric Fraser, Hydro-Québec
Les Intervenants

IEc

BEFORE THE RÉGIE DE L'ÉNERGIE

IN THE MATTER OF:
HYDRO QUÉBEC DISTRIBUTION

Demande du Distributeur relative à
l'établissement des tarifs
d'électricité pour l'année tarifaire
2010-2011

DOSSIER R-3708-2009

2 November 2009

prepared on behalf of:

l'Association québécoise des consommateurs
industriels d'électricité (AQCIE)

Conseil de l'industrie forestière du Québec (CIFQ)

prepared evidence of:

Robert D. Knecht

Industrial Economics, Incorporated

2067 Massachusetts Avenue

Cambridge, MA 02140

INTRODUCTION 1 My name is Robert D. Knecht. I am a Principal and the Treasurer of Industrial
2 Economics, Incorporated (“IEc”), a consulting firm located at 2067 Massachusetts
3 Avenue, Cambridge, MA 02140. As part of my consulting practice, I prepare analyses
4 and expert testimony in the field of regulatory economics. In Canada, I have
5 submitted expert evidence in regulatory proceedings in Québec, Ontario, Alberta, New
6 Brunswick, Nova Scotia, Manitoba, and Prince Edward Island. In matters regarding
7 Hydro Québec Distribution (“HQD”), I have submitted evidence or reports before the
8 Régie in various dockets since 2001.

9 I obtained a B.S. degree in Economics from the Massachusetts Institute of Technology
10 in 1978, and a M.S. degree in Management from the Sloan School of Management at
11 M.I.T. in 1982, with concentrations in applied economics and finance. My *curriculum*
12 *vitae* and a schedule of my expert evidence presented to regulatory tribunals during
13 the past five years are attached as Exhibit IEc-1.

14 I was retained by l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité
15 (“AQCIE”) and the Conseil de l'industrie forestière du Québec (“CIFQ”) to evaluate
16 the following aspects of HQD’s filing:

- 17 • Allocation of unused capacity and net resale post-patrimonial generation
18 costs;
- 19 • Revenue allocation and tracking historical cross-subsidies.

1. POST-PATRIMONIAL 20 **PLEASE PROVIDE THE BACKGROUND FOR YOUR EVIDENCE IN RESPECT OF THE**
GENERATION COST 21 **ALLOCATION OF POST-PATRIMONIAL GENERATION COSTS.**

ALLOCATION 22 In my evidence in HQD’s last general rate application (at Docket No. R-2008-3677), I
23 concluded that HQD’s allocation of costs associated with the unused capacity from the
24 TransCanada Energy Becancour (“TCE”) contract and its losses on resold energy were
25 not consistent with cost causation or with the underlying principles of the hourly
26 method adopted by the Régie for other post-patrimonial generation costs. I referred to
27 these specific cost items as “stranded costs.” In my evidence, I made the following
28 observations:

- 29 • Average per-kWh unit costs for post-patrimonial loads are increasing, in
30 large part due to stranded costs;
- 31 • The allocation of stranded costs contributes significantly to the extremely
32 unusual result that allocated unit costs for high load factor customers are
33 *higher* than those for low load factor customers;
- 34 • Stranded costs are not causally related to consumption by any particular
35 class, but result in general from forecasts for load growth that have
36 subsequently proved to be over-stated;
- 37 • Reductions in large industrial load from forecast generally provide a benefit
38 to other rate classes, because resale revenue tends to exclude marginal

1 revenue from industrial customers and because non-industrial customers get
2 an increased share of the patrimonial entitlement.

3 As an alternative to HQD's method, I recommended that the costs associated with the
4 unused TCE capacity and the losses on resales be allocated in proportion to all
5 generation costs.

6 In its decision in that proceeding, the Régie directed HQD to evaluate my proposal.
7 Since that decision, HQD conducted a technical conference and presented its
8 evaluation in its evidence in this proceeding. On both occasions, HQD rejected my
9 proposed changes in favor of the methodology used in its filing in the R-3677-2008
10 proceeding.

11 **IN ITS EVIDENCE IN THIS PROCEEDING, HQD APPEARS TO TAKE UMBRAGE AT
12 YOUR REFERENCE TO THE TCE COSTS AND RESALE LOSSES AS "STRANDED
13 COSTS." PLEASE ADDRESS HQD'S CONCERN.**

14 My use of the term "stranded costs" was not intended to be derogatory. I certainly did
15 not have any intention of claiming that these costs were imprudently incurred. In
16 electric industry restructuring cases, stranded costs generally related to prudently
17 incurred generation costs that could not be directly recovered from the restructured,
18 market-based generation rates. While HQD's costs are not identical, there are close
19 parallels.

20 Both the TCE costs and the losses on the resale of energy are costs that are not related
21 to the delivery of energy to HQD's customers. Therefore, they cannot be directly
22 recovered in generation charges that are related to the cost for energy that is actually
23 supplied to customers. Moreover, it is my understanding that HQD will continue to
24 incur these stranded costs for the foreseeable future. As such, I deem that they are
25 generally consistent with the definition of stranded costs.

26 More importantly, the issue is not what the costs are called, but what causes them. My
27 view is that these costs are not caused by any demand from HQD's customers. They
28 are therefore not causally related to demand from HQD's customers. I would
29 certainly not object to the use of an alternative descriptive term for these costs, if it
30 reflects this cost causation principle. However, for convenience, I will continue to
31 refer to these costs collectively as "stranded costs" in this evidence.

32 **DOES HQD REBUT YOUR ASSERTION THAT STRANDED COSTS ARE CONTRIBUTING
33 TO INCREASES IN THE AVERAGE UNIT COST OF POST-PATRIMONIAL
34 GENERATION?**

35 No. In fact, as shown in Table IEC-1 below, the problem has gotten considerably
36 worse.

TABLE IEC-1 POST-PATRIMONIAL SUPPLY COSTS HOURLY METHOD CENTS PER KWH OF ENERGY GENERATED				
	2007	2008	2009	2010
Rate D	8.2	8.3	9.5	18.7
Rate G	8.3	8.5	10.5	20.9
Rate M	8.0	8.5	10.4	20.2
Rate L	8.0	8.8	10.4	21.8
<i>Total HQD</i>	<i>8.1</i>	<i>8.6</i>	<i>10.1</i>	<i>20.8</i>

1 DOES HQD REBUT YOUR ASSERTION THAT ITS TREATMENT OF STRANDED COSTS
2 CONTRIBUTES TO THE EXTREMELY UNUSUAL RESULT THAT UNIT COSTS FOR
3 HIGH LOAD FACTOR CUSTOMERS ARE HIGHER THAN THOSE FOR LOW LOAD
4 FACTOR CUSTOMERS?

5 No. First, as shown in Table IEC-1 above, HQD's implementation of the hourly
6 method continues to produce a result that is inconsistent with generation costs in any
7 jurisdiction in my experience.

8 Second, in Exhibit IEC-2, I present the information shown in Table R-5.a in HQD-13,
9 Document 4. Exhibit IEC-2 shows that, but for net resale costs, the large industrial
10 rate class is responsible for 39.4 percent of post-patrimonial generation costs, but it is
11 somehow responsible for 43.3 percent of the net resale costs. Moreover, Table R-5.a
12 does not account for the impacts of the TCE stranded costs in HQD's version of the
13 hourly method, which also over-assigns stranded costs to off-peak consumption.

14 DOES HQD REBUT YOUR ASSERTION THAT THE STRANDED COSTS ARE NOT
15 CAUSALLY RELATED TO ENERGY CONSUMPTION BY ANY RATE CLASS?

16 Not directly. However, in its discussion as to whether these costs should be called
17 "stranded," HQD appears to be arguing that these contracts are implicitly providing
18 flexibility in the form of *capacity* that would be available to meet load as needed, and
19 is therefore providing a benefit to existing customers.

20 Unfortunately, the hourly method of cost allocation espoused by HQD and adopted by
21 the Régie does not recognize *any* benefit to providing capacity -- it simply spreads the
22 costs from a particular generating facility or contract across all hours for which energy
23 is provided. Therefore, to the extent the unused capacity is providing benefits to
24 ratepayers, such benefits cannot be recognized within the cost allocation methodology
25 approved by the Régie for post-patrimonial generation costs.

26 DOES HQD REBUT YOUR ASSERTION THAT REDUCTIONS IN LARGE INDUSTRIAL
27 LOAD RELATIVE TO FORECAST PROVIDE A NET BENEFIT TO OTHER RATE
28 CLASSES?

29 No.

1 BEYOND ITS REFERENCE TO CAPACITY BENEFITS, DOES HQD OFFER ANY
2 ARGUMENTS IN SUPPORT OF ITS PROPOSED CONTINUATION OF THE
3 METHODOLOGY USED IN THE LAST PROCEEDING?

