

Rencontres techniques sur les tarifs et structures tarifaires du Distributeur

Thème 3 : Études des structures tarifaires et analyse des propositions des intervenants

4^e Rencontre technique

16 avril 2003

Tarification

Direction Affaires réglementaires et tarifaires

Table des matières

1.	Mise en garde.....	page 3
2.	Orientations tarifaires.....	page 5
3.	Tarifs domestiques.....	page 11
4.	Tarifs généraux.....	page 35
5.	Options tarifaires incluses dans le volume d'électricité patrimoniale.....	page 47
6.	Options tarifaires exclues du volume d'électricité patrimoniale.....	page 49
7.	Autres demandes et propositions.....	page 58

1. Mise en garde

1- Mise en garde

- ❑ Les décisions de la Régie pour la Phase I de la cause tarifaire auront un impact sur les coûts répartis par catégorie tarifaire.
- ❑ Les calculs sont basés sur les données de 2002-2003. Une mise à jour devra être réalisée pour 2004-2005.
- ❑ Les résultats présentés n'intègrent aucune hausse tarifaire et sont présentés à titre illustratif.
- ❑ Les structures proposées sont des structures à long terme simulées sur la base de revenus constants. Elles indiquent sur quelles composantes pourraient porter les prochains ajustements tarifaires.

2. Rappel sur les orientations tarifaires

2- Orientations tarifaires

- Ne pas atténuer l'interfinancement
- Refléter et récupérer les coûts du service
- Donner un signal de prix favorisant l'efficacité énergétique
- Viser la simplicité, l'équité et la continuité tarifaires
- Tenir compte de la position concurrentielle et assurer la stabilité des tarifs

2- Les coûts du service

- ❑ Refléter les coûts du service afin de traiter de la même façon les clients qui présentent des caractéristiques de consommation semblables.
- ❑ Les composantes fixes et variables d'un tarif reflètent les particularités du coût du service par catégorie tarifaire. Elles informent les clients de l'impact de leur comportement sur les coûts du Distributeur.
- ❑ Il est proposé de récupérer les coûts de fourniture dans la composante variable des tarifs
 - ❖ À l'intérieur du volume de consommation patrimoniale, le coût de la fourniture du Distributeur est de 2,79 ¢/kWh.
 - ❖ À mesure que les nouveaux approvisionnements s'ajouteront au volume patrimonial ce coût augmentera.
 - ❖ En effet, le signal de prix des coûts marginaux de long terme pour la fourniture est estimé à 6,0 ¢/kWh

2- Les coûts du service (suite)

- ❑ Les coûts de transport et du réseau de distribution associés à chaque catégorie tarifaire sont fonction de sa présence en pointe. Les coûts sont d'abord récupérés par les composantes fixes des tarifs.
- ❑ Les coûts de SALC sont fixes et spécifiques à une catégorie tarifaire. Lorsqu'ils sont significatifs, ils sont récupérés par la redevance.

2- Simplicité, équité et continuité

- ❑ Ne pas multiplier les tarifs ni construire des tarifs sur mesure pour tous les clients.
- ❑ Concevoir des tarifs compréhensibles et faciles à appliquer.
- ❑ Même si les clients à l'intérieur d'une catégorie tarifaire ont des caractéristiques de consommations similaires, ils représentent une grande diversité de coûts. L'équité à l'intérieur d'une catégorie tarifaire est assurée lorsque, pour certains sous-groupes de clients, l'écart entre les coûts et les revenus est raisonnable (intrafinancement).
- ❑ Les structures tarifaires doivent assurer la continuité entre les tarifs afin que les clients choisissent naturellement le tarif qui correspond à leur niveau de consommation et à la durée d'utilisation de leur puissance maximale appelée.

2- Propositions de la 3^e rencontre technique

- Donner un signal de prix favorisant l'efficacité énergétique
 - ❖ Ne pas tenir compte uniquement des coûts marginaux
- Tenir compte de la capacité de payer des clients
- Tenir compte de la capacité du client de modifier son profil de charge
 - ❖ Respecter le libre choix des consommateurs en introduisant des options tarifaires

3. Tarifs domestiques

3- Proposition quant aux structures des tarifs D et DM (suite)

