

**RÉPONSES À LA DEMANDE  
DE RENSEIGNEMENTS DE LA RÉGIE**



- 1. Références :**
- (i) HQD-1, document 1, page 19
  - (ii) HQD-1, annexe 1, page 1

**Préambule :**

- (i) *«La formule d'allocation de la section 2.2 proposée pour 2001 et 2002 est identique à celle utilisée pour l'établissement des coûts par catégorie en 2000 à l'annexe I de la Loi.»*

La formule d'allocation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs proposée par le Distributeur et décrite à la référence (ii) repose sur le postulat suivant : le coût de fourniture alloué à chaque catégorie de consommateurs se compose de deux éléments soit, le coût de l'énergie livrée à cette clientèle et le coût de la puissance rendue disponible à cette clientèle.

**Demandes :**

- 1.1. Veuillez fournir un tableau présentant, pour l'année 2000, les facteurs d'utilisation et les taux de pertes permettant de calculer l'allocation du coût de fourniture par catégorie de consommateurs.

**Réponse :**

**Le tableau suivant présente les facteurs d'utilisation et les taux de pertes par catégorie de consommateurs pour l'année 2000, ainsi que les coûts inscrits à l'annexe I de la Loi.**

**Tableau 1.1 – Facteurs d'utilisation, taux de pertes et coûts par catégorie de consommateurs en 2000**

<b>Catégorie</b>	<b>Facteurs d'utilisation</b>	<b>Taux de pertes</b>	<b>Coûts (¢/kWh)</b>
Tarifs D et DM	47,1%	10,5%	3,24
Tarif DH	51,0%	10,5%	3,13
Tarifs G et à forfait	59,7%	10,5%	2,95
Tarif G-9	68,9%	10,2%	2,80
Tarif M	72,0%	8,7%	2,72
Tarif L	90,0%	5,5%	2,47
Tarif H	n/a	n/a	n/a
Tarif DT	80,6%	10,5%	2,67
Tarifs d'éclairage public et sentinelle	84,2%	10,5%	2,63
<b>Distributeur – électricité patrimoniale</b>	<b>65,5%</b>	<b>8,1%</b>	<b>2,79</b>

- 1.2. Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, que la formule proposée dans cette demande permet d'obtenir exactement les coûts alloués par catégorie de consommateurs, pour l'année 2000, présentés à l'annexe I de la Loi.

**Réponse :**

**Les équations suivantes présentent le calcul des coûts par catégorie de consommateurs en 2000 en utilisant la formule d'allocation présentée à la pièce HQD-1, Document 1, page 7. Ces coûts (en ¢/kWh) sont inscrits à l'annexe I de la Loi.**

Coût D et DM <sub>2000</sub>	=	$2,79 \times [ 0,655 + ( 0,345 \times 0,655/0,471 ) ] \times [ 1,105/1,081 ]$	=	3,24
Coût DH <sub>2000</sub>	=	$2,79 \times [ 0,655 + ( 0,345 \times 0,655/0,510 ) ] \times [ 1,105/1,081 ]$	=	3,13
Coût G et à forfait <sub>2000</sub>	=	$2,79 \times [ 0,655 + ( 0,345 \times 0,655/0,597 ) ] \times [ 1,105/1,081 ]$	=	2,95
Coût G-9 <sub>2000</sub>	=	$2,79 \times [ 0,655 + ( 0,345 \times 0,655/0,689 ) ] \times [ 1,102/1,081 ]$	=	2,80
Coût M <sub>2000</sub>	=	$2,79 \times [ 0,655 + ( 0,345 \times 0,655/0,720 ) ] \times [ 1,087/1,081 ]$	=	2,72
Coût L <sub>2000</sub>	=	$2,79 \times [ 0,655 + ( 0,345 \times 0,655/0,900 ) ] \times [ 1,055/1,081 ]$	=	2,47
Coût DT <sub>2000</sub>	=	$2,79 \times [ 0,655 + ( 0,345 \times 0,655/0,806 ) ] \times [ 1,105/1,081 ]$	=	2,67
Coût Éclairage <sub>2000</sub>	=	$2,79 \times [ 0,655 + ( 0,345 \times 0,655/0,842 ) ] \times [ 1,105/1,081 ]$	=	2,63

- 1.3. Veuillez expliquer, comment, à partir du postulat décrit en préambule, le Distributeur obtient la formule proposée en explicitant, à chaque étape, chacun des intrants et des extrants.

**Réponse :**

**La formule d'allocation du coût moyen de fourniture par catégorie de consommateurs est décrite à la pièce HQD-1, Document 1, annexe 1.**

**Les intrants utilisés directement dans la formule pour les années 2001 et 2002 sont :**

- le coût moyen de fourniture du Distributeur pour l'électricité patrimoniale fixé à 2,79 ¢/kWh par la Loi;
- les facteurs d'utilisation par catégorie de consommateurs et pour le Distributeur au niveau de l'électricité patrimoniale présentés à la pièce HQD-1, Document 1, Annexe 3, tableaux A3.1 et A3.2;
- les taux de pertes par catégorie de consommateurs et pour le Distributeur au niveau de l'électricité patrimoniale présentés à la pièce HQD-1, Document 1, Annexe 4, tableaux A4.1 et A4.2.

Les intrants utilisés de façon indirecte et qui ont servi à établir les facteurs d'utilisation et les taux de pertes ci-haut mentionnés pour les années 2001 et 2002 sont :

- les profils de consommation de référence de la pièce HQD-1, Document 1, Annexe 2, pages 1 et 2.
- la prévision des ventes par catégorie de consommateurs et la répartition par tension d'alimentation de la pièce HQD-1, Document 1, tableaux A4.1 et A4.2;
- les taux de pertes par tension d'alimentation (basse, moyenne et haute) de la pièce HQD-1, Document 1, tableaux A4.1 et A4.2;

Les extraits de la formule d'allocation pour les années 2001 et 2002 sont présentés à la pièce HQD-1, Document 1, page 17, tableau 4.1.1, à savoir le coût de fourniture par catégorie de consommateurs.