4 As I understand it, HQD argues (a) that the method for allocating these costs has
5 already been addressed by the Régie, including consideration of low levels of post-
6 patrimonial loads, and (b) that confidentiality concerns make it impossible to adopt an
7 alternative cost allocation methodology.

8 DO YOU AGREE WITH HQD'S ARGUMENTS REGARDING THE RÉGIE'S EARLIER
9 DECISIONS?

10 No, for two reasons. First, because the Régie directed that HQD review this issue in
11 this proceeding, I would conclude that the Régie did not consider its earlier decisions
12 regarding post-patrimonial cost allocation to be dispositive with respect to stranded
13 cost allocation.

14 Second, in adopting the hourly method, it is my understanding that (a) the Régie
15 anticipated that post-patrimonial load would continue to grow and that the load shapes
16 of post-patrimonial loads would eventually become more consistent with industry
17 norms, and (b) the Régie did not anticipate that stranded costs would be a significant
18 share of the overall patrimonial costs.

19 At least for the current proceeding, neither expectation applies.

20 In addition, it is important to recognize that the method that I propose will become
21 irrelevant if post-patrimonial loads eventually do grow large enough such that load
22 and cost patterns meet the Régie's expectations when it adopted the hourly method.
23 As post-patrimonial loads grow, stranded costs will decline and the need for a separate
24 allocation method for these costs will be eliminated.

25 I therefore view my proposal as a supplement to the hourly method. It will only
26 remain effective until the Régie's expectations for post-patrimonial load and cost
27 patterns are met. At that time, I would expect that the hourly method would begin
28 producing cost allocation results that are at least directionally consistent with cost
29 patterns in other regulated and unregulated jurisdictions.

30 WHAT OF HQD'S CONFIDENTIALITY ISSUE?

31 I believe that HQD's confidentiality concerns can be addressed with my proposed
32 method in the same way HQD addresses them with its method. In its current filing,
33 HQD confidentially assigns the stranded costs to each hour of the year based on the
34 methodologies that it uses for each type of cost. HQD then declines to provide any
35 additional information or simulations that would allow intervenors to deduce the
36 actual level of the stranded costs.¹

¹ For example, in the last proceeding, HQD provided revenue and costs for resale volumes by hour. It declined to do so in this proceeding, citing confidentiality.

1 If the Régie adopts my proposal, HQD can simply allocate the stranded costs to each
2 hour in a way that will produce the results of my proposed approach, and it can
3 continue to decline to provide alternative simulations that would allow parties to tease
4 out the confidential information.

5 **ARE THERE ANY OTHER RELEVANT CONSIDERATIONS IN THIS PROCEEDING?**

6 Yes. HQD's forecast for post-patrimonial generation requirements in 2010 is
7 radically different than the 2009 forecast. HQD forecasts that its post-patrimonial
8 generation requirements for its own customers are 72 percent lower than its forecast
9 for 2009, and that it will need *zero* post-patrimonial generation supply in over one-half
10 of the total hours in 2010. Moreover, because HQD incurs stranded costs in virtually
11 all hours of the year, the hourly method approved by the Régie cannot be used to
12 assign costs in those hours. Based on informal discovery, it is my understanding that,
13 for hours in which there is no post-patrimonial load, HQD allocates costs in
14 proportion to patrimonial loads.² In effect, HQD has adopted a variation of the Régie-
15 approved method for assigning stranded costs, at least for those hours in which there is
16 no post-patrimonial load.

17 Further, I estimate that at least \$180 million of HQD total post-patrimonial generation
18 costs of \$285 million are related to stranded costs and are not directly incurred to
19 provide energy to HQD's customers.

20 In effect, in HQD's method, the "tail is wagging the dog." A significant majority of
21 post-patrimonial generation costs are not related to post-patrimonial loads from
22 HQD's customers, but are incurred because load forecasts have not materialized. In
23 this context, it makes little sense to apply the hourly method, which is based on hourly
24 post-patrimonial loads, to costs that have no causal relationship to those loads. It is
25 better to treat these costs separately, and allocate them using some generally
26 reasonable aggregate methodology.

27 For that reason, I re-affirm my recommendation from last year that HQD's stranded
28 costs be allocated based on overall generation costs. It is my understanding that such
29 an allocation is shown in HQD-10, Document 2, Table 1, column 6.

² I cannot confirm this reported allocation method with the hourly load and cost information provided to me in IR responses. However, the discrepancies that I observe may be related information withheld from the IR responses for reasons of confidentiality.

2. REVENUE
ALLOCATION AND
CROSS-
SUBSIDIZATION

1 PLEASE PROVIDE A BRIEF BACKGROUND OF THE REGULATORY ISSUES
2 SURROUNDING REVENUE ALLOCATION FOR THIS PROCEEDING.³
3 The regulation of HQD is subject to the unusual (and quite possibly unique)
4 requirement that rates may not be adjusted in order to cause changes in historical
5 levels of cross-subsidization. How that cross-subsidization is measured was a matter
6 of some debate over several rate proceedings.

7 Nevertheless, in the 2006 HQD proceeding (R-3610-2006), the Régie approved a
8 methodology proposed by HQD which measures the increase in allocated per-kWh
9 cost from proceeding to proceeding, based on a consistent cost allocation
10 methodology. That is, HQD simulates its cost allocation methodology for the prior
11 test year and for the proposed test year with the same cost allocation methodology.
12 The difference in the per-kWh allocated costs between those two simulations is
13 deemed, under this methodology, to be the necessary difference in rates that would
14 result in *no change in cross-subsidies*.

15 Thus, in Docket R-3610-2006, the Régie implicitly adopted a new base level of cross-
16 subsidies.

17 However, in the last three proceedings, the Régie has not applied its cross-subsidy
18 approach for revenue allocation.⁴ Instead, it approved “across-the-board” rate
19 increases for all rate classes in all three cases.

20 In the current proceeding, HQD has again prepared its cross-subsidization analysis,
21 which implies differential rate increases are necessary to prevent cross-subsidies from
22 expanding. However, HQD has again proposed to apply an across-the-board rate
23 increase, in this case of 0.2 percent.

24 WHAT ARE THE IMPLICATIONS FOR CROSS-SUBSIDIES AMONG THE RATE CLASSES
25 FROM HQD’S PROPOSAL?

26 Exhibit IEc-3 attached to this evidence updates my analysis of the cross-subsidy
27 implications of HQD’s proposal. Unlike the past three proceedings, in this case, an
28 across-the-board increase *reduces* the annual cross-subsidy *to* the residential class. It
29 also reduces the cross-subsidy *from* the small and medium commercial classes.
30 Annual cross-subsidies *from* the large industrial class remain at about the same level
31 as they were last year.

³ This section of my testimony updates my quantitative analysis of the history of cross-subsidization among rate classes that I presented in HQD last base rates case. I have borrowed some of the text from that testimony as well.

⁴ I use the term “revenue allocation” to apply to how much of the overall increase in HQD’s revenue requirement is applied to each rate class. I use the term “rate design” to apply to how rates are structured to recover the revenue requirement assigned to each class in the revenue allocation process.

1 However, relative to the base year proceeding in 2006, the time at which the Régie
2 established the base conditions for cross-subsidies, the cumulative subsidies to the
3 residential class continue to grow, as do the cross-subsidies from all non-residential
4 classes. Cumulative cross-subsidy increases to the residential class over the four-year
5 period are now over \$400 million.

6 **WHAT ALTERNATIVE APPROACHES HAS HQD OFFERED FOR REVENUE**
7 **ALLOCATION IN THIS PROCEEDING?**

8 None. HQD proposes only an across-the-board increase of 0.2 percent. HQD is
9 apparently unwilling to consider rate decreases for those classes whose cross-subsidies
10 have increased since the R-3610-2006 proceeding.

11 **DO YOU HAVE SPECIFIC RECOMMENDATIONS REGARDING REVENUE ALLOCATION**
12 **IN THIS PROCEEDING?**

13 I believe that the Régie should, as a general rule, adopt differentiated rate increases
14 that reduce the growth in the cross-subsidies to the residential class. The total increase
15 in cross-subsidies to the residential class is now running at about \$125 million per
16 year, or only about 2.8 percent of current residential class revenues.

17 Increasing the residential class rate increase from the proposed 0.2 percent to 1.2
18 percent would provide about \$44 million in additional revenues. This would reduce
19 the growth in residential class cross-subsidies to approximately \$80 million, which is a
20 little more than half where they were last year. Based on the relative share of
21 historical cross-subsidies, I suggest that this \$44 million be split among the other
22 major rate classes in the following proportions:

23	Small General Service:	12 percent (\$ 5.2 million)
24	Medium General Service:	34 percent (\$15.0 million)
25	Large General Service:	54 percent (\$23.8 million)

26 While this proposal would not reverse the continued increase in cross-subsidies to the
27 residential class, it would at least mitigate that effect. Moreover, because the overall
28 HQD increase in this proceeding is quite small, the differentiated increase could be
29 imposed without imposing a significant rate increase upon residential customers.