- Les hausses devraient porter surtout sur les composantes des tarifs sur lesquelles le client peut agir (efficacité énergétique)
 - ❖ Définir une structure tarifaire cohérente avec le signal de prix de long terme (approvisionnement à 6 ¢/kWh et coût plus élevé pour les usages au-delà de la 1^{re} tranche)
 - ❖ La tendance chez les distributeurs américains est d'augmenter la redevance pour récupérer tous les coûts de distribution
 - ❖ Malgré cette tendance, geler la redevance qui couvre, à son niveau actuel, les coûts de SALC et de mesurage

3- Proposition quant aux structures des tarifs D et DM (suite)

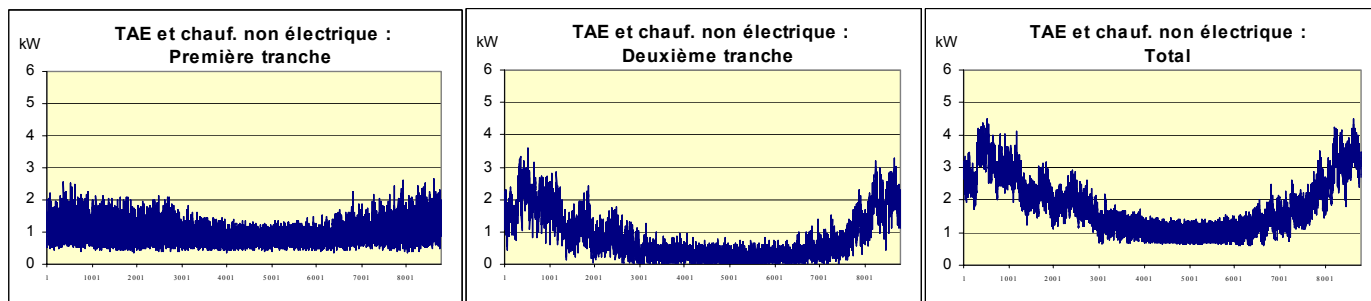
- Les hausses devraient porter surtout sur les composantes des tarifs sur lesquelles le client peut agir (suite)
 - ❖ Maintenir les 30 kWh/jour de la 1^{re} tranche
 - En 2001-2002, selon les données de facturation et sur une base annuelle, la consommation quotidienne moyenne des clients non-TAE et < 50 kW est de 28 kWh.
 - Selon l'échantillon de clients mesurés par le Distributeur, les usages de base (chauffe-eau et autres usages) représentent 28 kWh/jour en moyenne sur une base annuelle.
 - Sur une base mensuelle, la consommation moyenne par jour pour ces mêmes usages de base est supérieure à 30 kWh seulement pour les mois de décembre à février inclusivement en raison notamment de la présence d'un chauffage d'appoint.

3- Proposition quant aux structures des tarifs D et DM (suite)

- Les hausses devraient porter surtout sur les composantes des tarifs sur lesquelles le client peut agir (suite)
 - ❖ Accentuer l'utilisation de la prime de puissance comme une 3^e tranche.
 - La prime de puissance associée au tarif D pour la puissance excédant 50 kW en hiver est généralement associée à une consommation supérieure à 130 000 kWh et joue un rôle équivalent à celui d'une 3^e tranche.
 - Ce seuil de 50 kW est associé à une entrée électrique supérieure à 200 ampères.
 - La prime de puissance favorise une meilleure gestion de la charge de la pointe qu'une 3^e tranche d'énergie.

3- Proposition quant aux structures des tarifs D et DM (suite)

- Fixer l'écart de prix entre la 1^{re} et la 2^e tranche afin de refléter l'écart de coûts entre les usages de base et le chauffage en répartissant le coût de la fourniture en énergie seulement
(Ratio actuel 26 % et ratio cible : 36 %)



	Profil 2000 kWh	KW moyen durant les 300 h de pointe	Revenus requis			Total
			Fourniture	Transport	Distribution	
1 ^{ere} tranche	8 460	1,44	3,23	1,60	0,79	5,62
2 ^e tranche	7 465	2,35	3,23	2,96	1,46	7,64
Total	15 925	3,78	3,23	2,23	1,10	6,56

