

ANNEXE 1

RÉPONSE À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

22.2 DE L'ACEF DE QUÉBEC

Table des matières

Description	Page
1. Présentation du Distributeur relative à la méthode de répartition des coûts de transport	7
2. Commentaires et constats relatifs à la méthode de répartition du coût de transport	17
2.1 Option consommateurs	18
2.2 AQCIE/CIFQ	20
2.3 ACEF de Québec	26
2.4 UMQ	27
2.5 Union des consommateurs	28
2.6 FCEI/ASSQ	30
3. Demandes d'informations additionnelles relatifs à la méthode de répartition du coût de transport	31
3.1 Option consommateurs	33
3.2 ACEF de Québec	35
3.3 Union des consommateurs	41



Une division d'Hydro-Québec

Comité technique sur la méthode de répartition du coût du service

La répartition des coûts de transport

4 mai 2006

Plan de présentation

- ◆ Contexte
- ◆ Décision D-2006-66 (R-3549-2004 – Phase 2)
- ◆ Transposition pour le Distributeur
- ◆ Scénarios possibles
- ◆ Comparaison
- ◆ Impact sur la mesure d'interfinancement

Contexte

- ◆ Décision D-2003-93 (R-3492-2002 – Phase 1), p. 150 :
 - La répartition des coûts de transport par le Distributeur nécessite une étude détaillée du réseau de transport qui prend en compte les caractéristiques techniques du réseau
 - La Régie adopte la méthodologie de la pointe coïncidente (1-PC) pour répartir les coûts de transport du Distributeur

- ◆ Décision D-2006-34 (R-3579-2005), p. 58 :
 - La Régie rappelle que l'examen de l'étude de répartition des coûts de transport devra être effectué dans le dossier suivant la décision sur la répartition des coûts du Transporteur
 - Une décision de la Régie a été rendue à cet effet dans le cadre du dossier tarifaire du Transporteur R-3549-2004 – Phase 2 (Décision D-2006-66)

Décision D-2006-66

◆ Répartition par fonction

- Proposition de HQT :
 - Raccordements des centrales :
 - Postes élévateurs
 - Lignes de raccordements
 - Réseau :
 - Réseau THT
 - Lignes 450 kV
 - Réseau HT
 - Raccordements des clients :
 - Postes abaisseurs
 - Raccordements des clients haute tension
 - Interconnexions :
 - Churchill Falls
 - Autres
- La Régie modifie la composition des fonctions sous la rubrique Équipements de transport associés à la production comprend les fonctions suivantes :
 - Raccordement des centrales
 - *Réseau THT (déduction faite des lignes à 735 kV entre Montréal et Québec et de la boucle autour de Montréal)*
 - *Réseau 450 kV*
 - *Interconnexions – Churchill Falls*

Décision D-2006-66 (suite)

◆ Répartition par composante

- La fonction Équipements de transport associés à la production est classée en puissance et énergie selon le facteur d'utilisation à la pointe du réseau (61% en énergie et 39% en puissance)
- La fonction Réseau, comprenant les lignes à 735 kV entre Montréal et Québec et la boucle autour de Montréal et le réseau haute tension, est classée 100% en puissance
- La fonction Interconnexions – Autres est classée en puissance et énergie selon le facteur d'utilisation à la pointe du réseau
- La fonction Raccordement des clients est attribuée de façon spécifique à la charge locale

◆ Répartition par service

- Composante énergie : répartition selon l'énergie annuelle consommée par chacun des services
- Composante puissance : répartition selon la pointe coïncidente (1-PC)

Décision D-2006-66 (suite)

- ◆ Facturation de la charge locale :
 - N'utilise pas les coûts répartis pour établir la facturation
 - Tarif annuel (\$/kW) X Puissance en pointe
 - 72,90\$/kW/an X 34 060 MW = 2 483 M\$
 - Existence d'une disparité entre la facturation et le coût de service de la charge locale résultant de la méthode de répartition des coûts (2 564 M\$ vs 2 483 M\$)
 - Coût de service de la charge locale : 2 564 M\$
 - Facturation de la charge locale : 2 483 M\$
 - Différence : 81 M\$

Transposition pour le Distributeur

- ◆ D-2006-66 (p. 20) : « *L'exercice de répartition des coûts de service du Transporteur que la Régie vient de faire revêt une importance particulière aux fins de répartition des coûts de transport du Distributeur.* »
- ◆ D-2003-93 (p. 150) : « *La Régie estime que la méthodologie d'allocation des coûts du Transporteur ne lie pas la Régie quant au choix à adopter en matière de méthode d'allocation des coûts de transport du Distributeur.* »
- ◆ Fonction Raccordements des clients : la Régie attribue de façon spécifique cette fonction à la charge locale. Le Distributeur propose de scinder cette fonction en deux sous fonctions ayant leur critère de répartition respectif : Postes abaisseurs et Raccordements des clients HT.

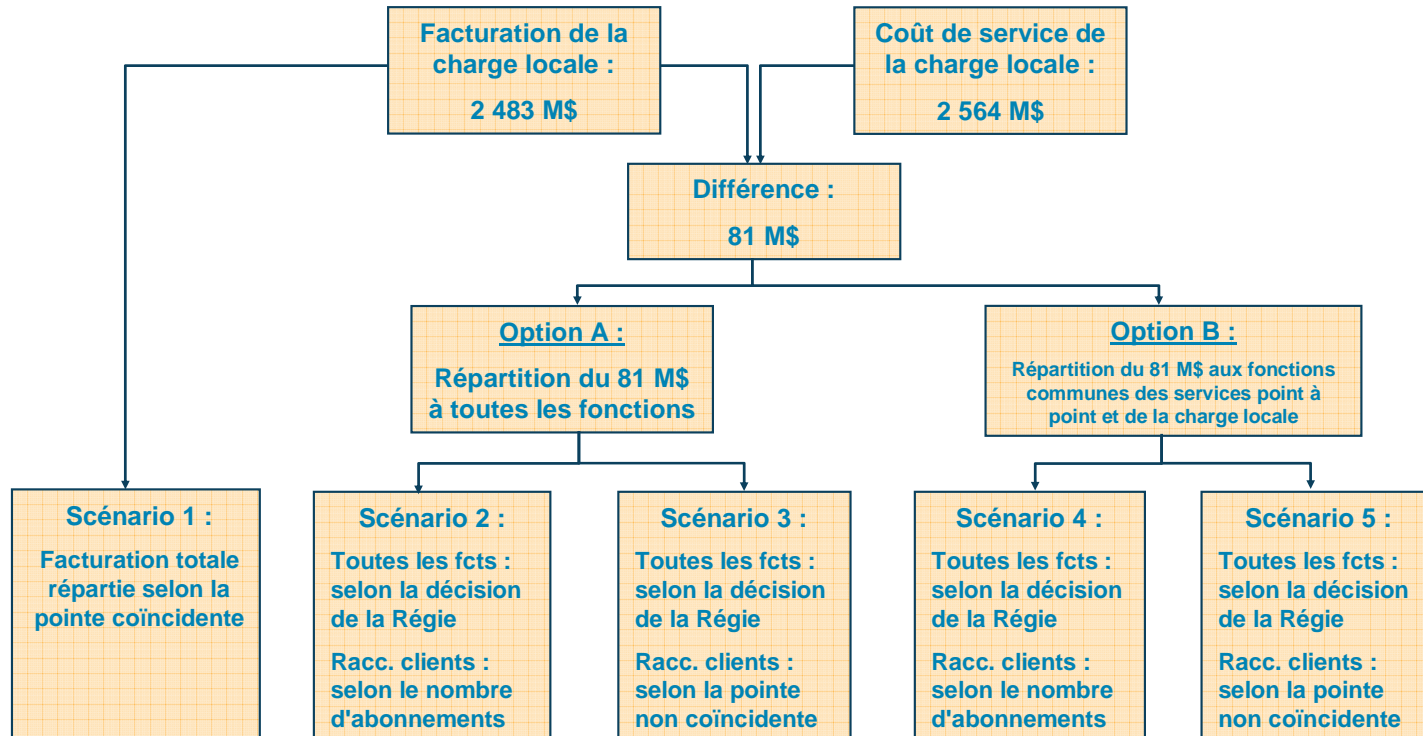
Transposition pour le Distributeur

- ◆ Deux façons possibles de transposer la répartition des coûts à la facturation de la charge locale
 - Option A : répartir le 81 M\$ à toutes les fonctions
 - Option B : répartir le 81 M\$ aux fonctions communes des services point à point et de la charge locale

Rubriques	Fonctions					Total
	Equipements associés à la production	Réseau	Raccordements des clients		Inter-connexions - Autres	
			Postes abaisseurs	Clients Haute tension		
Coût de service de la charge locale	1 252	763	364	53	133	2 564
Option A	1 212	739	353	51	128	2 483
Écart	40	24	12	2	4	81
Option B	1 204	734	364	53	128	2 483
Écart	47	29	-	-	5	81

Note : Les données sont présentées à titre illustratif

Scénarios possibles



Impact sur la mesure de l'interfinancement

- ◆ Les scénarios 2 à 5 constitueraient un changement de méthode de répartition et seraient considérés comme un ajustement de la balise de référence 2002