CONCLUSIONS AND
RECOMMENDATIONS

30 My recommendations are as follows:

- 31 • Modify the HQD hourly cost allocation methodology to assign stranded costs
32 in proportion to overall generation costs, as shown in HQD-10, Document 2,
33 Table 1, column 6.
- 34 • Assign different rate increases to the various classes to reduce the growth of
35 cross-subsidies to the residential rate class, in a way that is consistent with the
36 Régie's interpretation of the principles of gradualism and equity.

EXHIBIT IEc-1

*CURRICULUM VITAE AND
EXPERT TESTIMONY SCHEDULE
OF
ROBERT D. KNECHT*



INDUSTRIAL ECONOMICS, INCORPORATED

ROBERT D. KNECHT

Robert D. Knecht specializes in the practical application of economics, finance and management theory to issues facing public and private sector clients. Mr. Knecht has more than twenty five years of consulting experience, focusing primarily on the energy, metals, and mining industries. He has consulted to industry, law firms, and government clients, both in the U.S. and internationally. He has participated in strategic and business planning studies, project evaluations, litigation and regulatory proceedings and policy analyses. His practice currently focuses primarily on utility regulation, and he has provided analysis and expert testimony in numerous U.S. and Canadian jurisdictions. In addition, as Treasurer of IEC since 1995, Mr. Knecht is responsible for the firm's accounting, finance and tax planning, as well as administration of the firm's retirement plans. Mr. Knecht's consulting assignments include the following projects:

- For the Pennsylvania Office of Small Business Advocate, Mr. Knecht provides analysis and expert testimony in industry restructuring, base rates and purchased energy cost proceedings involving electric, steam and natural gas distribution utilities. Mr. Knecht has analyzed the economics and financial issues of electric industry restructuring, stranded cost determination, fair rate of return, claimed utility expenses, cost allocation methods and rate design issues.
- For independent power producers and industrial customers in Alberta, Mr. Knecht has provided analysis and expert testimony in a variety of electric industry proceedings, including industry restructuring, cost unbundling, stranded cost recovery, transmission rate design, cost allocation and rate design.
- For industrial customers in Québec, Mr. Knecht has prepared economic analysis and expert testimony in regulatory proceedings regarding cost allocation, compliance with legislative requirements for cross-subsidization, and rate design.
- As a participant on various international teams of experts, Mr. Knecht has prepared the economic and financial analysis for industry restructuring studies involving the steel and iron ore industries in Venezuela, Poland, and Nigeria.
- For the U.S. Department of Justice and for several private sector clients, Mr. Knecht has prepared analyses of economic damages in a variety of litigation matters, including ERISA discrimination, breach of contract, fraudulent conveyance, natural resource damages and anti-trust cases.
- Mr. Knecht participates in numerous projects with colleagues at IEC preparing economic and environmental analyses associated with energy and utility industries for the U.S. Environmental Protection Agency.

Mr. Knecht holds a M.S. in Management from the Sloan School of Management at M.I.T., with concentrations in applied economics and finance. He also holds a B.S. in Economics from M.I.T. Prior to joining Industrial Economics as a principal in 1989, Mr. Knecht worked for seven years as an economic and management consultant at Marshall Bartlett, Incorporated. He also worked for two years as an economist in the Energy Group of Data Resources, Incorporated.

Industrial Economics, Incorporated
2067 Massachusetts Avenue
Cambridge, MA 02140 USA
617.354.0074 | 617.354.0463 fax
www.indecon.com

DOCKET #	REGULATOR	UTILITY	DATE	CLIENT	TOPICS
R-2009-2105904, 909, 911	Pennsylvania Public Utility Commission	UGI Penn Natural Gas, UGI Central Penn Gas, UGI Utilities Inc. Gas Division	July 2009	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Gas supply procurement hedging, unaccounted-for gas, revenue sharing mechanisms
R-2009-2093219	Pennsylvania Public Utility Commission	Columbia Gas of Pennsylvania	May 2009	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Revenue sharing mechanisms, retainage rate, gas procurement
R-2008-2079660	Pennsylvania Public Utility Commission	UGI Penn Natural Gas	May 2009	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Equity cost of capital, cost allocation, rate design
R-2008-2079675	Pennsylvania Public Utility Commission	UGI Central Penn Gas	May 2009	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Equity cost of capital, cost allocation, rate design
R-2008-2075250	Pennsylvania Public Utility Commission	T.W. Phillips Gas & Oil	April 2009	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Retainage rates
R-2009-2088076	Pennsylvania Public Utility Commission	Philadelphia Gas Works	April 2009	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Gas procurement
R-2009-2083181	Pennsylvania Public Utility Commission	National Fuel Gas Distribution	March 2009	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Retainage rates, gas procurement
P-2008-2060309	Pennsylvania Public Utility Commission	PPL Electric Utilities	December 2008	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Default electric supply procurement
R-2008-2073938	Pennsylvania Public Utility Commission	Philadelphia Gas Works	December 2008	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Revenue requirement, financial cash flows, cost allocation, rate design.
P-2008-2044561	Pennsylvania Public Utility Commission	Pike County Light & Power	October 2008	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Electric default service procurement
R-3669-2008	Régie de l'Énergie, Québec	Hydro Québec TransÉnergie	October 2008	AQCIE/CIFQ	Transmission cost allocation.
R-3677-2008	Régie de l'Énergie, Québec	Hydro Québec Distribution	October 2008	AQCIE/CIFQ	Post-patrimonial supply cost allocation, revenue allocation, rate design.
R-3673-2008	Régie de l'Énergie, Québec	Hydro Québec Distribution	August 2008	AQCIE/CIFQ	Electric supply contract modifications.

DOCKET #	REGULATOR	UTILITY	DATE	CLIENT	TOPICS
1550487	Alberta Utilities Commission	ENMAX Power Corporation	July 2008	D410 Group	Formula-based (performance-based) ratemaking; ratepayer-supplied equity contributions.
R-2008-2039417 et al.	Pennsylvania Public Utility Commission	UGI Utilities (Gas Division)	July 2008	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Design day demand forecast.
R-2008-2039284	Pennsylvania Public Utility Commission	UGI Penn Natural Gas	July 2008	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Revenue sharing, gas supply costs.
R-2008-2039634	Pennsylvania Public Utility Commission	PPL Gas Utilities	July 2008	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Lost and unaccounted-for gas, gas supply costs.
A-2008-2034045	Pennsylvania Public Utility Commission	UGI Utilities, PPL Gas Utilities	June 2008	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Public benefits of proposed sale.
R-2008-2011621	Pennsylvania Public Utility Commission	Columbia Gas of Pennsylvania	May 2008	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Cost allocation, revenue allocation, rate design.
R-2008-2028039	Pennsylvania Public Utility Commission	Columbia Gas of Pennsylvania	May 2008	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Gas supply cost functionalization; cost reconciliation method, sharing mechanisms.
R-3648-2007	Régie de l'Énergie, Québec	Hydro Québec Distribution	April 2008	AQCIE/CIFQ	Electric supply contract modifications.
R-2008-2021348	Pennsylvania Public Utility Commission	Philadelphia Gas Works	April 2008	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Sharing mechanisms, gas supply contracts.
R-2008-2012502	Pennsylvania Public Utility Commission	National Fuel Gas Distribution	March 2008	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Transportation and sales customer rate design, design day forecasts.
R-2008-2013026	Pennsylvania Public Utility Commission	T.W. Phillips Gas and Oil	March 2008	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Rate design treatment of capacity release revenues.
P-00072342	Pennsylvania Public Utility Commission	West Penn Power d/b/a Allegheny Power	February 2008	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Default service electricity procurement, rate design, reconciliation.