La Loi précise que le coût alloué à chaque catégorie de consommateurs est établi à partir du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale de 2,79 ¢/kWh en se basant sur l'annexe I, sur l'évolution des catégories tarifaires et sur les caractéristiques de consommation, soit les facteurs d'utilisation et les taux de pertes. Or les catégories ont des caractéristiques de consommation qui leur sont propres, c'est-à-dire qu'elles n'ont pas toutes la même présence en période de pointe et ne sont pas toutes alimentées au même niveau de tension. Par conséquent, le coût alloué à chaque catégorie devra tenir compte de ces particularités et de leur contribution relative par rapport aux caractéristiques de consommation du Distributeur.

De façon plus spécifique, les paragraphes suivants expliquent la façon d'allouer aux catégories de consommateurs le coût moyen de fourniture du Distributeur en séparant le coût d'énergie et le coût de puissance, tel que spécifié dans la formule d'allocation à la pièce HQD-1, Document 1, Annexe 1, lignes 2 à 4. Des exemples de calcul sont présentés pour la catégorie aux tarifs D et DM.

Le coût moyen de fourniture de 2,79 ¢/kWh pour l'ensemble de la consommation patrimoniale se compose de deux éléments, soit le coût d'énergie et le coût de puissance. Les deux éléments sont calculés à partir du facteur d'utilisation du Distributeur selon la portion énergie et la portion puissance. Cette méthode de classification des coûts (justifiée à la réponse

à la question 3.2 de la Régie) est importante pour allouer le coût moyen de fourniture aux catégories de consommateurs puisque chacun des deux éléments sont traités différemment.

Exemple pour le Distributeur, année 2001

Coût d'énergie du Distributeur	2,79x67,3%	1,88 ¢/kWh
Coût de puissance du Distributeur	2,79x(1-67,3%)	0,91 ¢/kWh
Coût de fourniture du Distributeur	1,88+0,91	2,79 ¢/kWh

Pour ce qui est de l'énergie, le coût reste le même (voir réponse à la question 4.1 de la Régie pour plus de détails) pour toutes les catégories de consommateurs pour une même tension d'alimentation, d'où l'application d'un facteur de pertes qui permet de distinguer l'alimentation en basse, moyenne ou haute tension. Ce facteur de pertes calcule l'impact du différentiel de pertes entre le taux de pertes du Distributeur et le taux de pertes de la catégorie de consommateurs en question. Il est établi à partir du taux de pertes annuel moyen sans faire distinction des pertes en énergie et des pertes en puissance (voir réponse à la question 4.2 de la Régie). Ainsi, le coût d'énergie par catégorie de consommateurs équivaut à allouer le coût d'énergie de 1,88 ¢/kWh du Distributeur en tenant compte de la tension d'alimentation (selon le facteur de pertes) de chaque catégorie.

Exemple pour la catégorie aux tarifs D et DM, année 2001

Coût d'énergie du Distributeur	2,79 x 67,3%	1,88 ¢/kWh
Facteur de pertes D et DM	(1+10,2%)/(1+8,1%)	1,0194
Coût d'énergie de la catégorie D et DM	1,88x1,0194	1,91 ¢/kWh

Pour ce qui est de la puissance, habituellement exprimée par un coût fixe en dollars par kilowatt, une fois converti en cents par kilowattheure, il devient en plus du facteur de pertes qui s'applique, un coût qui varie par catégorie de consommateurs (voir réponse à la question 4.1 de la Régie) en fonction de la présence en période de pointe. Pour ce faire, il s'agit de calculer un facteur FU qui capture l'impact différentiel de la présence en pointe du Distributeur par rapport à celle de la catégorie de

consommateurs en question. Ainsi, le coût de puissance par catégorie de consommateurs équivaut à allouer le coût de puissance de 0,91 ¢/kWh du Distributeur en tenant compte de la contribution en période de pointe (selon le facteur FU) et de la tension d'alimentation (selon le facteur de pertes) de chaque catégorie.

Exemple pour la catégorie aux tarifs D et DM, année 2001

Coût de puissance du Distributeur	$2,79 \times (1 - 67,3\%)$	0,91 ¢/kWh
Facteur FU D et DM	$(67,3\%) / (47,7\%)$	1,41
Facteur de pertes D et DM	$(1 + 10,2\%) / (1 + 8,1\%)$	1,0194
Coût de puissance de la catégorie D et DM	$(0,91 \times 1,41 \times 1,0194)$	1,32 ¢/kWh

Ainsi, le coût de fourniture par catégorie de consommateurs est obtenu en additionnant le coût d'énergie et le coût de puissance de la catégorie.

Exemple pour la catégorie aux tarifs D et DM, année 2001

Coût d'énergie de la catégorie D et DM		1,91 ¢/kWh
Coût de puissance de la catégorie D et DM		1,32 ¢/kWh
Coût de fourniture de la catégorie D et DM	$1,91 + 1,32$	3,23 ¢/kWh

Ce même exercice est applicable à toutes les catégories de consommateurs en fonction de leur facteur d'utilisation et de leur taux de pertes. Le tableau suivant montre les coûts par catégorie de consommateurs associés à l'énergie et à la puissance pour les années 2000, 2001 et 2002. Il est possible que les résultats présentés dans ce tableau, calculés à partir de valeurs non arrondies, soient légèrement différents de ceux que le lecteur pourrait obtenir en les recalculant à partir des valeurs arrondies.