Impact des différents scénarios sur la mesure de l'interfinancement

Catégorie de consommateurs	Scénario 1	Répartition du 81 M\$ à toutes les fonctions				Répartition du 81 M\$ à toutes les fonctions sauf Racc. cl.			
		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4		Scénario 5	
		Total	Différence	Total	Différence	Total	Différence	Total	Différence
Domestique	81,6	81,8	0,2	83,3	1,7	81,7	0,2	83,3	1,7
Petite puissance	123,3	125,0	1,6	122,8	(0,5)	125,0	1,7	122,8	(0,5)
Moyenne puissance	130,1	132,5	2,4	127,3	(2,8)	132,7	2,6	127,3	(2,8)
Grande puissance	114,5	111,2	(3,3)	110,2	(4,3)	111,3	(3,1)	110,3	(4,2)
Total	100,0	100,0	-	100,0	-	100,0	-	100,0	-

Note : Les données sont présentées à titre illustratif

Comparaison

◆ Impacts des scénarios possibles

Impact de différents scénarios sur la répartition du coût de transport

Catégorie de consommateurs	Scénario 1	Option A ¹		Option B ²	
		Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5
Domestique	1 274,8	1 251,6 (23,2)	1 151,6 (123,2)	1 256,2 (18,6)	1 153,0 (121,8)
Petite puissance	229,5	214,1 (15,4)	229,8 0,3	213,8 (15,7)	230,1 0,6
Moyenne puissance	336,3	308,6 (27,7)	362,0 25,7	307,0 (29,3)	362,2 25,9
Grande puissance	642,4	708,7 66,4	739,5 97,2	705,9 63,5	737,7 95,3
Total	2 483,0	2 483,0	2 483,0	2 483,0	2 483,0

Note : Les données sont présentées à titre illustratif

¹Facturation de la charge locale répartie à toutes les fonctions.

²Facturation de la charge locale répartie aux fonctions communes des services PAP et de la charge locale (excluant les postes abaisseurs et les raccordements des clients haute tension).

Comité technique sur la méthode répartition du coût de service

Commentaires et constats relatifs à la méthode de répartition du coût de transport

**Présentée à
la Régie de l'énergie**

Mai - Juillet 2006

OC :

Comité technique sur la méthode de répartition du coût du service, en suivi de D-2006-34 et D-2006-66

Commentaires d'OC sur la répartition (le 30 juin 2006)

Les commentaires en Anglais sont les commentaires écrits de M. Harper. Une traduction informelle est fournie par Mme Rowan pour aider à la compréhension des participants.

- Like Mr Knecht, Mr Harper has also noted the inconsistency in the D-2006-66 decision, in which the approved cost allocation methodology is disconnected from the approved transmission rate design.
 - *Comme M. Knecht, M. Harper a également noté l'inconsistance dans la décision D-2006-66 dans laquelle la méthode de répartition des coûts approuvée par la Régie est détachée de la tarification des coûts de transport, également approuvée par la Régie.*
- As Mr Knecht acknowledges, this creates a dilemma for cost allocation analysts at the distribution level. The question is then whether to use the Régie's approved transmission cost allocation method to allocate transmission costs to HQD's customer classes, or to use the Régie's approved transmission rate design method to allocate these costs.
 - *Tel que reconnu par M. Knecht, M. Harper constate que cette inconsistance crée un dilemme pour les analystes en matière de répartition des coûts au niveau de la distribution. La question qui se pose est la suivante : devrait-on utiliser la méthode de répartition des coûts de transport approuvée par la Régie pour répartir les coûts de transport aux différentes catégories de consommateurs d'HQD, ou devrait-on utiliser la méthode de tarification des coûts de transport approuvée par la Régie pour répartir les coûts de transport aux différentes catégories de consommateurs d'HQD?*
- Typically, distribution utilities pass on the regulated transmission costs in a manner that reflects how they are incurred. For HQD, this would lead to the continued use of 1CP as the allocator for transmission costs (i.e., Scenario 1).
 - *De manière générale, les distributeurs refilent les coûts de transmission réglementés de la même façon que ces coûts ont été encourus. Pour HQD, cette pratique impliquerait l'utilisation continue du 1PC pour la répartition des coûts de transport (c'est-à-dire, Scénario 1).*
- However, if the Régie decides to pursue the allocation of the Distributor's transmission costs according the approved transmission cost allocation methodology, Mr Harper believes that allocation of substation and line connection costs should be based on an NCP demand allocator as opposed to a customer allocator. Such an approach is consistent with generally accepted practices for the allocation of such transmission costs.
 - *Cependant, si la Régie décide de poursuivre la répartition des coûts de transport du Distributeur selon la méthode approuvée pour la répartition des coûts de transport, M. Harper croit que la répartition des coûts reliés au raccordement des clients (postes et lignes de raccordement) devrait être basée sur la pointe non coïncidente, et non le*

nombre d'abonnements. Une telle approche serait consistante avec les pratiques généralement acceptées pour la répartition de tels coûts de transport.

- Because of the clear superiority of the NCP allocator for the substation costs, Mr Harper believes that Scenario 3 is better than Scenario 2 and that Scenario 5 is better than Scenario 4.
 - *En raison de la supériorité évidente du facteur d'allocation pour le raccordement des clients basé sur la pointe non coïncidente, M. Harper est d'avis que le Scénario 3 est supérieur au Scénario 2 et que le Scénario 5 est supérieur au Scénario 4.*
- Mr Harper also believes that Option A is better than Option B, by virtue of the fact that he sees no reason to exclude any of the functions from the allocation.
 - *M. Harper croit également que l'Option A est meilleure que l'Option B, en raison du fait qu'il ne voit aucune raison d'exclure aucune des fonctions de la répartition de ces coûts.*
- Therefore if HQD decides to pursue the allocation of the transmission costs according to HQT's approved transmission cost allocation methodology, Mr Harper believes that Scenario 3 provides the most accurate cost allocation, followed by Scenario 5, followed by Scenario 2, and finally, Scenario 4, as the least desirable option.
 - *Ainsi, si HQD décide de poursuivre la répartition des coûts de transport selon la méthode de répartition approuvée des coûts du Transporteur, M. Harper est d'avis que le Scénario 3 fournit la répartition des coûts la plus précise. En ordre décroissant de supériorité de précision d'allocation, le Scénario 3 est suivi du Scénario 5, ensuite du Scénario 2, et finalement du Scénario 4, qui est le scénario moins désirable.*

Allocation of Transmission Costs

9. Context: D-2006-66

In R-3549-2004, the Régie considered the issues of how to allocate TransÉnergie's transmission costs between in-province customers (HQD) and point-to-point service, as well as the issue of designing the rates for both types of customers.

With respect to cost allocation, the Régie determined that transmission costs should be sub-functionalized into generation integration, network, attachment and other interconnection categories. These cost categories are then to be classified and allocated as follows:

- *Generation Integration and Other Interconnection:* These costs are classified into energy and demand components on a 61/39 basis, generally relying on system load factor for the classification split. Energy-related costs are to be allocated based on annual energy with no locational or time-of-use differentiation, while the demand costs are allocated on a 1 CP basis.
- *Network:* These costs are classified as 100 percent demand-related and allocated on a 1 CP basis.
- *Customer Attachments:* These costs are to be allocated on a customer-specific basis at the transmission level, and the implications at the distribution level are not clearly spelled out in D-2006-66. HQD is now proposing various options for passing through the allocation of these costs.

Regarding rate design, however, the Régie decided that it would not rely on the cost allocation methodology, either for determining the overall magnitude of the costs or for designing the rates, at least for the test period. The Régie determined that rates should continue to be based on a flat dollar per kW demand charge for both point-to-point customers and HQD. Moreover, while the cost allocation approach allocated \$2,564 million to HQD, the rate design approach established a revenue requirement for HQD of \$2,483, some \$81 million less than allocated costs. It is also important to recognize that the rates paid by HQD are 100 percent demand-related.

10. Cost Causation for HQD – Passthrough of Transmission Cost Allocation, or Transmission Rate Design

Cost allocation experts generally agree that an electric distribution utility should pass on its regulated transmission costs in the same manner in which they are incurred. For example, if the regulated charges to the distribution utility from the transmission utility are totally based on monthly system peak demand, then transmission costs should be allocated to each rate class based on each class' contribution to monthly system peak demand. AQCIE/CIFQ fully agrees with such an approach.

Unfortunately, the inconsistency in the Régie's D-2006-66 decision creates a dilemma for cost allocation analysts at the distribution level. The cost analyst must decide whether to use the Régie's approved *transmission cost allocation* method to allocate transmission costs at the distribution level, or to use the Régie's approved *transmission rate design* method to allocate those costs.

The problem arises because transmission rate design, which is what the distribution utility really sees, is not consistent with the cost allocation methodology. If the Régie were to follow its cost allocation principles in setting rates, it would make two significant changes. First, it would require HQD to pay some \$81 million more in the test year than it proposes, and second, it would presumably at least begin to start recognizing the energy component of costs by incorporating energy charges in the transmission tariff. However, the Régie orders neither of these changes, and it directs that the revenue requirement and transmission rates be set based on a 1 CP methodology.