Note : Exclut les coûts de SALC et de réseau minimum

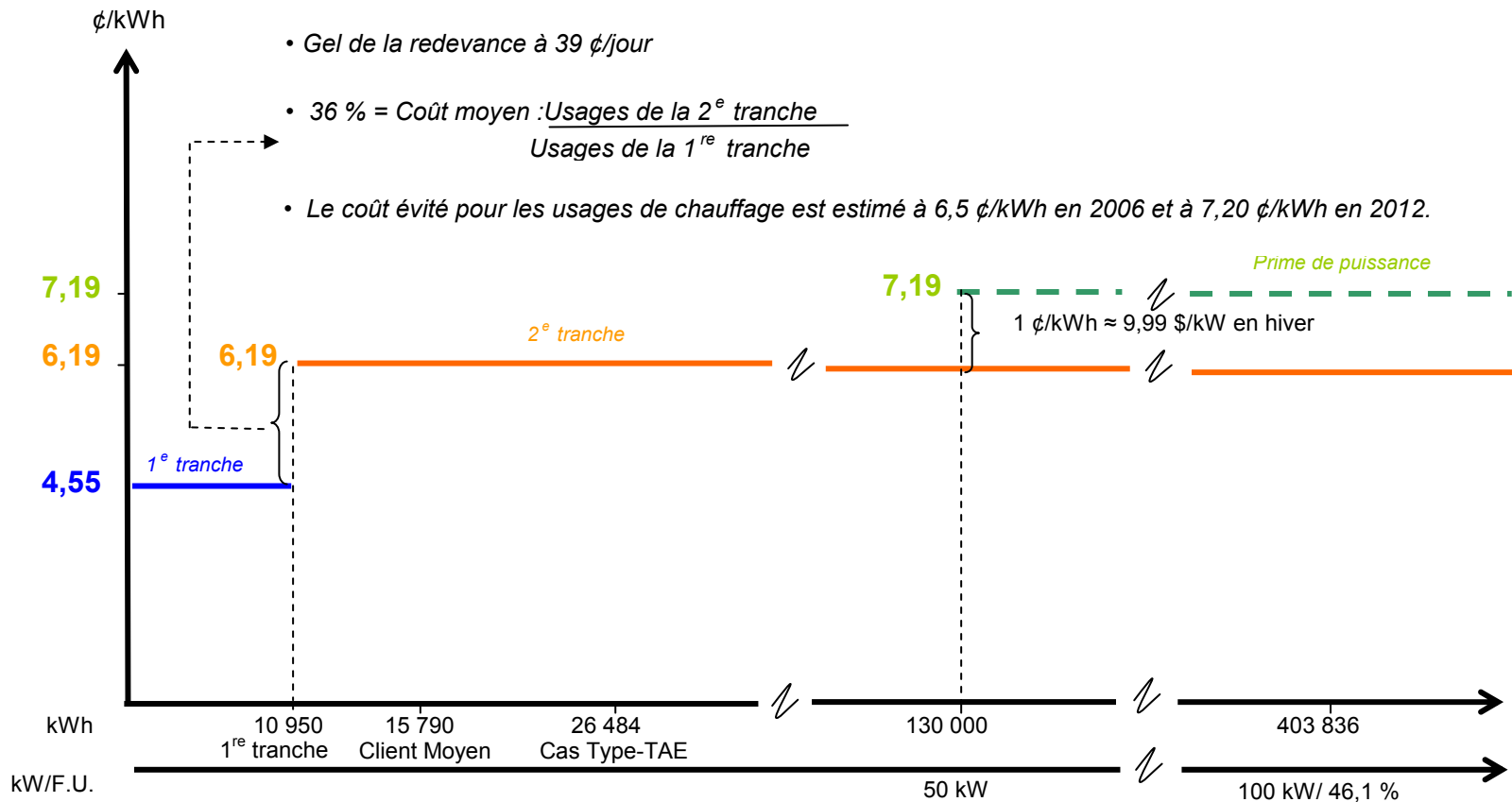
3- Proposition quant aux structures des tarifs D et DM (suite)

- Scénario alternatif : fixer l'écart de prix entre la 1^{re} et la 2^e tranche afin de refléter l'écart de coûts entre les usages de base et le chauffage en répartissant le coût de la fourniture en puissance et en énergie (Ratio actuel 26 % et ratio cible : 54 %)

	Profil 2000 kWh	KW moyen durant les 300 h de pointe	Revenus requis			Total
			Fourniture	Transport	Distribution	
1ere tranche	8 460	1,44	2,86	1,60	0,79	5,24
2 ^e tranche	7 465	2,35	3,65	2,96	1,46	8,06
Total	15 925	3,78	3,23	2,23	1,10	6,56

Note : Exclut les coûts de SALC et de réseau minimum

3- Proposition quant aux structures des tarifs D et DM (suite)



Source des coûts évités : (R-3473-2002, HQD-2 , doc. 3 page 8)