**Tableau 1.3 – Coût de l'énergie et de la puissance par catégorie de consommateurs pour les années 2000, 2001 et 2002**

Catégorie	Coût d'énergie (¢/kWh)			Coût de puissance (¢/kWh)			Coût de fourniture (¢/kWh)		
	2000	2001	2002	2000	2001	2002	2000	2001	2002
Tarifs D et DM	1,87	1,91	1,91	1,37	1,31	1,31	3,24	3,23	3,23
Tarif DH	1,87	1,91	1,91	1,26	1,20	1,20	3,13	3,11	3,12
Tarifs G et à forfait	1,87	1,91	1,91	1,08	0,99	0,99	2,95	2,91	2,91
Tarif G-9	1,86	1,91	1,91	0,93	0,91	0,91	2,80	2,82	2,81
Tarif M	1,84	1,90	1,90	0,88	0,80	0,80	2,72	2,70	2,69
Tarif L	1,78	1,84	1,83	0,68	0,65	0,65	2,47	2,48	2,48
Tarif H	n/a	1,85	1,84	n/a	0,68	0,68	n/a	2,53	2,53
Tarif DT	1,87	1,91	1,91	0,80	0,79	0,79	2,67	2,70	2,70
Tarifs d'éclairage public et sentinelle	1,87	1,91	1,91	0,77	0,74	0,74	2,63	2,65	2,66
Contrats spéciaux	1,78	1,83	1,82	0,62	0,61	0,61	2,39	2,44	2,43
<b>Distributeur – électricité patrimoniale</b>	<b>1,83</b>	<b>1,88</b>	<b>1,88</b>	<b>0,96</b>	<b>0,91</b>	<b>0,91</b>	<b>2,79</b>	<b>2,79</b>	<b>2,79</b>

**À noter que l'explication détaillée ci-haut mentionnée donne exactement le même coût de fourniture pour chaque catégorie de consommateurs que la formulation énoncée à la pièce HQD – 1, Document 1, Annexe 1, ligne 5. Des exemples de calcul pour les années 2001 et 2002 sont disponibles à la pièce HQD-1, Document 1, Annexe 5, lignes 8 à 12.**

- 2. Références :**
- (i) HQD-1, document 1, page 4
  - (ii) HQD-1, document 1, page 11
  - (iii) HQD-1, annexe 2, page 1
  - (iv) HQD-1, document 1, page 11
  - (v) HQD-1, document 1, page 19

**Préambule :**

- (i) *«Le niveau de consommation par catégorie est présenté à l'annexe 2.»*
- (ii) *«Les profils par catégorie sont obtenus à partir de données de mesurage pour l'année 2000,...»*
- (iii) *«Les graphiques suivants présentent les profils de référence non normalisés utilisés pour établir les profils prévisionnels des années 2001 et 2002.»*
- (iv) *«Les profils prévisionnels par catégorie sont obtenus en projetant les profils de référence aux ventes prévisionnelles en 2001 et 2002 après avoir retiré l'impact de l'aléa climatique le cas échéant.»*

- (v) «Les facteurs d'utilisation des catégories DT et éclairage sont moins élevés car ils sont plus volatils d'une année à l'autre en ce qui concerne la période de pointe.»

**Demandes :**

- 2.1. Veuillez expliquer comment sont obtenus les profils de référence à partir des données de mesurage.

**Réponse :**

La méthode utilisée pour l'établissement des profils de consommation par catégorie pour l'année de référence est basée sur des données de mesurage ou sur des simulations. L'année 2000 est retenue comme année de référence puisqu'elle intègre les plus récentes caractéristiques de consommation, à l'exception de la catégorie DH où le profil de consommation est basé sur l'année 1995.

Dans le cas des catégories D, DM, G, G-9, M et DT, les profils sont basés sur des données de mesurage de la consommation obtenues au cours de l'année 2000 à partir d'échantillons stratifiés. Ces données permettent d'établir des profils moyens pour chaque catégorie et strate de l'échantillon. Des méthodes statistiques sont ensuite utilisées pour transposer ces résultats à l'ensemble de la population de chaque catégorie.

La transposition des profils de l'échantillon à la population est effectuée selon la méthode d'estimation par le ratio (« ratio analysis »), en utilisant la compilation mensuelle des ventes d'énergie de l'ensemble des clients du Distributeur aux tarifs considérés. L'estimation par le ratio établit la relation entre l'énergie et la puissance au niveau de l'échantillon. Ensuite, à partir des ventes d'énergie de la population, le ratio résultant permet d'estimer la puissance.

Par ailleurs, la consommation de chacun des clients facturés aux tarifs L et H ou desservis en vertu de contrats spéciaux est déjà mesurée pour fins de facturation. Le profil de consommation de ces catégories représente la sommation des profils de tous les clients au cours de l'année 2000.

En ce qui concerne la catégorie au tarif DH, le profil utilisé provient des données de mesurage d'un projet pilote de 1995. L'ensemble de la clientèle actuelle compte environ 200

abonnements avec des ventes inférieures à 5 GWh. Il n'est par conséquent pas justifié de maintenir un échantillon permanent de cette clientèle.

Enfin, en l'absence de mesurage, le profil d'éclairage public et sentinelle est simulé en fonction des critères qui influencent l'utilisation de l'éclairage comme les heures d'ensoleillement, déterminées selon les heures de lever et de coucher du soleil.

- 2.2. Les profils de références obtenus à partir des données de mesurage sont-ils des profils non normalisés?

Réponse :

Les profils de consommation obtenus à partir des données de mesurage ne sont pas normalisés pour la température. Ils reflètent les conditions climatiques de l'année de référence à partir de laquelle les données ont été recueillies.