HQD recognizes this dilemma in its presentation to the technical committee, by including a "Scenario 1," based on passing through the Régie's *transmission rate design* methodology. It also offers Scenarios 2 through 4 that are based on various versions of passing through the Régie's *transmission cost allocation* methodology. HQD has apparently not, at this writing, made any recommendation regarding its preferred approach.

As an initial matter, AQCIE/CIFQ reiterates its conceptual disagreement with the Régie's decision in this regard. On a cost causation basis, AQCIE/CIFQ submits that the transmission system was designed to meet system peak demand and therefore a 1 CP approach is not unreasonable. But, for the sake of argument, suppose that the Generation Integration and Other Interconnection components of the system are conceptually similar to generation-related costs. Therefore, they are essentially part of the patrimonial generation cost pool. As explained above, patrimonial generation costs are allocated using HQD's load factor methodology, which is how Hydro Québec has traditionally allocated these costs, but which contains a very high energy component of cost. However, this over-classification of generation costs as energy-related has been partially offset in the past by the 100 percent demand classification of transmission costs. In AQCIE/CIFQ's view, patrimonial generation and patrimonial transmission are part and parcel of one whole. Modifying the transmission allocation methodology for in-province customers at this stage is, in effect, a repudiation of HQD's historical methodology.

Second, for the near term, AQCIE/CIFQ submits that HQD's actual cost causation is driven by the Régie's rate design methodology, not its cost allocation approach. The cost allocation methodology is used for neither revenue requirement nor rates, and is therefore irrelevant to HQD. Until that methodology is used to actually set rates, it is a matter that is internal only to TransÉnergie. Thus, for the time being, AQCIE/CIFQ recommends that 1 CP be applied for the next rate case.

However, in the longer term, absent a reversal of D-2006-66, AQCIE/CIFQ expects that the Régie will eventually begin to modify the regulated transmission rates to be consistent with its cost allocation decision. Thus, it is not unreasonable for HQD to begin evaluating the implications of this transition. AQCIE/CIFQ therefore submits the following comments regarding the methodologies that HQD has evaluated.

11. The \$81 Million paid by Point-to-Point Customers

As noted above, the Régie has directed that point-to-point customers pay \$81 million of the costs allocated to in-province customers. HQD therefore posits two alternative approaches for sub-functionalizing that \$81 million between the four transmission functions. HQD offers a proportional approach across all four categories (Option A, leading to Scenarios 2 and 3), and it offers an approach in which costs are proportionally functionalized only to the Generation Integration, Network, and Other Interconnection Functions (Option B, leading to Scenarios 4 and 5).

The rationale for Option A is presumably simplicity and equity. It provides for a proportional passthrough of the cost discount to all customers equally. The rationale for Option B is presumably that, because point-to-point customers are paying this \$81 million, and because they normally do not pay for attachment costs, this credit should not offset the attachment costs.

AQCIE/CIFQ submits that any method chosen for assigning this \$81 million is arbitrary. The \$81 million is a fiction created by the inconsistency in the Régie's decision. Whether it is paid by point-to-point customers or whether Hydro Québec's shareholder absorbs it is irrelevant; it is simply an overall cost credit that has no basis in the physical reality. AQCIE/CIFQ therefore suggests that the best method for functionalizing these costs is one that will cause the least distortion over the longer term, as the Régie transitions to a rate design that is consistent with its cost allocation methodology.

AQCIE/CIFQ therefore submits that the proportional assignment of costs to all functions is the most reasonable – in that the adjustment to full cost rates will then have a proportional impact on all of the functions.

. Allocation of Network Costs

Consistent with the Régie's transmission cost decision, HQD suggests classifying and allocating the network costs to all customer classes on a 1 CP basis. However, a significant share of transmission costs have been functionalized as Generation Integration. To the extent that customers are served directly, or almost directly, from these Generation Integration assets, their coincident peak demands should be excluded from the allocator used for network costs.

At present, there is insufficient information available to determine whether all loads should be included in the 1 CP allocator that HQD applies to network costs. AQCIE/CIFQ expects that HQD will fully demonstrate that its proposal to include all loads in the 1 CP allocator for network costs is economically justified.

13. Sub-Functionalization and Allocation of Attachment Costs

While the Régie's decision does not specifically address the allocation methodology for attachment costs (presumably because these are not paid by point-to-point customers), HQD proposes to first split these costs into sub-station costs and costs associated with attaching high voltage customers. The former are then allocated to distribution voltage customers, and the latter are allocated between the high voltage customers in Rates M, L, and special contracts. For allocating the substation costs, HQD proposes two alternatives -- a non-coincident peak ("NCP") demand approach (Scenarios 3 and 5), and a number of customers approach (Scenarios 2 and 4).

AQCIE/CIFQ agrees with HQD that it is plain common sense to segregate attachment costs between those serving transmission voltage customers and those that serve only distribution voltage customers. Assuming the costs are correctly split, this approach is obviously consistent with cost causation and should be approved.

Regarding the allocation of substation costs, AQCIE/CIFQ submits that a NCP demand allocator is far superior to a customer allocator. Substations are sized to meet peak demands, not number of customers. AQCIE/CIFQ is not aware of any jurisdiction that allocates

substation costs on a number-of-customers basis. Therefore, although it will allocate more costs to distribution voltage Rate L customers, including some AQCIE/CIFQ members, AQCIE/CIFQ recommend that the committee reject Scenarios 2 and 4.

14. Implications for Cross-Subsidization Target Ratios

A significant change in the methodology used to allocate transmission costs is, as HQD's analysis shows, likely to have an impact on target revenue-cost ratios for each class. However, AQCIE/CIFQ submits that there are additional concerns that may need to be resolved before the parties fully understand the implications of these changes. In particular, AQCIE/CIFQ recommends that HQD prepare an analysis of the longer-term implications of the proposed methodological change on cross-subsidization indexes, for the following reasons.

First, AQCIE/CIFQ again raises the issue of making the methodological adjustments on a one-time basis versus a rolling basis. If transmission rates increase or decrease as a percent of overall costs, a one-time adjustment to the target ratios will understate the impact of the methodological change in future years. For that reason, AQCIE/CIFQ encourages HQD to present results of the longer-term methodological impacts of the proposed change.

Second, AQCIE/CIFQ observes that the proposed methodology change will result in a substantial reduction in the target revenue-cost ratio for large industrial customers. This reduction will presumably be translated into a lower premium above costs that large industrial customers will be required to pay for post-patrimonial energy costs. That is, large industrial customers will be required to pay only 110 percent of allocated post-patrimonial generation costs, rather than 115 percent. Thus, again, this change could have material impacts on rates over the longer term if the mix of costs shifts between generation, transmission and distribution functions. AQCIE/CIFQ submits that HQD should analyze these implications.

Third, AQCIE/CIFQ observes that this change in allocation methodology will lead to more questions regarding whether a change is "methodological" or it is related to "price/cost/volume" effects, for the purpose of adjusting target revenue-cost ratios. For example, AQCIE/CIFQ notes that the Régie requires TransÉnergie to continue to evaluate its functionalization analyses to ensure accuracy. However, if this analysis results in a significant change in how TransÉnergie functionalizes costs between Generation Integration and Network functions, will that be a methodological change or a price/cost/volume change?

15. Implications for Rates

As explained above, passing through the Régie's transmission cost allocation methodology implies a significant reduction in the demand component of costs and a significant increase in the energy component of costs. The basic principles of rate design dictate that this change implies that HQD must re-evaluate the relative levels of its demand charges and its energy charges, for its business customers. HQD has not yet presented any analysis of those implications.

Moreover, to the extent that this cost allocation change results in a reduction of demand charges, AQCIE/CIFQ would not be at all surprised if HQD eventually argues that this increases its business risk. Increasing the share of revenues generated from energy charges will cause more of HQD's revenues to vary with energy use, increasing its exposure to weather and business events. AQCIE/CIFQ notes that HQD has not presented any evaluation of the implications of rate re-design on business risk.

16. *Summary*

AQCIE/CIFQ commends HQD for getting a start on the evaluation of the implications of passing through the Régie's transmission cost allocation methodology to distribution rate customers. AQCIE/CIFQ retains its disagreement with that change, for the reasons presented herein. However, under the hypothesis that the Régie will eventually develop transmission rates that are consistent with its cost allocation methodology, AQCIE/CIFQ recognizes that the revised methodology will eventually be passed through to distribution cost allocation. AQCIE/CIFQ agrees with HQD that customer attachment costs should be split between substations and high voltage attachments, and it recommends use of a NCP allocator for substations costs.

However, until all of the implications of this change are fully evaluated, AQCIE/CIFQ recommends that the 1 CP methodology be retained by HQD for allocating its transmission costs to the various rate classes.