DOCKET #	REGULATOR	UTILITY	DATE	CLIENT	TOPICS
2007-004	New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities	New Brunswick Power Distribution and Customer Service Corporation	November 2007	New Brunswick Public Intervenor	Cost allocation, revenue allocation, rate design.
R-3644-2007	Régie de l'Énergie, Québec	Hydro Québec Distribution	October 2007	AQCIE/CIFQ	Cost allocation, revenue allocation, rate design.
P-00072305	Pennsylvania Public Utility Commission	Pennsylvania Power Corporation	July 2007	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Default electric service procurement.
R-00072334	Pennsylvania Public Utility Commission	UGI Penn Natural Gas, Inc.	July 2007	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Asset management arrangement, gas procurement.
R-00072333	Pennsylvania Public Utility Commission	PPL Gas Utilities Corporation	July 2007	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Design day forecasting, gas procurement.
R-00072155	Pennsylvania Public Utility Commission	PPL Electric Utilities Corporation	July 2007	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Cost allocation, revenue allocation, rate design, energy efficiency.
R-00049255 (Remand)	Pennsylvania Public Utility Commission	PPL Electric Utilities Corporation	May 2007	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Revenue allocation.
R-00072175	Pennsylvania Public Utility Commission	Columbia Gas of Pennsylvania, Inc.	May 2007	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Gas procurement.
R-00072110	Pennsylvania Public Utility Commission	Philadelphia Gas Works	April 2007	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Gas procurement, margin sharing mechanisms.
R-00061931	Pennsylvania Public Utility Commission	Philadelphia Gas Works	April 2007	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Cost allocation, revenue allocation, retail gas competition.
P-00072245	Pennsylvania Public Utility Commission	Pike County Light & Power Company	March 2007	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Default service procurement, rate design.
R-00072043	Pennsylvania Public Utility Commission	National Fuel Gas Distribution Company	March 2007	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Design day requirements.
C-20065942	Pennsylvania Public Utility Commission	Pike County Light & Power Company	November 2006	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Wholesale power procurement by provider of last resort.

DOCKET #	REGULATOR	UTILITY	DATE	CLIENT	TOPICS
R-3610-2006	Régie de l'Énergie, Québec	Hydro Québec Distribution	November 2006	AQCIE/CIFQ	Post-patrimonial generation cost allocation; cross-subsidization; rate design.
P-00052188	Pennsylvania Public Utility Commission	Pennsylvania Power Company	September 2006	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Affidavit: POLR rates, wholesale to retail.
R-00061493	Pennsylvania Public Utility Commission	National Fuel Gas Distribution Corporation	September 2006	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Rate of return, load forecasting, cost allocation, revenue allocation, rate design, revenue decoupling.
R-00061398	Pennsylvania Public Utility Commission	PPL Gas Utilities Corporation	August 2006	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Cost allocation, revenue allocation, rate design.
R-00061365	Pennsylvania Public Utility Commission	PG Energy/Southern Union Company	July 2006	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Merger savings, cost allocation, revenue allocation, rate design.
R-00061519	Pennsylvania Public Utility Commission	PPL Gas Utilities Corporation	July 2006	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Design day weather and throughput forecasts; gas supply hedging.
R-00061518	Pennsylvania Public Utility Commission	PG Energy/Southern Union Company	July 2006	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Design day weather and throughput forecasts; gas supply hedging.
A-125146	Pennsylvania Public Utility Commission	UGI Utilities, Inc., Southern Union Company	June 2006	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Public benefits of proposed sale of PG Energy to UGI; asset management agreement.
R-00061355	Pennsylvania Public Utility Commission	Columbia Gas of Pennsylvania	May 2006	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Gas supply and hedging plan; procedural issues
R-00061296	Pennsylvania Public Utility Commission	Philadelphia Gas Works	April 2006	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Gas procurement and procedural issues.
R-00061246	Pennsylvania Public Utility Commission	National Fuel Gas Distribution	March 2006	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Gas procurement; unaccounted for gas retention rates.
2005-002 Refiling	New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities	New Brunswick Power Distribution and Customer Service Company	February 2006	New Brunswick Public Intervenor	Cost allocation, rate design.
P-00052188	Pennsylvania Public Utility Commission	Pennsylvania Power Company	December 2005	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Cost allocation and rate design for POLR supplies.
R-3579-2005	Régie de l'Énergie, Québec	Hydro Québec Distribution	November 2005	AQCIE/CIFQ	Generation cost allocation; cross-subsidization; revenue allocation.



DOCKET #	REGULATOR	UTILITY	DATE	CLIENT	TOPICS
2005-002	New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities	New Brunswick Power Distribution and Customer Service Company	August 2005	New Brunswick Public Intervenor	Cost allocation, rate design.
R-00050538	Pennsylvania Public Utility Commission	PG Energy	July 2005	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Gas procurement diversification.
R-00050540	Pennsylvania Public Utility Commission	PPL Gas Utilities Corporation	July 2005	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Gas procurement, hedging, retention rates, sharing mechanism.
R-00050340	Pennsylvania Public Utility Commission	Columbia Gas of Pennsylvania	May 2005	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Gas procurement, hedging and diversification.
R-3563-2005	Régie de l'Énergie, Québec	Hydro Québec Distribution	April 2005	AQCIE/CIFQ	Generation cost allocation; industrial demand response.
R-00050264	Pennsylvania Public Utility Commission	Philadelphia Gas Works	April 2005	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Gas procurement, risk hedging, financing costs in the gas cost rate.
R-00050216	Pennsylvania Public Utility Commission	National Fuel Gas Distribution	March 2005	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Gas supply procurement and forward pricing policies.
EB-2004-0542	Ontario Energy Board	Union Gas Limited	March 2005	Tribute Resources Inc.	Cost allocation and rate design for service to embedded storage pools.
R-00049884	Pennsylvania Public Utility Commission	Pike County Light and Power (Gas Service)	January 2005	Pennsylvania Office of Small Business Advocate	Fair rate of return, cost allocation, class revenue assignment.

July 2009

EXHIBIT IE_c-2

***EFFECTS OF RESALE COSTS AND REVENUES
ON 2010 POST-PATRIMONIAL
ALLOCATED COSTS***

Exhibit IEC-2

Impact of Power Resales on Post-Patrimonial Generation Cost Allocation

	<i>Unit Cost (cts/kWh)</i>	<i>Energy at Generator (GWh)</i>	<i>Energy Share</i>	<i>Cost (\$mm)</i>	<i>Cost Share</i>
Costs Excluding Surplus					
Residential	9.46	504	36.7%	47.7	36.0%
Small/Medium General	9.56	341	24.8%	32.6	24.6%
Large Industrial	9.91	528	38.5%	52.3	39.4%
Total	9.66	1,373	100.0%	132.6	100.0%
Costs of Surplus Supplies					
Residential	16.69	366	29.0%	61.1	31.4%
Small/Medium General	15.53	311	24.6%	48.3	24.8%
Large Industrial	14.56	586	46.4%	85.3	43.8%
Total	15.42	1,263	100.0%	194.7	100.0%
Total Supply Cost					
Residential	12.51	870	33.0%	108.8	33.2%
Small/Medium General	12.41	652	24.7%	80.9	24.7%
Large Industrial	12.35	1,114	42.3%	137.6	42.0%
Total	12.42	2,636	100.0%	327.3	100.0%
Resale Revenues					
Residential	6.93	(366)	29.0%	(12.6)	29.8%
Small/Medium General	6.91	(311)	24.6%	(10.6)	25.1%
Large Industrial	6.58	(586)	46.4%	(19.1)	45.2%
Total	3.35	(1,263)	100.0%	(42.3)	100.0%
Post-Patrimonial Supply Cost					
Residential	19.09	504	36.7%	96.2	33.8%
Small/Medium General	20.62	341	24.8%	70.3	24.7%
Large Industrial	22.44	528	38.5%	118.5	41.6%
Total	20.76	1,373	100.0%	285.0	100.0%
<hr/>					
Net Effect of the Resale of Surplus Supplies	Cost Markup (cts/kWh)	Percent Markup	Cost (\$mm)	Cost Share	
Residential	9.62	101.7%	48.5	31.8%	
Small/Medium General	11.06	115.6%	37.7	24.7%	
Large Industrial	12.54	126.6%	66.2	43.4%	
Total	11.10	114.9%	152.4	100.0%	
<hr/>					