- 2.3. Les profils de référence doivent-ils être normalisés avant de pouvoir être utilisés dans les calculs d'allocation du coût de fourniture?

Réponse :

L'aléa climatique de l'année de référence 2000 est retiré des profils avant de les projeter aux ventes prévisionnelles de 2001 et 2002 et de les utiliser dans les calculs d'allocation du coût de fourniture par catégorie de consommateurs.

Cette mesure a pour objectif de stabiliser les coûts de fourniture par catégorie de consommateurs année après année permettant de refléter l'évolution des catégories et de leurs caractéristiques de consommation.

- 2.4. L'expression «*après avoir retiré l'impact de l'aléa climatique*» de la référence (iv) est-elle synonyme de normalisation?

Réponse :

L'expression «*après avoir retiré l'impact de l'aléa climatique*» est synonyme de normalisation pour la température.

- 2.5. L'expression «*le cas échéant*» de la référence (iv) signifie-t-elle que pour certaines catégories de consommateurs la normalisation n'est pas nécessaire? Si oui, pourquoi?

Réponse :

**Le profil de consommation de certains groupes de clients n'est pas affecté par la température. Tel est le cas des clients au tarif H, des clients industriels au tarif L, des clients avec des contrats spéciaux et de la catégorie éclairage public et sentinelle.**

- 2.6. Dans la mesure où les profils prévisionnels sont obtenus à partir de profils de référence et de prévisions de ventes tous deux normalisés, veuillez expliquer d'où provient la volatilité du facteur d'utilisation de la catégorie DT, telle que mentionnée à la référence (v).

**Réponse :**

**De tous les profils de consommation, ceux de la catégorie DT et de la catégorie éclairage public et sentinelle sont les plus volatils par rapport à la période de pointe du Distributeur, puisque le chauffage de la clientèle DT est délesté lorsque la température est inférieure au point de consigne et l'éclairage public et sentinelle n'est pas présent le jour.**

**La normalisation des profils de consommation et l'utilisation de 300 heures au niveau de la période de pointe viennent limiter la volatilité des facteurs d'utilisation.**

**Toutefois, compte tenu que les ventes évoluent d'une année à l'autre, la période de pointe n'est pas nécessairement la même, ce qui peut faire varier les facteurs d'utilisation par catégorie.**

- 2.7. Dans la mesure où le profil de référence de l'éclairage est simulé et appliqué à des prévisions de ventes normalisées, veuillez expliquer d'où provient la volatilité du facteur d'utilisation de la catégorie éclairage, telle que mentionnée à la référence (v).

**Réponse :**

**Voir réponse à la question 2.6 de la Régie.**

**3. Référence :** HQD-1, document 1, page 5

**Préambule :**

*«La portion énergie et la portion puissance sont définies à partir du facteur d'utilisation du Distributeur pour l'électricité patrimoniale.»*

Dans la note de bas de page de la référence, il est affirmé que l'établissement de la portion énergie et de la portion puissance à partir du facteur d'utilisation est transposé de la méthode d'allocation du coût de fourniture recommandée par

l'APPA. Cette dernière propose des méthodes adaptées à la configuration technique des infrastructures de production, de transport et de distribution de l'électricité aux Etats-Unis. Or, l'infrastructure électrique québécoise, avec sa production majoritairement hydraulique, ses longues lignes de transport et sa faible densité de clientèle à desservir, diffère considérablement de ce qu'on peut observer au sud de notre frontière.

**Demandes :**

- 3.1. Veuillez fournir une copie du document cité en référence ou des extraits de ce document et indiquer à quel endroit précis est exposée la méthode d'allocation du coût de fourniture dont le Distributeur s'est inspiré.

**Réponse :**

**Extrait de *Cost of Service Procedures for Public Power Systems – A Cost Allocation Manual* de Economic and Engineering Services, Inc. pour American Public Power Association.**

**Chapitre IX : Functionalization and Classification of Costs of Service.**

**Section : Classification of Production Plant.**

**Pages IX-4 à IX-7**

***« The model utility has invested \$18,400,000 in hydroelectric production plant and \$37,400,000 in other production plant. For purposes of cost of service discussion, other production plant is steam and may be gas or oil fired plant. Fuel type is not particularly relevant in traditional cost of service classification concepts: however, differences between hydroelectric and other types of production plant are discussed herein.***

***Production plant has traditionally been considered as demand related. Production transmission and distribution plant are sized to meet the maximum demand requirements of customers and are considered to be fixed costs related to the provision of capacity by which energy can be delivered.***

***Other points of view have been expressed but are not prevalently found in cost of service literature. The most extreme view is that production plant is energy related in contrast to demand related. This view is based on the presumption that without energy consumption there would be no demand requirements.***

*On the basis that production plant is a fixed investment and plant is sized to meet the maximum demand requirements of customers, production plant is properly classified as demand related. The size of production plant is relatively proportional to size of investment required to construct the facility.*

*In traditional average (embedded) cost of service studies, production plant other than hydroelectric plant is classified entirely to the demand related cost component.*

*The classification of hydroelectric plant may be an exception. Hydroelectric plant which strictly provides peaking capacity for a utility system may be entirely classified as demand related investment. However, some hydroelectric plants (usually referred to as run-of-the-river plants) have no dependable capacity, may be designed with maximum storage capabilities and may produce firm energy over a period of time. In this case, hydroelectric plant may be classified as demand and energy related.*

*Hydroelectric plants cost-wise present a somewhat different challenge than other production plant, particularly when total production investment and cost, and where it ends up in rates, is reviewed. Other production plants generate electricity through the use of nuclear, coal, or natural gas fuels. The fuel cost is classified as an energy related cost and can translate to rate designs in this manner. A hydroelectric plant has no fuel cost. In fact, the only variable cost is the cost of water which, in years past, has been relatively inexpensive. Thus, hydroelectric systems have been proportionately higher demand related investment than other types of production plant.*