AQCIE/CIFQ submits that the key areas requiring attention are the following:

- Resolution by the Régie of the inconsistency in D-2006-66;
- Analysis of the correct allocators for network costs;
- Evaluation of the longer-term implications for cross-subsidization targets resulting from this change;
- Evaluation of the implications for rate design and business risk associated with this change.

b) Concernant l'allocation des coûts de transport entre les clientèles d'HQD

1) HQD propose de répartir le crédit de 81 M\$ applicable à la facture de transport de la charge locale (issus des revenus de point à point de court terme) selon deux méthodes, la plus intéressante pour les consommateurs résidentiels et la plus logique considérant qu'il s'agit d'un crédit à la charge locale, est celle qui répartit le crédit en fonction des coûts totaux de transport de la charge locale, cela réduit, relativement à l'autre option qui est de répartir le crédit en fonction des seuls actifs utilisés par le service de point à point (ce qui exclut donc les actifs de raccordement), le fardeau du secteur domestique entre 1,4M\$ et 4,6 M\$ (voir document d'HQD sur le transport p. 10), selon la méthode retenue pour allouer les coûts de raccordement.

2) HQD propose deux méthodes (deux critères d'allocation) pour allouer les frais de raccordement de la charge locale (364 M\$ liés aux postes abaisseurs et 53 M\$ de coûts pour le raccordement des clients haute tension, alloués par une approche différente) : soit selon le nombre d'abonnements (ce qui pénalise la clientèle résidentielle plus nombreuse) ou soit selon la puissance non coïncidente (cette méthode réduit d'environ 100 M\$ le coût de transport alloué à la charge locale par rapport à la première méthode car la clientèle domestique accapare une part moindre de la puissance de pointe non coïncidente que la part du nombre d'abonnements.

L'utilisation de la puissance de pointe coïncidente 1-CP, donne des résultats différents de l'utilisation de 1-NCP, en fait cela réduit moins le fardeau du transport alloué aux consommateurs résidentiels (selon les calculs fournis par HQD) que la méthode 1-NCP.

En effet selon les tableaux fournis en réponse aux questions d'UC, le secteur domestique accapare 91,5% des abonnements, 63,2% de la pointe non coïncidente moyenne tension, et 65,45% de la pointe coïncidente moyenne tension (réponses à nos questions page 19 et 21).

Considérant que l'allocation selon 1-NCP diffère de manière significative de l'allocation selon 1-CP et que selon l'expert Knetch la norme dans l'industrie nord américaine est d'allouer les postes abaisseurs et équipements de raccordement selon 1-NCP, et non selon le nombre d'abonnements (qui ne présente pas de lien avec ce type d'équipement), nous proposons donc d'allouer les équipements de raccordement de transport selon la méthode 1-NCP.

3) L'ajustement de la balise de référence d'interfinancement 2002 pour tenir compte du changement de méthode d'allocation des coûts de transport, semble respecter en première analyse la décision de la Régie D-2006-34 dans la cause R-3579-2005.

UMQ

LA MÉTHODE DE RÉPARTITION DES COÛTS DE TRANSPORT

Concernant la répartition des coûts de transport, bien que l'option B proposée par le Distributeur semble être plus juste et équitable que l'option A, l'UMQ aurait souhaiter que le Groupe de travail ait plus de temps pour en débattre. 1/4 d'heure de temps alloué à ce sujet n'était pas suffisant pour échanger et approfondir la réflexion sur les conséquences des scénarios étudiés.

Commentaires sur certaines propositions du Distributeur concernant la répartition des coûts de transport par catégories de consommateurs

Le 30 juin 2006

**Préparé par : Co Pham, PhD., ing.
Expert-conseil en énergie**

Endossé par : Union des consommateurs

Les commentaires qui suivent ont été préparés sur la base des informations disponibles à ce jour et compte tenu qu'il y a eu relativement peu d'échanges entre HQD et les intervenants sur la répartition des coûts de transport par catégories de consommateurs. Nous nous réservons le droit de modifier nos constats à la lumière de nouvelles informations.

Les numéros de pages indiqués ci-après se rapportent à ceux du document préparé par HQD et intitulé « *La répartition des coûts de transport* », version du 4 mai 2006.

p. 3 :

« La Régie adopte la méthodologie de la pointe coïncidente (1-PC) pour répartir les coûts de transport du Distributeur »

Nous croyons qu'il serait plus précis d'écrire « La Régie adopte, pour le dossier R-3492-2002, »

p.6 :

- Existence d'une disparité entre la facturation et le coût de service de la charge locale résultant de la méthode de répartition des coûts (2 564 M\$ vs 2 483 M\$)
 - Coût de service de la charge locale : 2 564 M\$
 - Facturation de la charge locale : 2 483 M\$
 - Différence : 81 M\$

Nous suggérons de remplacer le mot « disparité » par « écart », et « facturation » par « facture ».

p.8 :

- ◆ Deux façons possibles de transposer la répartition des coûts à la facturation de la charge locale
 - Option A : répartir le 81 M\$ à toutes les fonctions
 - Option B : répartir le 81 M\$ aux fonctions communes des services point à point et de la charge locale

Nous suggérons que la répartition des coûts de transport par catégories de consommateurs soit effectuée dans un premier temps selon la méthode retenue par la Régie dans sa décision D-2006-66. Ceci a l'avantage de fournir les informations sur les coûts de service (avant la prise en compte d'autres facteurs lors de l'étape de fixation de la facture) et non la part de facture des catégories de consommateurs, ainsi que de respecter la plus récente décision de la Régie en matière de répartition des coûts de transport du réseau d'Hydro Québec. Dans un deuxième temps, le Distributeur pourrait proposer les scénarios appropriés pour un appariement avec sa facture totale de transport d'électricité.

p. 9 et 10 : 5 scénarios de répartition de la facture

Le scénario no. 1, basé sur la pointe coïncidente (1- PC) tel que détaillé au tableau 2 de la page 6 de la réponse du Distributeur à UC, ne reflète pas la causalité des coûts dans le cas du réseau de transport d'Hydro-Québec et ne respecte pas la décision D-2006-66 de la Régie.

p. 11 : Impact sur la mesure de l'interfinancement

Nous sommes d'accord avec le Distributeur à l'effet que tout changement de méthode de répartition des coûts de transport par catégories de consommateurs (scénarios 2 à 5, ou tout autre scénario différent de la méthode du 1 PC) modifie la mesure de l'interfinancement.

Nous notons que le Distributeur a réussi à évaluer les nouveaux ratios d'interfinancement pour les scénarios 2 à 5 et croyons que l'évaluation de ces ratios ne constituerait pas un obstacle au choix d'une méthode appropriée de répartition des coûts de transport par catégories de consommateurs.

2. Commentaires sur la répartition des coûts de transport

Compte tenu du fait que le document de présentation sur les coûts de transport n'a pas été envoyé à la FCEI et que ce sujet n'a abordé que brièvement, en fin de journée et alors que certains intervenants avaient déjà quitté les rencontres, nous ne ferons pas de commentaires pour l'instant sur la question de la répartition du coût de transport. Nous réservons donc nos remarques sur cette méthodologie pour plus tard.

Comité technique sur la méthode répartition du coût de service

Demandes d'informations additionnelles relatifs à la méthode de répartition du coût de transport

**Présentée à
la Régie de l'énergie**

Mai - Juillet 2006

Méthode de répartition des coûts de transport

7 Référence(s) : Commentaires de l'Union des consommateurs

Demande(s) :

7. Lors de la présentation du 4 mai sur la répartition des coûts de transport, Brigid Rowan a demandé à HQD comment il entendait procéder au recouvrement et à l'allocation de la portion rétroactive des coûts de transport (c'est-à-dire l'ajustement de la facture de transport avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2005 qui augmentera le coût de service du Distributeur pour 2007-2008 d'un montant de 340 M\$). Nous notons que la présentation envoyée le 16 mai n'inclut toujours aucune mention de la répartition de la portion rétroactive.

7.1. Comment HQD entend-il procéder au recouvrement de la portion rétroactive des coûts de transport?

7.1.1. Spécifiquement, pourriez-vous indiquer si la portion rétroactive (soit le 340 M\$) sera incluse dans une étude d'allocation de coûts?

7.2. HQD entend-il utiliser la méthode 1-PC pour répartir la portion rétroactive?

7.3. Quel sera l'impact de la répartition de la portion rétroactive sur la mesure de l'interfinancement?

Réponse:

Le tableau 2 présente l'impact des différents scénarios sur la mesure de l'interfinancement incluant la portion rétroactive. L'information est présentée à titre illustratif seulement et ne présuppose pas de la proposition du Distributeur pour la prochaine cause tarifaire. Par différentiel avec le tableau de l'acétate 11 de la présentation sur le transport lors de la première rencontre, vous pouvez juger de l'impact additionnel qui pourrait avoir la rétrofacturation des coûts de transport par catégorie de consommateurs.

Tableau 2 : Impact des différents scénarios sur la mesure de l'interfinancement incluant la rétroaction de la facturation

Catégorie de consommateurs	Statu Quo	Répartition du 81 M\$ à toutes les fonctions				Répartition du 81 M\$ à toutes les fonctions sauf Racc. cl.			
		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
		Total	Différence	Total	Différence	Total	Différence	Total	Différence
Domestique	81,5	81,7	0,2	83,4	1,9	81,9	0,4	83,4	2,0
Petite puissance	123,7	125,5	1,8	123,2	(0,8)	125,4	1,6	123,2	(0,5)
Moyenne puissance	130,2	132,8	2,6	127,0	(3,1)	132,3	2,1	127,1	(3,1)
Grande puissance	114,8	111,1	(3,6)	110,0	(4,7)	110,7	(3,9)	109,7	(4,9)
Total	100,0	100,0	-	100,0	-	100,0	-	100,0	-

Méthode de répartition des coûts de transport

1 Référence(s) : Question de l'ACEF de Québec

Demande(s) :

1. Est-ce qu'HQD continue de proposer une allocation des coûts de transport basée sur la pointe coïncidente et soumet les autres scénarios pour fin de comparaison ? ou si c'est l'inverse ?