Source: HQD-13, Document 4, Table R-5.a

EXHIBIT IE_c-3

***ANALYSIS OF CUMULATIVE CHANGES IN
CROSS-SUBSIDIES AMONG RATE CLASSES***

EXHIBIT IEc-3

ANALYSIS OF CUMULATIVE CHANGES IN CROSS-SUBSIDIES

	Increase with No Change in Cross-Subsidy	Approved/ Proposed Increase	Increase in Cross-Subsidy (Percent)	Base Revenues (\$mm)	Increase in Cross-Subsidy (\$mm)	Cumulative Increase with No Change in Cross-Subsidy	Cumulative Approved/ Proposed Increase	Single Year Cumulative Increase in Subsidy
2007 Test Year								
Domestique	2.83%	1.92%	-0.91%	4,050	(36.7)	2.83%	1.92%	(36.67)
Petite Puissance	1.73%	1.92%	0.19%	1,275	2.5	1.73%	1.92%	2.45
Moyenne Puissance	1.03%	1.92%	0.89%	1,830	16.2	1.03%	1.92%	16.23
Grande Puissance	0.97%	1.92%	0.95%	1,971	18.7	0.97%	1.92%	18.71
Total	1.92%	1.92%	0.00%	9,126	0.7	1.92%	1.92%	0.72
2008 Test Year								
Domestique	4.31%	2.91%	-1.40%	4,165	(58.5)	7.26%	4.88%	(98.93)
Petite Puissance	1.32%	2.94%	1.61%	1,294	20.9	3.07%	4.91%	23.80
Moyenne Puissance	2.75%	2.87%	0.12%	1,879	2.3	3.81%	4.85%	19.44
Grande Puissance	1.06%	2.90%	1.84%	1,929	35.5	2.04%	4.88%	54.72
Total	2.90%	2.90%	0.00%	9,267	0.2	4.88%	4.88%	(0.95)
2009 Test Year								
Domestique	2.31%	1.22%	-1.09%	4,317	(47.1)	9.74%	6.16%	(154.35)
Petite Puissance	1.50%	1.22%	-0.28%	1,362	(3.9)	4.62%	6.19%	21.39
Moyenne Puissance	-0.48%	1.22%	1.70%	1,905	32.3	3.32%	6.13%	53.52
Grande Puissance	0.20%	1.22%	1.02%	1,820	18.5	2.25%	6.16%	71.19
Total	1.22%	1.22%	0.00%	9,404	(0.1)	6.16%	6.16%	(8.26)
2010 Test Year Proposed								
Domestique	-0.50%	0.20%	0.70%	4,432	31.1	9.19%	6.38%	(124.68)
Petite Puissance	1.71%	0.22%	-1.50%	1,388	(20.8)	6.41%	6.42%	0.13
Moyenne Puissance	0.75%	0.22%	-0.53%	1,858	(9.9)	4.09%	6.36%	42.11
Grande Puissance	0.19%	0.23%	0.04%	1,771	0.7	2.44%	6.40%	70.09
Total	0.20%	0.21%	0.01%	9,449	1.1	6.37%	6.38%	0.98
Cumulative Four-Year Cross-Subsidy (excluding interest)								
Domestique								(414.63)
Petite Puissance								47.77
Moyenne Puissance								131.30
Grande Puissance								214.71
Total								(7.51)

Exhibit IEC-3 (Continued)

Supporting Workpapers for Historical Cross-Subsidy Calculations

R-3708-2009 Filing

	Cost of Service		Sales Volume		Revenues			Unit Revenue Req'mt			Cost Growth	Regul. Provision	Adj.	Total	Change in Cross Subsidies				
	2009	2010	2008	2009	Before	After	%	2009	2010	Change					2008-09	Before	Proposed	Cost-Based	Percent
	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm		cts/kWh	cts/kWh		\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	
Domestic	5,256.2	5,317.2	60,440	61,346	4,432	4,441	0.20%	8.70	8.67	(0.03)	(17.79)	(23.90)	19.61	(22.08)	7.22	7.24	7.19	-0.50%	(31.1)
Small General	1,095.6	1,129.9	14,896	15,040	1,388	1,391	0.22%	7.35	7.51	0.16	23.73	(6.11)	6.14	23.76	9.23	9.25	9.39	1.71%	20.8
Medium General	1,453.4	1,418.5	26,811	25,897	1,858	1,862	0.22%	5.42	5.48	0.06	14.63	(8.98)	8.22	13.87	7.17	7.19	7.23	0.75%	9.9
Large Industrial	1,582.7	1,522.7	39,948	38,324	1,771	1,775	0.23%	3.96	3.97	0.01	4.33	(8.82)	7.84	3.35	4.62	4.63	4.63	0.19%	(0.7)
Total	9,387.9	9,388.3	142,095	140,607	9,449	9,469	0.21%	6.61	6.68	0.07	24.90	(47.81)	41.81	18.90	6.72	6.73	6.73	0.20%	(1.1)
Sources:	HQD-10, Document 4, Table 1				HQD-12, Doc. 2, page 8			HQD-13, Document 1, Table R-78.2-B					Calculations						

Decision 2009-016

	Cost of Service		Sales Volume		Revenues			Unit Revenue Req'mt			Cost Growth	Regul. Provision	Adj.	Total	Change in Cross Subsidies				
	2008	2009	2008	2009	Before	After	%	2008	2009	Change					2006-07	Before	Proposed	Cost-Based	Percent
	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm		cts/kWh	cts/kWh		\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	
Domestic	5,133.4	5,256.2	59,760	60,440	4,317	4,370	1.22%	8.59	8.70	0.11	64.40	16.10	19.31	99.81	7.14	7.23	7.31	2.31%	47.1
Small General	1,063.5	1,095.6	14,600	14,896	1,362	1,379	1.22%	7.28	7.35	0.07	10.55	3.83	6.09	20.47	9.14	9.25	9.28	1.50%	3.9
Medium General	1,505.2	1,453.4	27,331	26,811	1,905	1,928	1.22%	5.51	5.42	(0.09)	(23.15)	5.54	8.52	(9.09)	7.11	7.19	7.07	-0.48%	(32.3)
Large Industrial	1,736.3	1,582.7	43,569	39,948	1,820	1,842	1.22%	3.99	3.96	(0.02)	(9.27)	4.79	8.14	3.66	4.56	4.61	4.57	0.20%	(18.5)
Total	9,438.4	9,387.9	145,261	142,095	9,404	9,519	1.22%	6.50	6.61	0.11	42.53	30.26	42.06	114.85	6.62	6.70	6.70	1.22%	0.1
Sources:	Calculated				Calculated			HQD-13, Document 4, Table R-9.b					Calculations						

R-3677-2008 Filing

	Cost of Service		Sales Volume		Revenues			Unit Revenue Req'mt			Cost Growth	Regul. Provision	Adj.	Total	Change in Cross Subsidies				
	2008	2009	2008	2009	Before	After	%	2008	2009	Change					2007-08	Before	Proposed	Cost-Based	Percent
	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm		cts/kWh	cts/kWh		\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	
Domestic	5,133.4	5,311.9	59,760	60,440	4,317	4,412	2.20%	8.59	8.79	0.20	120.10	16.10	19.31	155.51	7.14	7.30	7.40	3.60%	60.5
Small General	1,063.5	1,110.1	14,600	14,896	1,362	1,392	2.20%	7.28	7.45	0.17	25.07	3.83	6.09	34.99	9.14	9.34	9.38	2.57%	5.0
Medium General	1,505.2	1,466.3	27,331	26,811	1,905	1,947	2.20%	5.51	5.47	(0.04)	(10.27)	5.54	8.52	3.79	7.11	7.26	7.12	0.20%	(38.2)
Large Industrial	1,736.3	1,591.7	43,569	39,948	1,820	1,860	2.20%	3.99	3.98	(0.00)	(0.28)	4.79	8.14	12.65	4.56	4.66	4.59	0.69%	(27.4)
Total	9,438.4	9,480.0	145,261	142,095	9,404	9,611	2.20%	6.50	6.67	0.17	134.62	30.26	42.06	206.94	6.62	6.76	6.76	2.20%	(0.1)
Sources:	Filing: HQD-11, Doc 1 Table 2				Filing: HQD-12, Doc. 3, page 3			Filing: HQD-16, Document 4, Table R-6A					Calculations						

Decision 2008-024 (Compliance for R-3644-2007)

	Cost of Service		Sales Volume		Revenues			Unit Revenue Req'mt			Cost Growth	Regul. Provision	Adj.	Total	Change in Cross Subsidies				
	2007	2008	2007	2008	Before	After	%	2007	2008	Change					2006-07	Before	Proposed	Cost-Based	Percent
	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm		cts/kWh	cts/kWh		\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	
Domestic	4,845.8	5,133.4	59,232	59,760	4,165	4,286	2.91%	8.18	8.59	0.41	244.39	(43.87)	(21.06)	179.46	6.97	7.17	7.27	4.31%	58.5
Small General	1,030.1	1,063.5	14,620	14,600	1,294	1,332	2.94%	7.05	7.28	0.24	34.78	(11.12)	(6.54)	17.12	8.86	9.12	8.98	1.32%	(20.9)
Medium General	1,418.8	1,505.2	27,129	27,331	1,879	1,933	2.87%	5.23	5.51	0.28	75.84	(14.62)	(9.50)	51.72	6.87	7.07	7.06	2.75%	(2.3)
Large Industrial	1,767.1	1,736.3	45,567	43,569	1,929	1,985	2.90%	3.88	3.99	0.11	46.67	(16.45)	(9.75)	20.46	4.43	4.56	4.47	1.06%	(35.5)
Total	9,061.8	9,438.4	146,548	145,261	9,267	9,536	2.90%	6.18	6.50	0.31	401.68	(86.06)	(46.85)	268.77	6.38	6.56	6.56	2.90%	(0.2)
Sources:	Filing: HQD-11, Doc 1 Table 2, R-3677-2008				Filing			Filing					Calculations						