*It has been recognized, however, that certain portions of hydroelectric plant, namely waterways, dams and reservoirs, were constructed for the purpose of storing water to make the resource available for the production of firm energy when needed. Investment in these facilities has, in some cost of service analyses, been classified as energy related plant investment. The remainder of hydroelectric plant was classified to demand.*

*In summary of the preceding, it was traditional to classify other production plant as 100% demand related. Hydroelectric plant was classified as 100% demand related, if used for peaking*

*power, or about 75% demand related and 25% energy related, if investment in storage facilities was recognized. The latter provided a means of classifying some hydroelectric plant investment and a corresponding amount of operating expense to energy.*

*The traditional concepts of cost classification prevailed in an atmosphere where fuel and water resources were considered plentiful. Today, they are considered scarce. The change to a scarce resource concept along with adoption of energy conservation as a national goal has encouraged change in classification concepts regarding production plant.*

*In the case example, the model utility has 36 MW of capacity which it elects to use to serve retail customers. Hydroelectric plant is used as water resources are available and is used at maximum capacity during the summer period of maximum system demand. See Exhibit IX-2. The hydroelectric plant, however, is not considered a peaking unit in that other production plant provides sufficient firm or peaking capacity and energy of which all excess capacity and energy produced by the three plants is sold for resales. To accommodate the concept of scarce resource and recognize the ability to run rather than restrict the production of energy in response to the availability of the water resource, all production plant is classified in Exhibit IX-1 to demand and energy and no portion of plant is considered specifically needed for provision of peaking requirements.*

*The means used to classify investment in hydroelectric and other production plant to the demand and energy components is plant factor. Plant factor reflects the time the plant is involved in the production of energy and is a useful first means of classifying production plant to demand and energy where, in past years, plant has traditionally been classified as demand related.*

*The basis of the use of plant factor herein is to establish a common amount of production plant investment associated with providing customer's average demand requirements. The excess capacity, that most related to peak demand, or plant sizing, requirements may then be classified as demand related investment.*

*The plant factor for hydroelectric and other production plant is computed in Exhibit IX-2 Line 14. Exhibit IX-2 lists the energy generated and the production plant capacity resources available by production units for the selected test year. This table of basic information on production plant characteristics is useful in computing plant factors of 32% for the hydroelectric facility and 55% for the other production plant facility.*

**Methods of classifying production plant other than plant factor may be classified by the power system.** A summary of some classification concepts with prior use include:

1. Demand only.
2. Energy only.
3. Plant factor.
4. Classification of waterway, dams and reservoirs as energy, remainder as demand.
5. Fixed-variable.
6. Cost causation.

*Of the concepts listed above, classification of production plant to all demand or all energy does not frequently occur in present day cost of service application. It has been said that the fixed-variable classification concept is the most widely used where all fixed costs are classified as demand related and all variable costs as energy related. This method has a disadvantage for hydroelectric systems, as variable costs are virtually nil for hydroelectric plants.*

*A newer concept called “cost causation” has recently been developed in which the cost of production is classified to demand and energy on the basis of causes underlying the construction and operation of production plants on the power system. For example, the facilities constructed to meet peak demand requirements of the power system would be classified to demand, those which meet energy requirements would be classified to energy and those which provide both capacity and energy would be distributed to the two functions.» (nous soulignons)*

- 3.2. Veuillez expliquer comment le Distributeur a transposé et adapté à la réalité québécoise la méthode recommandée par l’APPA.

Réponse :

L'APPA fait référence à une méthode de classification applicable à la production hydroélectrique qui est basée sur le facteur d'utilisation des unités de production ou de l'ensemble du réseau. Cette méthode a pour objet de refléter la part des coûts servant à produire de l'énergie, soit les besoins moyens requis de la clientèle. L'excédent correspond à la puissance, c'est-à-dire les coûts nécessaires pour rencontrer les besoins en période de pointe.

Dans le cas qui nous concerne, il ne s'agit pas d'établir les coûts de production mais d'allouer aux catégories de consommateurs le coût moyen de fourniture du Distributeur déjà fixé par la Loi à 2,79 ¢/kWh.

Dans le contexte québécois où la production n'est pas réglementée, le Distributeur ne dispose pas d'information au niveau de la production. L'application du facteur d'utilisation du Distributeur pour la consommation patrimoniale permet de transposer cette méthode d'établissement des coûts de service d'une production hydroélectrique à la formule d'allocation du coût de fourniture du Distributeur et de dégager ainsi les portions énergie et puissance qui seront allouées aux catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation. Cette approche reflète la nature du service rendu qui est fonction de l'énergie et de la puissance. Ainsi, les coûts de fourniture des catégories de consommateurs sont établis comme aurait pu le faire un producteur hydroélectrique, sauf que les données sont tirées des besoins patrimoniaux du Distributeur.

- 4. Références :**
- (i) HQD-1, document 1, page 5
  - (ii) HQD-1, annexe 1, page 1
  - (iii) HQD-1, document 1, page 6

**Préambule :**

Dans la description de la formule d'allocation présentée à la référence (ii), il est stipulé que le coût de l'énergie attribué à une catégorie de consommateurs est égal au produit du coût moyen de fourniture par la portion énergie par le facteur de pertes attribué à cette catégorie. Or, ce facteur de pertes est différent d'une catégorie à une autre.