Réponse:

Tel que mentionné lors de la rencontre du 4 mai, le Distributeur a présenté des scénarios potentiellement applicables compte tenu de la décision de la Régie dans le dossier du Transporteur. Cependant, le Distributeur a mentionné qu'il ne s'était pas encore positionné quant à la méthode qui sera proposée pour la prochaine cause tarifaire.

Les tableaux présentés lors de cette rencontre comparent quatre différents scénarios avec le scénario 1 qui représente la méthode de répartition actuellement utilisée par le Distributeur pour répartir son coût de transport.

2 Référence(s) : Question de l'ACEF de Québec

Demande(s) :

2. Allocation de la fonction de raccordement des clients : qu'est-ce qui justifie d'utiliser un critère de répartition différent de 1-CP, utilisé pour répartir les coûts liés aux équipements haute tension par exemple ? Présentez-nous l'allocation des frais de raccordement sur la base de 1-CP.

Réponse:

La fonction "Raccordement des clients" comprend deux sous fonctions : les Postes abaisseurs et les Raccordements des clients haute tension.

Dans le cas des postes abaisseurs, ils ont pour fonction d'abaisser la tension des lignes de transport vers les postes de distribution. La clientèle moyenne et basse tension du Distributeur bénéficie de ces équipements. Ces équipements sont situés près des centres de consommations et la pointe non coïncidente de moyenne tension est un critère de répartition qui

est normalement utilisé par les utilités électriques pour répartir le coût de cette sous fonctions (voir manuel de référence de NARUC).

Cependant, la Régie dans sa dernière décision indique que la pointe non coïncidente ne semble pas être un critère à utiliser pour répartir le coût de transport. Les tableaux suivants présentent deux scénarios additionnels utilisant la pointe coïncidente pour répartir la fonction Raccordements des clients, un avec l'Option A et l'autre avec l'Option B.

Tableau 1
Impact sur le coût de service du Distributeur
d'une répartition de la fonction Raccordement des clients
basée sur la pointe coïncidente - Option A

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Scénario 1	(3) Scénario 3A		(4)
		Répartition	Impact	
Coût de service				
1 Domestique	1 274,8	1 159,5		(115,3)
2 Petite puissance	229,5	227,6		(1,9)
3 Moyenne puissance	336,3	376,2		39,9
4 Grande puissance	642,4	719,6		77,3
5 Total	2 483,0	2 483,0		-
6 <u>Interfinancement</u>				
7 Domestique	81,6	83,3		1,7
8 Petite puissance	123,3	123,2		(0,1)
9 Moyenne puissance	130,1	126,1		(4,0)
10 Grande puissance	114,5	110,9		(3,5)
11 Total	100,0	100,0		-

Note : Les données sont présentées à titre illustratif

Tableau 2
Scénario 3A - Option A : Répartition du coût de transport selon la décision de la Régie et
fonction Raccordements des clients répartie en fonction de la pointe coïncidente
Année témoin projetée 2006

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Équipement associés à la production ¹		(4) Réseau	(5) Interconnexions - Autres		(7) Raccordements des clients		(9) Total	(10) Énergie ajustée ³ GWh	(11) Pointe coïncidente MW	(12) Facteurs de répartition ²		(14) Nombre d'abon. MT	(15) Nombre d'abon. HT
	Puissance	Énergie	Puissance	Puissance	Énergie	Postes abaisseurs	Client haute tension				Pointe coïncidente Moy. tension	Pointe coïncidente Haute tension		
	1-PC	GWh ajustés	1-PC	1-PC	GWh ajustés	1-PC MT	1-PC HT				MW	MW		
1 Domestique														
2 Tarifs D et DM	237,5	242,6	371,0	25,2	25,7	225,6	-	1 127,6	61 375	17 831	17 831	-	3 251 971	-
3 Tarif DH	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,1	4	1	1	-	163	-
4 Tarif DT	5,4	11,2	8,4	0,6	1,2	5,1	-	31,9	2 837	404	404	-	120 015	-
5 Total	242,9	253,8	379,4	25,8	26,9	230,7	-	1 159,5	64 216	18 237	18 237	-	3 372 149	-
6 Petite et moyenne puissance														
7 Tarifs G et à forfait	39,8	55,5	62,2	4,2	5,9	37,8	-	205,4	14 047	2 989	2 989	-	283 603	-
8 Tarif G9	3,0	4,8	4,7	0,3	0,5	2,9	-	16,2	1 208	226	226	-	3 909	-
9 Tarif M	64,1	115,1	100,1	6,8	12,2	60,5	17,5	376,2	29 109	4 811	4 779	4 811	17 620	21
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	0,9	2,4	1,4	0,1	0,3	0,9	-	6,0	607	69	69	-	5 568	-
11 Tarif BT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12 Total	107,8	177,8	168,4	11,4	18,8	29,4	17,5	603,8	44 972	8 094	8 062	4 811	310 700	21
13 Grande puissance														
14 Tarif L	80,1	196,3	125,2	8,5	20,8	19,8	21,9	472,6	49 664	6 017	1 563	6 017	149	94
15 Tarif H	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	10	2	2	2	1	-
16 Tarifs LD et LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17 Contrats spéciaux	42,2	110,8	66,0	4,5	11,8	-	11,6	246,8	28 042	3 171	-	3 171	-	9
18 Total	122,4	307,2	191,2	13,0	32,6	0,0	33,5	719,6	77 716	9 189	1 565	9 189	150	103
19 Total	473,1	738,7	739,0	50,2	78,3	352,5	51,1	2 483,0	186 905	35 520	27 863	14 000	3 682 999	124

Note : Les données sont présentées à titre illustratif

¹Comprend les sous fonctions Postes élévateurs, Lignes de raccordement, Réseau THT - Autres, Réseau 450 kV, Churchill Falls.

²Les données proviennent la méthode de répartition des coûts de l'année témoin projetée 2006 présentée dans le dossier R-3579-2006. Les données sont présentées à titre illustratifs seulement.

³Les GWh sont calculés au niveau de la production. Ils incluent les pertes.

Tableau 3
Impact sur le coût de service du Distributeur
d'une répartition de la fonction Raccordement des clients
basée sur la pointe coïncidente - Option B

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Scénario 1	(3) Scénario 5A		(4)
		Répartition	Impact	
<u>Coût de service</u>				
1 Domestique	1 274,8	1 161,2		(113,6)
2 Petite puissance	229,5	227,8		(1,8)
3 Moyenne puissance	336,3	376,9		40,6
4 Grande puissance	642,4	717,1		74,8
5 Total	2 483,0	2 483,0		-
<u>6 Interfinancement</u>				
7 Domestique	81,6	83,2		1,7
8 Petite puissance	123,3	123,2		(0,1)
9 Moyenne puissance	130,1	126,1		(4,0)
10 Grande puissance	114,5	111,0		(3,4)
11 Total	100,0	100,0		-

Note : Les données sont présentées à titre illustratif

Tableau 4
Scénario 5A - Option B : Répartition du coût de transport selon la décision de la Régie et
fonction Raccordements des clients répartie en fonction de la pointe coïncidente
Année témoin projetée 2006

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Équipement associés à la production ¹		(4) Réseau	(5) Interconnexions - Autres		(7) Raccordements des clients		(9) Total	(12) Facteurs de répartition ²				(14)	(15)
	Puissance 1-PC	Énergie GWh ajustés	Puissance 1-PC	Puissance 1-PC	Énergie GWh ajustés	Postes abaisseurs 1-PC MT	Client haute tension 1-PC HT		Énergie ajustée ³ GWh	Pointe coïncidente MW	Pointe coïncidente Moy. tension MW	Pointe coïncidente Haute tension MW	Nombre d'abon. MT	Nombre d'abon. HT
1 Domestique														
2 Tarifs D et DM	236,0	241,0	368,6	25,0	25,6	233,0	-	1 129,2	61 375	17 831	17 831	-	3 251 971	-
3 Tarif DH	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,1	4	1	1	-	163	-
4 Tarif DT	5,4	11,1	8,4	0,6	1,2	5,3	-	31,9	2 837	404	404	-	120 015	-
5 Total	241,4	252,2	377,0	25,6	26,7	238,3	-	1 161,2	64 216	18 237	18 237	-	3 372 149	-
6 Petite et moyenne puissance														
7 Tarifs G et à forfait	39,6	55,2	61,8	4,2	5,9	39,0	-	205,6	14 047	2 989	2 989	-	283 603	-
8 Tarif G9	3,0	4,7	4,7	0,3	0,5	3,0	-	16,2	1 208	226	226	-	3 909	-
9 Tarif M	63,7	114,3	99,5	6,8	12,1	62,4	18,1	376,9	29 109	4 811	4 779	4 811	17 620	21
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	0,9	2,4	1,4	0,1	0,3	0,9	-	6,0	607	69	69	-	5 568	-
11 Tarif BT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12 Total	107,1	176,6	167,3	11,4	18,7	30,4	18,1	604,6	44 972	8 094	8 062	4 811	310 700	21
13 Grande puissance														
14 Tarif L	79,6	195,1	124,4	8,4	20,7	20,4	22,7	471,3	49 664	6 017	1 563	6 017	149	94
15 Tarif H	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	10	2	2	2	1	-
16 Tarifs LD et LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17 Contrats spéciaux	42,0	110,1	65,6	4,4	11,7	-	11,9	245,7	28 042	3 171	-	3 171	-	9
18 Total	121,6	305,2	190,0	12,9	32,4	20,4	34,6	717,1	77 716	9 189	1 565	9 189	150	103
19 Total	470,1	734,1	734,3	49,8	77,8	364,0	52,7	2 483,0	186 905	35 520	27 863	14 000	3 682 999	124

Note : Les données sont présentées à titre illustratif

¹Comprend les sous fonctions Postes élévateurs, Lignes de raccordement, Réseau THT - Autres, Réseau 450 kV, Churchill Falls.