R-3644-2007 Filing

	Cost of Service		Sales Volume		Revenues			Unit Revenue Req'mt			Cost Growth	Regul. Provision	Adj.	Total	Change in Cross Subsidies				
	2007	2008	2007	2008	Before	After	%	2007	2008	Change					2006-07	Before	Proposed	Cost-Based	Percent
	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm		cts/kWh	cts/kWh		\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	
Domestic	4,845.8	5,132.7	59,232	59,760	4,165	4,286	2.91%	8.18	8.59	0.41	243.69	(43.87)	(18.04)	181.78	6.97	7.17	7.27	4.36%	60.8
Small General	1,030.1	1,057.3	14,620	14,600	1,294	1,332	2.94%	7.05	7.24	0.20	28.58	(11.12)	(5.61)	11.86	8.86	9.12	8.94	0.92%	(26.1)
Medium General	1,418.8	1,501.1	27,129	27,331	1,879	1,933	2.87%	5.23	5.49	0.26	71.74	(14.62)	(8.14)	48.98	6.87	7.07	7.05	2.61%	(5.0)
Large Industrial	1,767.1	1,740.6	45,567	43,569	1,929	1,985	2.90%	3.88	4.00	0.12	50.97	(16.45)	(8.36)	26.16	4.43	4.56	4.49	1.36%	(29.8)
Total	9,061.8	9,431.7	146,548	145,261	9,267	9,536	2.90%	6.18	6.49	0.31	394.98	(86.06)	(40.15)	268.77	6.38	6.56	6.56	2.90%	(0.2)
Sources:	HQD-11, Doc 1 Table 2				HQD-12, Doc. 3, page 3			HQD-15, Document 4, Table R-22(c)					Calculations						

D-2007-12 (Compliance R-3610-2006)

	Cost of Service		Sales Volume		Revenues			Unit Revenue Req'mt			Cost Growth	Regul. Provision	Adj.	Total	Change in Cross Subsidies				
	2006	2007	2006	2007	Before	After	%	2006	2007	Change					2006-07	Before	Proposed	Cost-Based	Percent
	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm		cts/kWh	cts/kWh		\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	\$mm	
Domestic	-	-	59,232	59,760	4,050	4,128	1.92%	-	8.40	0.06	37.00	71.00	6.43	114.43	6.84	6.97	7.03	2.83%	36.7
Small General	-	-	14,620	14,600	1,275	1,299	1.92%	-	7.00	0.01	2.00	18.00	2.03	22.03	8.72	8.89	8.87	1.73%	(2.5)
Medium General	-	-	27,129	27,331	1,830	1,865	1.92%	-	5.10	(0.03)	(8.00)	24.00	2.91	18.91	6.75	6.88	6.82	1.03%	(16.2)
Large Industrial	-	-	45,567	43,569	1,971	2,009	1.92%	-	3.80	(0.02)	(10.00)	26.00	3.13	19.13	4.33	4.41	4.37	0.97%	(18.7)
Total	-	-	146,548	145,261	9,126	9,301	1.92%	-	6.20	0.01	21.00	139.00	14.50	175.50	6.23	6.35	6.35	1.92%	(0.7)
Sources:					HQD-12, Document 1, Table 28.			HQD-15, Document 4, Table R-22(d), R-3644-2007					Calculations						

Shaded cells represent input values

Rapport d'analyse

Préparé par M. Jean-Benoit Trahan
Eneconsult inc.

À la demande de
l'Association des consommateurs industriels d'électricité (AQCIE) et
du Conseil de l'industrie forestière du Québec (CIFQ)

Dans le cadre du dossier

R-3708-2009
(Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
pour l'année tarifaire 2010-2011)

Le 2 novembre 2009

Mandat

Nos services ont été retenus par l'AQCIE et le CIFQ afin de fournir un rapport d'analyse sur les trois sujets suivants :

1. L'établissement des coûts prospectifs des combustibles;
2. Les sorties d'actifs;
3. Les frais d'exploitation.

1. L'établissement des coûts prospectifs des combustibles et leur impact sur la disposition du CFR relatif aux coûts des combustibles

Le Distributeur propose de continuer d'utiliser une méthode d'établissement des coûts des combustibles similaire à celle des années précédentes, soit en utilisant la moyenne de chaque journée d'un mois des prix à terme du WTI. Cette année, il propose d'utiliser le mois de mai¹, alors qu'il avait utilisé le mois de juin l'an dernier.

Nous nous sommes questionnés à savoir si une autre méthodologie serait plus adéquate, par exemple l'utilisation d'une moyenne sur plusieurs mois. Or, il apparaît que le Distributeur n'a effectué aucune autre analyse à cet égard, préférant s'en remettre au compte d'écart² pour contrer la forte volatilité de ce poste.

À première vue, il nous semble que la proposition du Distributeur représente un risque plus important que l'utilisation d'une moyenne des prix à terme sur une plus longue période. En effet, si la prévision est effectuée dans un mois plancher ou pic, comme cela est arrivé l'an dernier, elle pourrait être encore plus éloignée de la réalité qu'en utilisant une moyenne de quelques mois.

Nous avons effectué une brève analyse en utilisant les données des prix à terme du WTI historique que nous a fournies le Distributeur. Nous avons comparé les prix des mois de mai et juin et une période 6 mois. Sans avoir effectué une analyse complète, les résultats initiaux ont démontré que l'utilisation d'une période plus longue, celle de 6 mois, n'avait pas nécessairement pour incidence de réduire la volatilité. Les biais ont été déplacés entre les années, mais il semble que les biais restent bien présents, notamment au niveau de l'ampleur.

Conséquemment, nous considérons que la proposition du Distributeur d'utiliser une moyenne d'un mois des prévisions journalières des prix à terme du WTI est valable sous réserve des périodes où les prix sont à leur plus haut ou à leur plus bas. Ainsi, il devient alors important, au cours des prochaines années, d'effectuer une analyse de la situation afin de faire une correction comme celle de l'année dernière, le cas échéant.

Pour cette année, nous ne considérons pas que le prix proposé se trouve en situation de pic ou de plancher et considérons acceptable d'utiliser la prévision du Distributeur.

¹ R-3708-2009, HQD-13, document 4, page 22.

² R-3708-2009, HQD-13, document 4, page 22.

2. Sorties d'actifs

Le Distributeur prévoit des sorties d'actifs d'environ 15 M\$, soit en moyenne ce qui a été le coût de cette rubrique dans les dernières années. Cependant, pour l'année 2010, le Distributeur propose un rehaussement de cette rubrique, la faisant passer à 50 M\$, pour trois raisons :

- ❖ Travaux de corroboration : + 11 M\$ (hausse de 257 %);
- ❖ Mise en conformité aux IFRS : +20 M\$;
- ❖ Autres : +4M\$ (hausse de 50 %).

2.1. Mise en conformité aux IFRS

Le Distributeur prévoit de faire une sortie d'actif de 20 M\$ en lien avec des travaux de mise en conformité pour le passage aux IFRS. Nous avons demandé si le Distributeur serait prêt à effectuer ces travaux durant l'année 2010 et à incorporer le montant de mise en conformité, suite au dépôt d'un rapport, pour le dossier 2011.

Le Distributeur a répondu qu'il n'envisageait pas cette option et a expliqué sa réponse ainsi :

« Les travaux dans le cadre de cette mise en conformité se tiendront tout au long de l'exercice 2010. Or, les travaux de mise en conformité prévus en 2010 seront terminés et comptabilisés que vers la fin de l'exercice financier 2010 pour permettre au Distributeur d'avoir une vue de l'ensemble des impacts, et assurer une cohérence dans le traitement de chacune des catégories d'actifs. Par conséquent, les travaux ne seront pas terminés pour le dépôt de la cause tarifaire 2011. »³

Cette réponse indique, selon nous, que le Distributeur ne sait pas très bien ce qu'il aura à effectuer, ce qui explique qu'il ne pourra avoir une vue d'ensemble cohérente que vers la fin de l'année 2010. De plus, il semble qu'il ne pourrait soumettre de rapport avant la fin de 2010, soit trop tard pour le dossier 2011... mais comment fait-il pour évaluer maintenant ces coûts à 20 M\$?

Il explique sa prévision en réponse à une question de la Régie en indiquant qu'il s'agit d'évaluations en lien avec des travaux similaires passés... et que cela ne représente que 0,2 % de la base tarifaire⁴. Comme si le fait que ce montant soit petit par rapport à la base excusait le fait que la méthode de prévision ne soit pas probante.

En fait, on dénote que ces travaux sont prévus dans le cadre de la conversion aux IFRS et que l'ensemble des travaux menant au passage vers les IFRS sont en train de se faire de

³ R-3708-2009, HQD-13, document 4, page 35.

⁴ R-3708-2009, HQD-13, document 1, page 94.

manière « *saucissonnée* » sans que la Régie et les intervenants aient la chance d'avoir une vision complète et cohérente de la situation.