- (i) «le coût unitaire de la portion énergie est le même pour toutes les catégories»,

- (iii) «Le taux de pertes représente la part des pertes d'électricité associée aux ventes par catégorie de consommateurs. Pour établir le coût par catégorie, le taux de perte correspondant est appliqué de façon uniforme selon les tensions d'alimentation haute, moyenne ou basse. Ce choix est conséquent avec les modalités d'application du taux de pertes dans le cadre du tarif de transport,»

**Demandes :**

- 4.1. Compte tenu de la définition du coût de l'énergie attribué à une catégorie de consommateurs établie par la formule de la référence (ii) aux lignes 2, 3 et 4, veuillez expliquer comment le coût unitaire de la portion énergie peut être le même pour toutes les catégories.

**Réponse :**

**Le propos fait référence au fait que le coût de puissance est déterminé pour chacune des catégories en fonction de sa présence en période de pointe, alors que le coût d'énergie, tel qu'expliqué dans la réponse à la question 3.2 de la Régie, est calculé sur l'ensemble des besoins patrimoniaux moyens du Distributeur, sans égard à la période de pointe. En d'autres termes, le coût d'énergie ne varie pas en fonction de la présence en période de pointe telle qu'exprimée par les facteurs d'utilisation.**

**Toutefois, le coût d'énergie et le coût de puissance tiennent tous les deux compte du facteur de pertes qui traduit la tension d'alimentation de chaque catégorie, tel qu'indiqué au niveau de la formule d'allocation à la pièce HQD-1, Document 1, Annexe 1, lignes 1 à 4. Pour plus d'informations et des exemples de calcul, voir la réponse à la question 1.3 de la Régie.**

- 4.2. Compte tenu de la formule décrite à l'annexe 1 qui décompose le coût de fourniture en coût d'énergie et coût de puissance, veuillez expliquer pourquoi les pertes ne sont pas décomposées de la même façon.

**Réponse :**

**Bien que la formule d'allocation décompose le coût de fourniture selon les portions énergie et puissance, le facteur de pertes est applicable à l'ensemble de ces deux portions. Cette façon de faire est attribuable au fait que l'information en matière de pertes n'est pas décomposée en termes d'énergie et de puissance.**

D'autre part, le taux de pertes (incluant les pertes en énergie et en puissance) peut varier à tout moment donné pour différentes raisons techniques. Cette variabilité du taux de pertes n'est pas souhaitable compte tenu de la stabilité recherchée dans le calcul des coûts de fourniture par catégorie de consommateurs, d'où l'utilisation de taux annuels moyens par niveau de tension.

**5. Référence :** HQD-1, document 1, page 6

**Préambule :**

*«Le réseau de transport achemine l'électricité des centrales jusqu'au réseau de distribution et comporte divers niveaux de très haute et haute tension de 44 kV et plus. Le réseau de distribution achemine l'électricité aux consommateurs desservis en moyenne et en basse tension. La basse tension se situe en deçà de 750 V.»*

**Demande :**

5.1. Veuillez expliquer pourquoi les niveaux de tension définis à la référence sont différents de ceux établis par le Règlement N° 634.

**Réponse :**

Le Distributeur utilise la définition du réseau de transport d'électricité du chapitre I de la Loi. Cette définition encadre l'exercice d'allocation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale à l'article 52.2 de la Loi. Par conséquent, l'établissement des taux de pertes par tension d'alimentation de la présente demande est cohérent avec la demande R-3401-98 du transporteur d'électricité, qui propose un taux de pertes moyen et uniforme, applicable à l'ensemble des utilisateurs du réseau de transport.

D'autre part, les différents niveaux de tensions définis au Règlement N° 634 servent à l'application des conditions de service d'électricité.

**6. Référence :** HQD-1, document 1, page 8

**Préambule :**

Le règlement tarifaire N° 663 d'Hydro-Québec comporte une liste exhaustive des tarifs en vigueur au Québec. La Loi définit les critères qui permettent d'inclure ou d'exclure au volume d'électricité patrimoniale l'électricité livrée en vertu de ces tarifs.

«Selon la Loi, l'électricité patrimoniale exclut les tarifs de gestion de la consommation ou d'énergie de secours et ceux alloués aux réseaux autonomes. Ainsi, les tarifs de gestion de la consommation BT, LC, LR et MR et les tarifs d'énergie de secours GD, LD4 et LP sont exclus.»

**Demande :**

- 6.1. En utilisant comme guide les tarifs et options tarifaires définis au Règlement N° 663, veuillez fournir une liste exhaustive des inclusions et exclusions au volume d'électricité patrimoniale.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente les inclusions et exclusions au volume d'électricité patrimoniale, en tenant compte des tarifs et options tarifaires du Règlement N° 663 et du tarif LD approuvé par la Régie lors de la décision D-2002-47 concernant la demande du Distributeur R-3466-2001.

Usage	Tarif	Inclus ou exclu du volume d'électricité patrimoniale
Domestique	D	Inclus
Domestique	DM	Inclus
Domestique	DT	Inclus
Domestique	DH	Inclus
Petite puissance	G	Inclus
Petite puissance et moyenne puissance	G-9	Inclus
Petite puissance et moyenne puissance	GD	Exclu
Petite puissance et moyenne puissance	Tarif de transition	Inclus
Moyenne puissance	M	Inclus
Moyenne puissance	Rodage de nouveaux équipements	Inclus