²Les données proviennent la méthode de répartition des coûts de l'année témoin projetée 2006 présentée dans le dossier R-3579-2006. Les données sont présentées à titre illustratifs seulement.

³Les GWh sont calculés au niveau de la production. Ils incluent les pertes.

3. RÉFÉRENCE(S) : QUESTION DE L'ACEF DE QUÉBEC

Demande(s) :

3. Comment les coûts spécifiques aux clients grande puissance seront-ils alloués ?

Réponse:

Tel que présenté dans les tableaux remis à l'Union des consommateurs, les coûts spécifiques au Distributeur concernent les sous fonctions Postes abaisseurs et Raccordements des clients haute tension. Les méthodes des scénarios 2 à 5, incluant les scénarios 3A et 5A donnés en réponse à la question précédente, séparent les équipements de cette fonction selon le niveau de tension.

La catégorie Grande puissance se voit attribuer sa part des coûts des postes abaisseurs pour sa clientèle en moyenne tension en fonction du critère associé aux différents scénarios, soit la pointe coïncidente, la pointe non coïncidente ou le nombre d'abonnements ainsi que les coûts de raccordements pour sa clientèle haute tension.

Méthode de répartition des coûts de transport

4 Référence(s) : Commentaires de l'Union des consommateurs

Demande(s) :

Premièrement, pour bien comprendre chacun des scénarios proposés par le Distributeur, il faudrait pouvoir comparer la méthode utilisée lors du dernier dossier tarifaire (R-3579-2005) et la méthode du "Facteur d'utilisation" relativement à la répartition des coûts de transport par catégorie de consommateurs. L'application de la méthode du "Facteur d'utilisation" pour le cas du réseau de transport d'Hydro-Québec est décrite aux pages 8 à 21 de la décision D-2006-66 de la Régie.

Réponse:

Le scénario 1 (Tableau 2) correspond à la méthode actuellement utilisée par le Distributeur pour répartir son coût de transport. Il est à noter que la facture des achats de services de transport a été ajustée pour refléter la décision D-2006-66 et pour rendre comparable les divers scénarios.

5 Référence(s) : Commentaires de l'Union des consommateurs

Demande(s) :

2) Deuxièmement, nous souhaitons que le Distributeur explique comment ont été pris en compte les facteurs d'utilisation relativement faibles des catégories Domestique, Petite Puissance et Moyenne Puissance dans la répartition des « crédits » de 81 M\$ identifiés à la page 6 du document « La répartition des coûts de transport » distribué par Hydro-Québec Distribution à la dernière rencontre technique (4 mai 2006) ou, le cas échéant, pourquoi ils ne l'ont pas été.

Réponse:

L'écart de 81 M\$ résulte d'une différence entre les données de facturation de la charge locale et les montants résultants de la répartition des coûts entre la charge locale et le service de point à point (page 6 de la présentation du 4 mai).

La méthode de répartition des coûts comporte trois principales étapes : le classement par fonction, le classement par composante et la répartition par catégorie de consommateurs.

À l'étape 1 (Tableau 1) pour l'Option A, le Distributeur a réparti cette différence de 81 M\$ à toutes les fonctions en fonction des coûts spécifiés par la Régie au tableau de la page 21 de la décision D-2006-66.

Pour l'option B (Tableau 1), le montant de 81 M\$ a été répartie aux fonctions communes des services de point à point et de la charge locale, ce qui exclut la fonction Raccordements des clients.

Quant à l'utilisation des facteurs d'utilisation, elle se fait à l'étape 3 qui fait la répartition des coûts des fonctions préalablement établis à l'étape 1.

6 Référence(s) : Commentaires de l'Union des consommateurs

Demande(s) :

Pour chacun de ces deux sujets soit, la méthode de répartition des coûts de transport et la prise en compte des facteurs d'utilisation, nous jugeons également que la possibilité de comparer les principes sous-jacents aux calculs des coûts, les données pertinentes à la compréhension des calculs, et les résultats des coûts répartis par catégorie de consommateurs est souhaitable en vue d'une bonne compréhension des propositions avancées par le Distributeur.

Réponse:

Vous trouverez ci-joint 6 tableaux montrant le détail des calculs des 5 scénarios présentés lors de la rencontre du 4 mai dernier.

Tableau 1
Classement par fonction de la différence de 81 M\$
entre la répartition des coûts et la facturation de la charge locale

(1) Rubriques	(2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (14) (15) (16) (17) (18) (19) (20) (21) (22)																				
	Fonctions																				
	Équipements de transport associés à la production										Réseau			Raccordement des clients			Interconnexions - Autres			Total	
	Postes éleveurs		Lignes de raccordements		Réseau THT - Autres ¹		Réseau 450 kV		Interconnexion - Churchill Falls		Total	Postes et lignes ²	Réseau Haute tension	Total	Postes abaisseurs	Racc. Clients haute tension	Total				Total
Puissance	Énergie	Puissance	Énergie	Puissance	Énergie	Puissance	Énergie	Puissance	Énergie	Puissance	Énergie	Puissance	Puissance	Total	Spécifique	Spécifique	Total	Puissance	Énergie	Total	Total
1 Décision D-2006-66, p. 21																					
2 Répartition du coût de service de la charge locale	86,8	135,6	19,4	30,3	321,9	502,6	45,7	71,3	14,8	23,1	1 251,5	428,6	334,6	763,2	364,0	52,7	416,6	51,8	80,9	132,7	2 564,2
3											Prés. p. 8 Colonne 2 Ligne 1			Prés. p. 8 Colonne 3 Ligne 1	Prés. p. 8 Colonne 4 Ligne 1	Prés. p. 8 Colonne 5 Ligne 1				Prés. p. 8 Colonne 6 Ligne 1	
4 Option A : Répartition à toute les fonctions en fonction de la ligne 2	84,1	131,3	18,8	29,3	311,7	486,7	44,3	69,0	14,3	22,4	1 211,9	415,0	324,0	739,0	352,5	51,1	403,6	50,2	78,3	128,5	2 483,0
5											Prés. p. 8 Colonne 2 Ligne 2			Prés. p. 8 Colonne 3 Ligne 2	Prés. p. 8 Colonne 4 Ligne 2	Prés. p. 8 Colonne 5 Ligne 2				Prés. p. 8 Colonne 6 Ligne 2	
6											Prés. p. 8 Colonne 2 Ligne 4			Prés. p. 8 Colonne 3 Ligne 4	Prés. p. 8 Colonne 4 Ligne 4	Prés. p. 8 Colonne 5 Ligne 4				Prés. p. 8 Colonne 6 Ligne 4	
7 Option B : Répartition aux fonctions communes selon la ligne 2 excluant la fonction Raccordement des clients	83,5	130,5	18,7	29,2	309,7	483,6	44,0	68,6	14,2	22,2	1 204,2	412,4	321,9	734,3	364,0	52,7	416,6	49,8	77,8	127,7	2 483,0
8											Prés. p. 8 Colonne 2 Ligne 4			Prés. p. 8 Colonne 3 Ligne 4	Prés. p. 8 Colonne 4 Ligne 4	Prés. p. 8 Colonne 5 Ligne 4				Prés. p. 8 Colonne 6 Ligne 4	

¹Réseau THT (déduction faite des lignes à 735 kV entre Montréal et Québec et la boucle autour de Montréal).

²Réseau THT (Postes et lignes entre Montréal et Québec et la boucle autour de Montréal).