À cet égard, le Distributeur indique que ces travaux ne peuvent faire partie de la phase II du dossier R-3703-2009 puisque ces sorties d'actifs doivent être passées aux charges durant l'année 2010 afin d'être conforme dès le 1^{er} novembre⁵. Mais à quoi servira donc la phase II ? N'est-il pas possible que la phase II mène à des réajustements comptables qui doivent se faire après le présent dossier tarifaire ?

En fait, nous n'arrivons pas à comprendre pourquoi il faudrait budgéter ici des coûts non prévisibles en vue d'un exercice qui devrait se faire dans un autre forum afin d'avoir une vision complète de la situation et ainsi prendre les décisions en connaissance de cause.

À cet égard, nous proposons les deux solutions suivantes à la Régie :

- ❖ Que ce sujet soit traité dans la phase II du dossier R-3703-2009 et que le montant demandé de 20 M\$ ne soit pas inclus dans les tarifs en 2010; que ces coûts soient traités avec les autres ajustements qui seront nécessaires suite à la phase II de ce dossier; subsidiairement
- ❖ Que la Régie autorise les travaux de mise en conformité durant l'année 2010 et que ce montant soit incorporé à un compte de frais reportés « transfert vers les IFRS », lequel sera traité dans le dossier R-3703-2009 ou dans les suivis (par exemple dans les prochaines causes tarifaires) qui seront nécessaires. Le montant de 20 M\$ serait encore une fois exclu du présent dossier tarifaire.

2.2. Travaux de corroboration et Autres sorties d'actifs

Il semble que les sorties d'actifs pour les travaux de corroboration et les autres sorties d'actifs soient plutôt volatiles. En effet, de 2004 à 2010, le montant dédié à ces éléments a été aussi bas que 7,8 M\$ et aussi haut que 34,1 M\$⁶. Cette année, le Distributeur propose un montant de 30 M\$, ce qui se situe en deçà du sommet historique (2004), mais largement supérieur au montant de l'année dernière.

Suite aux modifications implantées l'an dernier avec la fin du compte de frais reportés et l'intégration directe aux charges de l'estimation du Distributeur, il existe un risque de surestimation de ce poste. Toutefois, rien n'indique pour le moment que tel est le cas et nous ne pouvons contester les montants proposés par le Distributeur d'aucune façon.

Par conséquent, il semble important qu'un suivi soit effectué au cours des prochaines années sur les résultats réels de ce poste afin de vérifier si la prévision

⁵ R-3708-2009, HQD-13, document 1, page 93-94.

⁶ R-3677-2008, HQD-16, document 4, page 10.

du Distributeur pour ce poste est réaliste. Si tel n'est pas le cas, des actions devraient alors être prises.

3. Frais d'exploitation

Pour l'analyse de cet élément, nous soumettrons nos commentaires en deux temps : l'inflation et les éléments spécifiques.

3.1. L'inflation

Au cours de l'année 2009, le taux d'inflation devrait être d'environ 0,2 % alors qu'il avait été prévu, au dossier tarifaire, un taux de 2 %. Or, le dossier tarifaire du Distributeur ne semble pas refléter l'effet qui aurait dû être bénéfique de cette baisse du taux d'inflation sur ses dépenses de 2009 et incidemment sur celles de 2010.

Nous avons alors cru que le rehaussement de l'objectif d'efficience de 0,25 % prenait en considération ce phénomène. Le Distributeur indique plutôt qu'il n'en est rien⁷.

En fait, selon ce qui ressort du dossier, c'est que l'inflation a peu d'effets sur les coûts du Distributeur.

Ces informations mènent à plusieurs questions, dont la capacité des coûts du Distributeur d'être réellement influencés par le taux d'inflation. Et si tel n'est pas le cas, que vaut l'utilisation de l'inflation dans le cadre des évaluations des indices d'efficience (le Distributeur cherche « à contenir la croissance annuelle moyenne de ses indicateurs sous l'inflation sur une période mobile de 5 ans »⁸ ?

Cette année, la plupart des indices évalués sur une période de cinq ans présente d'ailleurs des résultats surpassant l'inflation sur la période 2006-2010. Ce phénomène découlerait des effets de la crise économique et financière, soit la réduction du nombre de kWh livrés et la hausse des mauvaises créances. Il sera intéressant de voir l'évolution de ces indices dès l'an prochain, lorsque les effets de la crise économique devraient avoir commencé à se résorber et que nous utiliserons une période de cinq années dont aucune n'aura été marquée par la période de gel des dépenses d'exploitation. De plus, afin de contrer cette analyse, le Distributeur « souligne que le taux d'inflation moyen constaté sur la période 2001 à 2010 a été supérieur à 2 % ».⁹ Or, durant la période 2006-2010, le taux d'inflation moyen est de 1,7 %, inférieur au taux prévu de 2 %. Et c'est durant cette période qu'il y a eu dégel des charges d'exploitation. C'est donc davantage avec ce taux que l'on devrait comparer l'efficience du Distributeur selon nous.

⁷ R-3708-2009, HQD-13, document 4, page 32.

⁸ R-3708-2009, HQD-7, document 2, page 7.

⁹ R-3708-2009, HQD-13, document 1, page 47.

Enfin, pour l'année 2010, les prévisionnistes tendent de plus en plus vers un taux d'inflation inférieur au 2 % utilisé dans le présent dossier, soit un taux de 1,8 %¹⁰. Si tel est le cas, le taux d'inflation moyen pour la période 2006-2010 sera encore inférieur au taux moyen de 1,7 %.

Conséquemment, nous considérons que la Régie doit tenir compte de la perte d'efficience face à l'inflation chez le Distributeur et, dès cette année, réduire les charges d'exploitation d'un montant d'au moins 10 M\$. Ce montant de 10 M\$ représente l'effet d'utiliser un redressement du facteur de croissance combiné des charges.

Quant aux arguments du Distributeur qui prétend que ces charges sont largement tributaires des salaires conventionnés, nous croyons que s'il a accepté des indexations salariales qui dépassent l'évolution de l'inflation, il doit s'assurer de contrer cette hausse de coûts par des gains de productivité. C'est son devoir en tant qu'entreprise réglementée de trouver des solutions à cet égard, puisque dans un contexte d'entreprise en concurrence, si on offre des salaires trop élevés sans obtenir en contre partie des gains de productivité minimalement compensant ces coûts, toutes choses étant égales par ailleurs, on voit ses parts de marché réduire pour cause de non compétitivité. Dans l'environnement réglementaire, on ne peut se contenter de dire que parce qu'il y a convention, on ne peut rien faire.

3.2. Éléments spécifiques

Au cours des dernières années, le Distributeur a fait entrer une série de « nouvelles » dépenses via l'utilisation des éléments spécifiques, indiquant qu'il s'agissait de dépenses supplémentaires à ce qu'il effectuait jusqu'alors.

Pour l'année 2010, les éléments spécifiques représentent une somme de 165 M\$ (en excluant les reclassements pour Schefferville et le contrôle de la végétation). Ce montant se veut relativement important lorsqu'on le compare aux autres activités du Distributeur, qui sont au montant de 1169,9 M\$. En fait, il s'agit pour 2010 de près de 12,4 % des activités du Distributeur qui deviennent des éléments spécifiques. L'ampleur de ces éléments milite pour que l'on se questionne sur la manière de traiter ces éléments et leur impact sur l'analyse de ce poste.

Depuis la venue des éléments spécifiques, nous nous interrogeons sur l'utilité d'une telle approche et surtout sur l'effet que cela occasionne sur l'analyse des activités du Distributeur dans le temps. En effet, dans la vie d'une entreprise, il y a des éléments particuliers qui apparaissent de temps à autres et d'autres qui disparaissent. L'entreprise doit composer avec l'ensemble de ces éléments. Or, depuis la mise en place des éléments spécifiques, il n'y a eu aucun élément spécifique qui a pris fin sans qu'il soit d'abord considéré comme un élément spécifique. En fait, ce serait comme si tous les éléments des

¹⁰ Voir Desjardins Études économiques, Volume 14, automne 2009, page 16; Perspectives économiques et financières, septembre 2009, RBC, page 8; Prévision Banque du Canada, via ConsensusEconomics, septembre 2009, <http://www.banqueducanada.ca/fr/taux/indinf-f.html>.

activités du Distributeur avant l'intégration de ce principe (éléments spécifiques) étaient de nature permanente et qu'aucun des éléments composants alors les activités du Distributeur n'aurait pris fin.

Ainsi, la fin d'éléments spécifiques non déclarés a pour effet d'offrir au Distributeur une réduction du coût de ses activités, lesquelles peuvent par la suite être rehaussée par l'introduction d'un autre élément spécifique qui pourrait avoir un objectif similaire.

De même, le reclassement d'éléments spécifiques pourrait mener à des « gains de productivité » de par la nature du poste et de la pérennité de la dépense.