Moyenne puissance	Rodage dans le cadre du programme expérimental de nouvelles technologies de chauffage	Inclus
Moyenne puissance	MR	Consommation de référence : incluse Consommation marginale : exclue
Grande puissance	L	Inclus
Grande puissance	LC	Exclu
Grande puissance	LP	Exclu
Grande puissance	H	Inclus
Grande puissance	Tarif de transition	Inclus
Grande puissance	Rodage des procédés industriels	Inclus
Grande puissance	Essais d'équipements	Inclus
Grande puissance	Tarif de maintien de la charge clients industriels	Inclus
Grande puissance	Tarif de maintien de la charge municipalités	Inclus
Grande puissance	Option de paiement en dollars américains clients industriels	Inclus
Grande puissance	Option de paiement en dollars américains municipalités	Inclus
Grande puissance	Option d'assurance tarifaire nouveaux clients industriels	Inclus
Grande puissance	Option d'assurance tarifaire clients nouvelles municipalités	Inclus

Grande puissance	LR	Consommation de référence : incluse Consommation marginale : exclue
Grande puissance	Puissance interruptible programme régulier	Exclue
Grande puissance	Option d'achat de puissance en situation d'urgence	Exclue
Bi-énergie	BT	Exclu
Tarif à forfait	T-1	Inclus
Tarif à forfait	T-2	Inclus
Tarif à forfait	T-3	Inclus
Éclairage public	Tarifs d'éclairage public	Inclus
Éclairage sentinelle	Tarifs d'éclairage sentinelle	Inclus
Grande puissance	LD	Exclu
Réseaux autonomes	D, DM, G, G-9, M, éclairage public et sentinelle	Exclus

Par ailleurs, les contrats spéciaux établis par le gouvernement du Québec conformément à la *Loi sur Hydro-Québec* font également partie du volume d'électricité patrimoniale.

7. Références :
- (i) HQD-1, document 1, page 11
  - (ii) HQD-1, document 1, page 12

**Préambule :**

- (i) «La période de pointe couvre les 300 heures les plus chargées de l'année.»
- (ii) «La puissance en période de pointe pour chaque catégorie et pour le Distributeur au niveau de l'électricité patrimoniale correspond à la somme des puissances horaires en période de pointe des profils prévisionnels avec pertes, divisée par le nombre d'heures de cette période.»

**Demandes :**

- 7.1. Veuillez expliquer quelle est la justification d'une telle définition de la période de pointe.

**Réponse :**

Cette période d'intégration de 300 heures représente la période de pointe du Distributeur. Elle survient habituellement durant les jours les plus froids en raison de la forte présence du chauffage électrique. Ces journées se caractérisent par une demande élevée où la pointe peut survenir à toute heure durant cette période. L'utilisation d'une période d'intégration de 300 heures plutôt qu'une période plus courte est mieux adaptée au contexte québécois et permet une allocation du coût de fourniture plus équitable, juste et représentative des catégories de consommateurs avec une stabilité accrue sur plusieurs années. De plus, l'utilisation d'une période de pointe de 300 heures est en continuité avec les méthodes de coûts à Hydro-Québec depuis les années 1970.

- 7.2. Veuillez expliquer pourquoi la puissance en période de pointe est définie par la moyenne des puissance enregistrées durant la période de pointe.

**Réponse :**

La puissance en période de pointe est définie par une moyenne obtenue à partir d'une période d'intégration. Dans le cas présent, la période d'intégration est de 300 heures. Comme mentionné à la réponse pour la question 7.1 de la Régie, l'utilisation de la moyenne des 300 heures les plus chargées (tout comme la normalisation des profils de consommation) permet d'accroître la stabilité de l'allocation du coût de fourniture par catégorie de consommateurs.

8. **Référence :** HQD-1, document 1, page 12

**Préambule :**

*«Les heures de la période de pointe sont identifiées en triant en ordre décroissant le profil prévisionnel patrimonial avec pertes d'électricité.»*

**Demande :**

- 8.1. Veuillez préciser si les pertes sont ajoutées à chaque profil de consommation avant leur sommation pour constituer le profil prévisionnel patrimonial ou ajoutées globalement au niveau du Distributeur une fois le profil prévisionnel patrimonial établi.

**Réponse :**

Les pertes sont ajoutées à chaque profil de consommation avant leur sommation pour constituer le profil prévisionnel patrimonial avec pertes.

Les 300 heures de pointe et le facteur d'utilisation du Distributeur sont ensuite obtenus à partir de ce profil prévisionnel patrimonial avec pertes.

**9. Référence :** HQD-1, document 1, page 13

**Préambule :**

Tableau 3.1, Facteurs d'utilisation en 2001 et 2002

**Demande :**

**9.1.** Dans la mesure où les clients assujettis au tarif H consomment peu ou pas du tout durant les heures de pointe, veuillez expliquer comment il est possible d'établir pour cette catégorie de consommateurs un facteur d'utilisation découlant de leur puissance appelée en période de pointe.

**Réponse :**

La clientèle au tarif H est caractérisée par un facteur d'utilisation plus faible en comparaison avec le reste de la clientèle de grande puissance. La consommation au cours de la période de pointe est relativement plus faible mais n'est pas nulle et le facteur d'utilisation obtenu à partir des données de mesurage est de 88 %.

**10. Référence :** HQD-1, document 1, page 14

**Préambule :**

L'importance des pertes et de leur traitement est manifeste dans l'utilisation de la formule d'allocation présentée. Il importe donc de bien comprendre les mécanismes qui déterminent les taux de pertes proposés.

*«Les pertes d'électricité des réseaux de transport et de distribution représentent la différence entre l'énergie reçue sur le réseau de transport au niveau de l'électricité patrimoniale et l'énergie livrée (ou ventes) aux consommateurs par le Distributeur.»*

**Demande :**

**10.1.** Comment l'énergie reçue sur le réseau de transport est-elle mesurée ?

**Réponse :**

En mode prévisionnel, l'énergie reçue sur le réseau de transport au niveau de l'électricité patrimoniale est obtenue en additionnant les ventes d'électricité patrimoniale et les pertes de transport et de distribution associées à ces ventes. La prévision des pertes associées à l'électricité patrimoniale est expliquée dans la réponse à la question 11.1 de la Régie.