Tableau 2
Scénario 1 : Répartition du coût de transport à toutes les fonctions la pointe coïncidente (1-PC)
 Correspond au scénario original utilisé par le Distributeur
 Année témoin projetée 2006

(1) Catégorie de consommateurs	(3) Équipement associés à la production ¹		(4) Réseau	(5) (6) Interconnexions - Autres		(7) (8) Raccordements des clients		(9) Total	(12) (13) Facteurs de répartition ²				(14) Nombre d'abon. MT	(15) Nombre d'abon. HT
	(2) Puissance		(4) Puissance	(5) (6) Puissance		(7) (8) Postes abaisseurs Client haute tension			(10) Énergie ajustée ³	(11) Pointe coïncidente	(12) Pointe non coïncidente Moy. tension	(13) Pointe non coïncidente Haute tens.		
	1-PC	1-PC	1-PC	1-PC	1-PC	1-PC	1-PC		GWh	MW	MW	MW		
1 Domestique														
2 Tarifs D et DM	237,5	370,9	371,0	25,2	39,3	177,0	25,6	1 246,5	61 375	17 831	16 950	-	3 251 971	-
3 Tarif DH	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	4	1	1	-	163	-
4 Tarif DT	5,4	8,4	8,4	0,6	0,9	4,0	0,6	28,3	2 837	404	719	-	120 015	-
5 Total	242,9	379,3	379,4	25,8	40,2	181,0	26,2	1 274,8	64 216	18 237	17 670	-	3 372 149	-
6 Petite et moyenne puissance														
7 Tarifs G et à forfait	39,8	62,2	62,2	4,2	6,6	29,7	4,3	208,9	14 047	2 989	2 937	-	283 603	-
8 Tarif G9	3,0	4,7	4,7	0,3	0,5	2,2	0,3	15,8	1 208	226	401	-	3 909	-
9 Tarif M	64,1	100,1	100,1	6,8	10,6	47,7	6,9	336,3	29 109	4 811	5 037	44	17 620	21
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	0,9	1,4	1,4	0,1	0,2	0,7	0,1	4,8	607	69	136	-	5 568	-
11 Tarif BT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12 Total	107,8	168,3	168,4	11,4	17,9	80,3	11,6	565,8	44 972	8 094	8 511	44	310 700	21
13 Grande puissance														
14 Tarif L	80,1	125,1	125,2	8,5	13,3	59,7	8,6	420,6	49 664	6 017	1 772	4 904	149	94
15 Tarif H	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	10	2	5	-	1	-
16 Tarifs LD et LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17 Contrats spéciaux	42,2	65,9	66,0	4,5	7,0	31,5	4,6	221,6	28 042	3 171	-	3 528	-	9
18 Total	122,4	191,1	191,2	13,0	20,3	91,2	13,2	642,4	77 716	9 189	1 777	8 432	150	103
19 Total	473,1	738,7	739,0	50,2	78,3	352,5	51,1	2 483,0	186 905	35 520	27 958	8 476	3 682 999	124
Référence :	Tableau 1 Colonnes 2, 4, 6, 8, 10 Ligne 4	Tableau 1 Colonnes 3, 5, 7, 9, 11 Ligne 4	Tableau 1 Colonne 15 Ligne 4	Tableau 1 Colonne 19 Ligne 4	Tableau 1 Colonne 20 Ligne 4	Tableau 1 Colonne 16 Ligne 4	Tableau 1 Colonne 17 Ligne 4	Présentation p. 10, Colonne 2						

¹Comprend les sous fonctions Postes élévateurs, Lignes de raccordement, Réseau THT - Autres, Réseau 450 kV, Churchill Falls.

²Les données proviennent la méthode de répartition des coûts de l'année témoin projetée 2006 présentée dans le dossier R-3579-2006. Les données sont présentées à titre illustratifs seulement.

³Les GWh sont calculés au niveau de la production. Ils incluent les pertes.

Tableau 3
Scénario 2 - Option A : Répartition du coût de transport selon la décision de la Régie et
fonction Raccordements des clients répartie en fonction du nombre d'abonnement
Année témoin projetée 2006

(1) Catégorie de consommateurs	(3) Équipement associés à la production ¹		(4) Réseau	(6) Interconnexions - Autres		(8) Raccordements des clients		(9) Total	(12) Facteurs de répartition ²				(14)	(15)
	Puissance	Énergie	Puissance	Puissance	Énergie	Postes abaisseurs	Client haute tension		Énergie ajustée ³	Pointe coïncidente	Pointe non coïncidente Moy. tension	Pointe non coïncidente Haute tens.	Nombre d'abon. MT	Nombre d'abon. HT
1 Domestique														
2 Tarifs D et DM	237,5	242,6	371,0	25,2	25,7	311,3	-	1 213,3	61 375	17 831	16 950	-	3 251 971	-
3 Tarif DH	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,1	4	1	1	-	163	-
4 Tarif DT	5,4	11,2	8,4	0,6	1,2	11,5	-	38,3	2 837	404	719	-	120 015	-
5 Total	242,9	253,8	379,4	25,8	26,9	322,8	-	1 251,6	64 216	18 237	17 670	-	3 372 149	-
6 Petite et moyenne puissance														
7 Tarifs G et à forfait	39,8	55,5	62,2	4,2	5,9	27,1	-	194,8	14 047	2 989	2 937	-	283 603	-
8 Tarif G9	3,0	4,8	4,7	0,3	0,5	0,4	-	13,7	1 208	226	401	-	3 909	-
9 Tarif M	64,1	115,1	100,1	6,8	12,2	1,7	8,6	308,6	29 109	4 811	5 037	44	17 620	21
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	0,9	2,4	1,4	0,1	0,3	0,5	-	5,6	607	69	136	-	5 588	-
11 Tarif BT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12 Total	107,8	177,8	168,4	11,4	18,8	29,4	8,6	522,6	44 972	8 094	8 511	44	310 700	21
13 Grande puissance														
14 Tarif L	80,1	196,3	125,2	8,5	20,8	0,0	38,7	469,6	49 664	6 017	1 772	4 904	149	94
15 Tarif H	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,1	10	2	5	-	1	-
16 Tarifs LD et LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17 Contrats spéciaux	42,2	110,8	66,0	4,5	11,8	-	3,7	239,0	28 042	3 171	-	3 528	-	9
18 Total	122,4	307,2	191,2	13,0	32,6	0,0	42,4	708,7	77 716	9 189	1 777	8 432	150	103
19 Total	473,1	738,7	739,0	50,2	78,3	352,5	51,1	2 483,0	186 905	35 520	27 958	8 476	3 682 999	124
Référence :	Tableau 1 Colonnes 2, 4, 6, 8, 10 Ligne 4	Tableau 1 Colonnes 3, 5, 7, 9, 11 Ligne 4	Tableau 1 Colonne 15 Ligne 4	Tableau 1 Colonne 19 Ligne 4	Tableau 1 Colonne 20 Ligne 4	Tableau 1 Colonne 16 Ligne 4	Tableau 1 Colonne 17 Ligne 4	Présentation p. 10, Colonne 3						

¹ Comprend les sous fonctions Postes élévateurs, Lignes de raccordement, Réseau THT - Autres, Réseau 450 kV, Churchill Falls.

² Les données proviennent la méthode de répartition des coûts de l'année témoin projetée 2006 présentée dans le dossier R-3579-2006. Les données sont présentées à titre illustratifs seulement.

³ Les GWh sont calculés au niveau de la production. Ils incluent les pertes.

Tableau 4
Scénario 3 - Option A : Répartition du coût de transport selon la décision de la Régie et fonction Raccordements des clients répartie en fonction de la pointe non coïncidente
Année témoin projetée 2006

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Équipement associés à la production ¹		(4) Réseau	(5) Interconnexions - Autres		(7) Raccordements des clients		(9) Total	(10) Énergie ajustée ³	(11) Pointe coïncidente	(12) Facteurs de répartition ²		(14) Nombre d'abon. MT	(15) Nombre d'abon. HT	
	Puissance	Énergie	Puissance	Puissance	Énergie	Postes abaisseurs	Client haute tension		Énergie ajustée ³	Pointe coïncidente	Pointe non coïncidente Moy. tension	Pointe non coïncidente Haute tens.	Nombre d'abon. MT	Nombre d'abon. HT	
	1-PC	GWh ajustés	1-PC	1-PC	GWh ajustés	1-PNC MT	1-PNC HT		GWh	MW	MW	MW			
1 Domestique															
2 Tarifs D et DM	237,5	242,6	371,0	25,2	25,7	213,7	-	1 115,7	61 375	17 831	16 950	-	3 251 971	-	
3 Tarif DH	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,1	4	1	1	-	163	-	
4 Tarif DT	5,4	11,2	8,4	0,6	1,2	9,1	-	35,8	2 837	404	719	-	120 015	-	
5 Total	242,9	253,8	379,4	25,8	26,9	222,8	-	1 151,6	64 216	18 237	17 670	-	3 372 149	-	
6 Petite et moyenne puissance															
7 Tarifs G et à forfait	39,8	55,5	62,2	4,2	5,9	37,0	-	204,6	14 047	2 989	2 937	-	283 603	-	
8 Tarif G9	3,0	4,8	4,7	0,3	0,5	5,1	-	18,4	1 208	226	401	-	3 909	-	
9 Tarif M	64,1	115,1	100,1	6,8	12,2	63,5	0,3	362,0	29 109	4 811	5 037	44	17 620	21	
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	0,9	2,4	1,4	0,1	0,3	1,7	-	6,8	607	69	136	-	5 568	-	
11 Tarif BT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12 Total	107,8	177,8	168,4	11,4	18,8	29,4	0,3	591,8	44 972	8 094	8 511	44	310 700	21	
13 Grande puissance															
14 Tarif L	80,1	196,3	125,2	8,5	20,8	22,3	29,5	482,8	49 664	6 017	1 772	4 904	149	94	
15 Tarif H	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	-	0,2	10	2	5	-	1	-	
16 Tarifs LD et LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
17 Contrats spéciaux	42,2	110,8	66,0	4,5	11,8	-	21,3	256,5	28 042	3 171	-	3 528	-	9	
18 Total	122,4	307,2	191,2	13,0	32,6	0,0	50,8	739,5	77 716	9 189	1 777	8 432	150	103	
19 Total	473,1	738,7	739,0	50,2	78,3	352,5	51,1	2 483,0	186 905	35 520	27 958	8 476	3 682 999	124	
Référence :	Tableau 1 Colonnes 2, 4, 6, 8, 10 Ligne 4	Tableau 1 Colonnes 3, 5, 7, 9, 11 Ligne 4	Tableau 1 Colonne 15 Ligne 4	Tableau 1 Colonne 19 Ligne 4	Tableau 1 Colonne 20 Ligne 4	Tableau 1 Colonne 16 Ligne 4	Tableau 1 Colonne 17 Ligne 4	Présentation p. 10, Colonne 4							