3.2.1. Le reclassement d'éléments spécifiques

Cette année, le Distributeur propose de reclasser deux éléments spécifiques, soit l'alimentation des clients de la région de Schefferville et le contrôle de la végétation.

L'objectif du reclassement devrait être de faire passer le coût de certains éléments spécifiques aux activités habituelles du Distributeur. Une telle proposition de reclassement devrait se faire lorsqu'une activité est considérée permanente. De plus, afin de ne pas influencer positivement ou négativement les résultats futurs des activités du Distributeur, ces éléments devraient permettre de croire que ces coûts seront sensiblement les mêmes dans le futur.

Nous croyons que les deux reclassements ne respectent pas ces principes.

❖ Alimentation des clients de Schefferville

L'alimentation des clients de Schefferville répond bien, quant à nous, à la définition d'un élément spécifique. En effet, il s'agit d'un coût additionnel pour desservir un groupe de clients qui s'ajoute et qui ne correspond pas à la croissance naturelle du réseau. Ainsi, il occasionne une hausse sporadique des coûts du Distributeur (l'entrée dans les charges d'exploitation) et des coûts à long terme en relation avec l'inflation (la desserte de la clientèle et tous les travaux qui en découlent). Ainsi, nous soumettons qu'il s'agit ici d'un exemple parfait d'un élément spécifique qui mérite le traitement proposé par le Distributeur.

Cependant, lorsque le réseau a été acquis par le Distributeur, il nécessitait des travaux urgents afin de remettre les installations de desserte et de production à un niveau de qualité acceptable¹¹.

Nous avons voulu vérifier si les coûts à venir pour ce réseau étaient maintenant stabilisés afin de nous assurer que le Distributeur ne pourrait pas bénéficier de « faux gains ou pertes de productivité » futurs. Pour ce faire nous avons demandé que soient déposés au dossier les coûts prévus pour les

¹¹ R-3610-2006, HQD-7, document 5, page 7.

cinq prochaines années pour la gestion et l'entretien de ce réseau, ce que le Distributeur a refusé de faire.

❖ **Contrôle de la végétation**

L'élément qui caractérise l'aspect spécifique pour le contrôle de la végétation est qu'il s'agit d'une activité de rattrapage, qui est due à un ralentissement des dépenses pour ce poste durant la période de gel des charges¹². Or, lorsque l'on parle de rattrapage, il s'agit d'un coût qui devrait normalement être temporaire.

Afin de corroborer ou d'infirmer notre prétention à cet égard, nous avons demandé que le Distributeur soumette une prévision sur les cinq prochaines années des coûts et des superficies à traiter pour la portion dite spécifique du contrôle de la végétation, ce qu'il a refusé de faire.

Ainsi, supposons que le montant actuel de 17 M\$ sera temporaire et qu'il sera revu à la baisse jusqu'à 0 \$ dans cinq ans, lorsque la période de rattrapage sera complétée. Un tel scénario, qui est plausible (en tout ou en partie), aurait pour effet :

- d'offrir un « gain de productivité » fictif au cours des prochaines années de 17 M\$ via la réduction de ce poste de dépense une fois le rattrapage effectué;
- d'offrir un « gain de productivité » annuel et cumulatif du niveau de l'inflation sur 17 M\$ pour le restant de l'évaluation de la démarche actuelle d'établissement des tarifs.

3.2.2. Conclusion et recommandation sur le reclassement

Étant donné le manque d'information qui ne permet pas de conclure sur les questions de pérennité et de stabilité des coûts pour les deux éléments de reclassement proposés, nous suggérons à la Régie de laisser ces deux éléments dans les éléments spécifiques au moins jusqu'au dossier tarifaire 2011.

De plus, afin de permettre le reclassement des éléments spécifiques dans le futur, le Distributeur devrait faire la preuve que :

- ❖ L'activité en question sera permanente;
- ❖ Le coût de cette activité est stabilisé et devrait normalement être impacté dans le futur par l'inflation et la croissance normale du Distributeur;

¹² R-3708-2009, HQD-13, document 4, page 29.

3.2.3. Évaluation des éléments spécifiques (nouveaux et actuels)

Cette année, le Distributeur propose cinq nouveaux éléments spécifiques, soit :

- ❖ Études préliminaire en vue de la migration des Systèmes d'Information Clientèle (SIC);
- ❖ Transport collectif;
- ❖ Rehaussement de la dépense pour mauvaises créances;
- ❖ Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution;
- ❖ Mise à niveau du progiciel GE Smallwood.

De plus, il reste toujours huit éléments spécifiques qui ont été autorisés dans le cadre des dossiers tarifaires antérieurs :

- ❖ Coût constaté au titre des prestations constituées (coût de retraite);
- ❖ Automatisation du réseau;
- ❖ Stratégie pour la clientèle à faible revenu;
- ❖ Programme spécial visant à contrer la subtilisation d'énergie;
- ❖ Inspection et retraitement des poteaux de bois;
- ❖ Gestion des cours d'entreposage de poteaux;
- ❖ Entretien systématique et réhabilitation des ouvrages civils;
- ❖ Mesures de sécurité cybernétique.

Nous avons cherché à mieux comprendre comment le Distributeur décidait de présenter une charge à titre d'élément spécifique, quels étaient les critères. Il indique que les principaux critères suivis sont :

- ❖ Coût hors du contrôle du Distributeur (ex. coût de retraite);
- ❖ Coût découlant d'exigences externes telles que lois et obligations de prise en charge de réseaux (ex. Schefferville);

- ❖ Coût lié à un projet, n'ayant pas été prévu dans les budgets des années antérieures (ex. stabilisation SIC, inspection et retraitement des poteaux);
- ❖ Élément de coût temporaire découlant de projets d'investissements (ex. ajout de condensateur et Progiciel GE-Smallwood).

Bref, lorsque l'on regarde l'ensemble de ces éléments spécifiques après plusieurs années, on se rend à l'évidence que les éléments spécifiques sont ouverts à peu près à tous les types de dépenses considéré être nouveaux ou plus grands.

Par exemple, dans le dossier 2007, le Distributeur demandait un budget spécifique de 4,3 M\$ pour les coûts de l'essence de sa flotte de véhicules¹³. Ce montant n'a pas été rejeté par la Régie. Or depuis, cet élément spécifique n'a plus été traité. Pourquoi ? Cette année par exemple, ce poste représente une hausse de 4,6 M\$¹⁴, soit plus que ce qui avait été inclus en 2007. Par contre, on retrouve un poste comme le transport collectif qui ne représente qu'un montant de 1,5 M\$ à titre d'élément spécifique.

Nous avons donc bien de la difficulté à suivre l'approche du Distributeur dans le temps. En fait, il est à se demander si l'utilisation des éléments spécifiques n'est pas devenue avec le temps une méthode naturelle pour tout hausse de dépenses afin de ne pas nuire à l'évaluation du poste « *activités du Distributeur* » que l'on compare notamment avec l'inflation.

En fait, ce qui est le plus déroutant, c'est que les effets des éléments spécifiques ne soient que des ajouts de coûts, jamais une réduction de coût (nous excluons ici le fait que des éléments spécifiques déclarés dans les dossiers antérieurs puissent être retirés lorsque cette activité prend fin).

Par exemple, cette année le Distributeur propose un montant de 1,5 M\$ pour l'étude sur le transport collectif. Est-ce à dire qu'au cours des dernières années le Distributeur n'a effectué aucune étude de ce genre, tel que l'impact sur le réseau de distribution des voitures électriques ou de la production distribuée ?

Nous croyons en fait que des études de cette nature doivent naturellement être effectuées par le Distributeur à tout moment, afin de suivre l'évolution de la demande et de la technologie.

Il s'agit d'un exemple, mais bien d'autres éléments spécifiques mériteraient une réflexion de ce genre. Prenons un autre exemple comme l'inspection et le retraitement des poteaux de bois. Est-ce qu'il n'y aurait pas eu des activités dans les dernières années pour une évaluation plus précise d'autres équipements, comme les disjoncteurs ou les fils ou autres ?

¹³ R-3610-2006, HQD-7, document 5, page 6.

¹⁴ R-3708-2009, HQD-13, document 4, page 19.

Pour ces raisons, nous croyons qu'il serait temps de baliser davantage ce qui devrait être considéré un élément spécifique.

Ainsi, pour permettre l'intégration d'un nouvel élément spécifique, le Distributeur devrait :

- ❖ Démontrer qu'il ne remplace pas d'autres éléments similaires qui étaient déjà inclus dans les activités du Distributeur;
- ❖ Démontrer que cet élément n'apporte pas avec lui des gains potentiels futurs (par exemple un projet d'automatisation d'un procédé), à défaut de quoi ces gains devraient être inclus également dans les éléments spécifiques (en mode négatif) dans le futur.