**11. Référence :** HQD-1, document 1, page 14

**Préambule :**

*«Le taux de pertes annuel moyen associé à l'électricité patrimoniale est de 8,1 % en 2001 et de 8,2 % en 2002 du volume annuel des ventes patrimoniales.»*

**Demande :**

**11.1.** Comment les taux de pertes de 8,1% et 8,2 % ont-ils été déterminés ?

**Réponse :**

Pour déterminer le taux de pertes des années 2001 et 2002, le Distributeur évalue tout d'abord le taux de pertes combiné des réseaux de transport et de distribution de l'année 2000.

Pour ce faire, le Distributeur utilise l'énergie reçue sur le réseau de transport correspondant à ses besoins pour l'année 2000 telle que fournie par le transporteur d'électricité TransÉnergie. Plus spécifiquement, l'énergie globale reçue sur le réseau de transport est établie à partir du mesurage de la charge reçue sur le réseau de transport, soit les réceptions de même que la puissance injectée par les centrales à la frontière entre le transport et la production. TransÉnergie détermine ensuite l'énergie reçue correspondant aux besoins du Distributeur à partir de l'énergie globale qui a été mesurée.

Le Distributeur détermine les pertes d'électricité des réseaux de transport et de distribution en retirant de l'énergie reçue correspondant à ses besoins les ventes livrées aux consommateurs ainsi que l'usage interne à Hydro-Québec. Le taux de pertes combiné des réseaux de transport et de

distribution pour l'année de référence 2000 correspond au ratio entre les pertes ainsi calculées et les ventes aux consommateurs.

Ensuite, un taux de pertes prévisionnel à long terme est établi à partir du taux de pertes de l'année de référence en prenant pour hypothèse une progression dans le taux de pertes. La prévision des pertes de transport et de distribution associées aux ventes du Distributeur est obtenue en appliquant le taux de pertes prévisionnel à la prévision des ventes.

La prévision des pertes associées à l'électricité patrimoniale est calculée en retranchant du volume total de pertes prévu les pertes d'électricité applicables aux réseaux autonomes, aux tarifs d'énergie de secours et aux tarifs de gestion de la consommation qui ne font pas partie du volume d'électricité patrimoniale.

Enfin, le taux de pertes annuel moyen associé à l'électricité patrimoniale, de 8,1% en 2001 et de 8,2% en 2002, est déterminé en faisant le ratio entre les pertes calculées précédemment et les ventes d'électricité patrimoniale.

**12. Référence :** HQD-1, document 1, page 14

**Préambule :**

*«Les pertes de transport sont assumées par l'ensemble des catégories de consommateurs. Le taux de pertes de transport est de 5,2 % en fonction des livraisons du réseau de transport, selon les modalités proposées pour le tarif de transport.»*

**Demande :**

**12.1.** Quel est l'impact sur les taux de pertes de distribution du traitement accordé aux pertes de transport *selon les modalités proposées pour le tarif de transport?*

**Réponse :**

L'utilisation d'un taux de pertes de 5,2 % pour le réseau de transport est cohérente avec le taux de pertes proposé dans la demande R-3401-98 concernant la modification des tarifs de

transport d'électricité. Ce taux de pertes est applicable à tous les utilisateurs du réseau de transport.

Comme les pertes de distribution sont obtenues en résultante, par le différentiel entre l'ensemble des pertes patrimoniales et les pertes de transport, l'utilisation du taux de pertes de 5,0 % du contrat de transport en vigueur depuis 1997 ferait en sorte que les taux de pertes des catégories alimentées en basse et moyenne tension seraient légèrement supérieurs (de 0,1 %). En ce qui concerne l'impact sur les coûts par catégorie de l'utilisation d'un taux de pertes de transport de 5,0 % la situation serait la suivante :

- Pour l'année 2001, les coûts des catégories DH, DT et éclairage public et sentinelle seraient supérieurs d'un centième de cent. Il n'y aurait pas de changement pour les autres catégories.
- Pour l'année 2002, les coûts des catégories G-9, M et DT seraient supérieurs d'un centième de cent alors que le coût de la catégorie H serait inférieur d'un centième de cent. Il n'y aurait pas de changement pour les autres catégories.

On peut donc constater que le traitement des pertes de transport selon les modalités proposées pour le tarif de transport a peu d'impact sur les coûts de fourniture par catégorie pour les années 2001 et 2002.

**13. Référence :** HQD-1, document 1, page 15

**Préambule :**

Il est difficile, à partir de l'information fournie, de déterminer une hiérarchie exacte ou un ordre de préséance dans l'établissement des taux de pertes associés aux différents niveaux de tension.

*«Les taux de pertes par tension d'alimentation sont de 5,2 % en 2001 et 2002 pour l'alimentation en haute tension, de 7,1 % en 2001 et 7,2 % en 2002 pour l'alimentation en moyenne tension et de 10,2 % en 2001 et de 10,4 % en 2002 pour l'alimentation en basse tension.»*

**Demande :**

**13.1.** Est ce que le taux de pertes global du distributeur, de 8,1% et 8,2% pour les années 2001 et 2002, est une résultante obtenue **après** la détermination des taux de pertes de transport et de distribution?

**Réponse :**

**Les pertes du Distributeur pour l'électricité patrimoniale et les pertes de transport (en appliquant le taux de pertes de 5,2 % aux livraisons du réseau de transport) sont déterminées en premier lieu tandis que les pertes de distribution sont obtenues en résultante. Le taux de pertes patrimonial ainsi que les taux de pertes par niveau de tension sont ensuite déterminés en fonction des ventes.**