¹Comprend les sous fonctions Postes élévateurs, Lignes de raccordement, Réseau THT - Autres, Réseau 450 kV, Churchill Falls.

²Les données proviennent la méthode de répartition des coûts de l'année témoin projetée 2006 présentée dans le dossier R-3579-2006. Les données sont présentées à titre illustratifs seulement.

³Les GWh sont calculés au niveau de la production. Ils incluent les pertes.

Tableau 5
Scénario 4 - Option B : Répartition du coût de transport selon la décision de la Régie et
fonction Raccordements des clients répartie en fonction du nombre d'abonnement
Année témoin projetée 2006

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Équipement associés à la production ¹		(4) Réseau	(5) Interconnexions - Autres		(7) Raccordements des clients		(9) Total	(12) Facteurs de répartition ²				(14)	(15)	
	Puissance	Énergie	Puissance	Puissance	Énergie	Postes abaisseurs	Client haute tension		Énergie ajustée ³	Pointe coïncidente	Pointe non coïncidente Moy. tension	Pointe non coïncidente Haute tens.	Nombre d'abon. MT	Nombre d'abon. HT	
	1-PC	GWh ajustés	1-PC	1-PC	GWh ajustés	Abon. MT	Abon. HT		GWh	MW	MW	MW			
1 Domestique															
2 Tarifs D et DM	236,0	241,0	368,6	25,0	25,6	321,4	-	1 217,7	61 375	17 831	16 950	-	3 251 971	-	
3 Tarif DH	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,1	4	1	1	-	163	-	
4 Tarif DT	5,4	11,1	8,4	0,6	1,2	11,9	-	38,5	2 837	404	719	-	120 015	-	
5 Total	241,4	252,2	377,0	25,6	26,7	333,3	-	1 256,2	64 216	18 237	17 670	-	3 372 149	-	
6 Petite et moyenne puissance															
7 Tarifs G et à forfait	39,6	55,2	61,8	4,2	5,9	28,0	-	194,6	14 047	2 989	2 937	-	283 603	-	
8 Tarif G9	3,0	4,7	4,7	0,3	0,5	0,4	-	13,6	1 208	226	401	-	3 909	-	
9 Tarif M	63,7	114,3	99,5	6,8	12,1	1,7	8,9	307,0	29 109	4 811	5 037	44	17 620	21	
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	0,9	2,4	1,4	0,1	0,3	0,6	-	5,6	607	69	136	-	5 568	-	
11 Tarif BT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12 Total	107,1	176,6	167,3	11,4	18,7	30,4	8,9	520,8	44 972	8 094	8 511	44	310 700	21	
13 Grande puissance															
14 Tarif L	79,6	195,1	124,4	8,4	20,7	0,0	40,0	468,2	49 664	6 017	1 772	4 904	149	94	
15 Tarif H	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,1	10	2	5	-	1	-	
16 Tarifs LD et LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
17 Contrats spéciaux	42,0	110,1	65,6	4,4	11,7	-	3,8	237,6	28 042	3 171	-	3 528	-	9	
18 Total	121,6	305,2	190,0	12,9	32,4	0,0	43,8	705,9	77 716	9 189	1 777	8 432	150	103	
19 Total	470,1	734,1	734,3	49,8	77,8	364,0	52,7	2 483,0	186 905	35 520	27 958	8 476	3 682 999	124	
Référence :	Tableau 1 Colonnes 2, 4, 6, 8, 10 Ligne 6	Tableau 1 Colonnes 3, 5, 7, 9, 11 Ligne 6	Tableau 1 Colonne 15 Ligne 6	Tableau 1 Colonne 19 Ligne 6	Tableau 1 Colonne 20 Ligne 6	Tableau 1 Colonne 16 Ligne 6	Tableau 1 Colonne 17 Ligne 6	Présentation p. 10, Colonne 5							

¹ Comprend les sous fonctions Postes élévateurs, Lignes de raccordement, Réseau THT - Autres, Réseau 450 kV, Churchill Falls.

² Les données proviennent la méthode de répartition des coûts de l'année témoin projetée 2006 présentée dans le dossier R-3579-2006. Les données sont présentées à titre illustratifs seulement.

³ Les GWh sont calculés au niveau de la production. Ils incluent les pertes.

Tableau 6
Scénario 5 - Option B : Répartition du coût de transport selon la décision de la Régie et
fonction Raccordements des clients répartie en fonction de la pointe non coïncidente
Année témoin projetée 2006

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Équipement associés à la production ¹		(4) Réseau	(5) Interconnexions - Autres		(7) Raccordements des clients		(9) Total	(12) Facteurs de répartition ²				(14)	(15)
	Puissance	Énergie	Puissance	Puissance	Énergie	Postes abaisseurs	Client haute tension		Énergie ajustée ³	Pointe coïncidente	Pointe non coïncidente Moy. tension	Pointe non coïncidente Haute tens.	Nombre d'abon. MT	Nombre d'abon. HT
1 Domestique														
2 Tarifs D et DM	236,0	241,0	368,6	25,0	25,6	220,7	-	1 117,0	61 375	17 831	16 950	-	3 251 971	-
3 Tarif DH	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,1	4	1	1	-	163	-
4 Tarif DT	5,4	11,1	8,4	0,6	1,2	9,4	-	36,0	2 837	404	719	-	120 015	-
5 Total	241,4	252,2	377,0	25,6	26,7	230,1	-	1 153,0	64 216	18 237	17 670	-	3 372 149	-
6 Petite et moyenne puissance														
7 Tarifs G et à forfait	39,6	55,2	61,8	4,2	5,9	38,2	-	204,8	14 047	2 989	2 937	-	283 603	-
8 Tarif G9	3,0	4,7	4,7	0,3	0,5	5,2	-	18,4	1 208	226	401	-	3 909	-
9 Tarif M	63,7	114,3	99,5	6,8	12,1	65,6	0,3	362,2	29 109	4 811	5 037	44	17 620	21
10 Tarifs d'éclairage public et Sent.	0,9	2,4	1,4	0,1	0,3	1,8	-	6,8	607	69	136	-	5 568	-
11 Tarif BT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12 Total	107,1	176,6	167,3	11,4	18,7	30,4	0,3	592,3	44 972	8 094	8 511	44	310 700	21
13 Grande puissance														
14 Tarif L	79,6	195,1	124,4	8,4	20,7	23,1	30,5	481,8	49 664	6 017	1 772	4 904	149	94
15 Tarif H	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	-	0,2	10	2	5	-	1	-
16 Tarifs LD et LP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17 Contrats spéciaux	42,0	110,1	65,6	4,4	11,7	-	21,9	255,7	28 042	3 171	-	3 528	-	9
18 Total	121,6	305,2	190,0	12,9	32,4	0,0	52,5	737,7	77 716	9 189	1 777	8 432	150	103
19 Total	470,1	734,1	734,3	49,8	77,8	364,0	52,7	2 483,0	186 905	35 520	27 958	8 476	3 682 999	124

Référence :
Tableau 1 Colonne 2, 4, 6, 8, 10 Ligne 6
Tableau 1 Colonne 3, 5, 7, 9, 11 Ligne 6
Tableau 1 Colonne 15 Ligne 6
Tableau 1 Colonne 19 Ligne 6
Tableau 1 Colonne 20 Ligne 6
Tableau 1 Colonne 16 Ligne 6
Tableau 1 Colonne 17 Ligne 6
Présentation p. 10, Colonne 6

¹Comprend les sous fonctions Postes élévateurs, Lignes de raccordement, Réseau THT - Autres, Réseau 450 kV, Churchill Falls.

²Les données proviennent la méthode de répartition des coûts de l'année témoin projetée 2006 présentée dans le dossier R-3579-2006. Les données sont présentées à titre illustratifs seulement.

³Les GWh sont calculés au niveau de la production. Ils incluent les pertes.