3- Proposition quant aux structures des tarifs D et DM (suite)

Structure cible des tarifs D et DM
aux revenus prévus 2002

Composantes tarifaires	Total		
	Prix	M\$	%
Redevance ¢/jour	39,0	454	14,7%
Énergie			
1e tranche (¢/kWh)	4,55	1 255	40,5%
2e tranche (¢/kWh)	6,19	1 380	44,6%
Prime de puissance			
D \$/kW	9,99	3	0,1%
DM \$/kW	2,43	3	0,1%
<i>Total</i>		3 095	

Structure actuelle des tarifs D et DM

	Total		
	Prix	M\$	%
Redevance ¢/jour	39,0	454	14,7%
Énergie			
1e tranche (¢/kWh)	4,74	1 308	42,3%
2e tranche (¢/kWh)	5,97	1 332	43,0%
Prime de puissance			
D \$/kW	3,06	1	0,0%
DM \$/kW	0,75	1	0,0%
		3 095	

- Il s'agit de données préliminaires qui seront mises à jour suite aux décisions de la Régie dans la Phase I de cette cause. Il s'agit également d'une structure cible à long terme qui indique sur quelle composante les augmentations tarifaires pourraient porter.

3- Impacts tarifaires

- ❑ Scénario 1 : Baisse de 10 % de la redevance
- ❑ Scénario 2 : Redevance équivalente à celle de Manitoba Hydro (6,25 \$/mois)
- ❑ Scénario 3 : Baisse à 1/3 de la redevance actuelle (3,90 \$/mois)
- ❑ Scénario 4 : Proposition envisagée avec coût de fourniture en énergie
- ❑ Scénario 5 : Proposition alternative avec coût de fourniture énergie/puissance

	Redevance	1 ^e tranche	2 ^e tranche	Prime de puissance		Impacts tarifaires à revenus constants		
	¢/jour	¢/kWh		¢/kWh	\$/kW	-4 % et moins	-4 % à 4 %	4 % et plus
<i>Tarif actuel</i>	39,0	4,74	5,97	0,15	3,06			
Scénario 1	35,1	4,74	6,17	0,15	3,06	12%	88%	aucun
Scénario 2	20,8	4,74	6,92	0,15	3,06	48%	32%	20%
Scénario 3	13,0	4,74	7,33	0,15	3,06	52%	22%	26%
Scénario 4	39,0	4,55	6,19	0,50	9,99	aucun	99,9%	0,1%
Scénario 5	39,0	4,26	6,56	0,15	3,06	38%	57%	5%

Dans les scénarios 1 à 3, la baisse de la redevance est compensée par une hausse de la 2e tranche. Évaluation pour les clients au tarif D.

3- Impacts tarifaires (suite)

- ❑ Impacts en \$ sur la facture annuelle, selon le revenu des ménages
- ❑ Le Distributeur n'a pas d'information sur les revenus de ses clients
 - ❖ Ordre de grandeur tiré des résultats d'un sondage avec 26 % de non réponse à la question sur le revenu du ménage (R-3592-2002, HQD-10, document 2, page 3)

Revenus du ménage	Facture 2001 avant taxes (\$)	Impact annuel sur la facture (\$)				
		Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5
moins de 10 000\$	744	-11,46	-53,26	-76,04	-17,75	-44,38
10 000\$ à 19 999\$	811	-9,23	-42,65	-60,85	-15,30	-37,79
20 000\$ à 29 999\$	876	-7,05	-32,31	-46,06	-12,90	-31,37
30 000\$ à 39 999\$	968	-3,97	-17,65	-25,07	-9,51	-22,26
40 000\$ à 59 999\$	1 091	0,15	1,90	2,92	-4,98	-10,12
60 000\$ à 79 999\$	1 157	2,38	12,51	18,11	-2,52	-3,53
80 000\$ à 99 999\$	1 249	5,44	27,04	38,90	0,84	5,49
100 000\$ à 119 999\$	1 407	10,73	52,17	74,89	6,66	21,10
120 000\$ et plus	1 542	15,26	73,68	105,67	11,64	34,45

3- Impact sur la position concurrentielle

Position concurrentielle - Mars 2003
Maison unifamiliale – Chauffage des locaux et de l'eau

Sources d'énergie	Frais d'énergie	Frais d'énergie, d'entretien et d'acquisition
- Tarif D actuel -		
Électricité (plinthes)	100	100
Électricité (air chaud)	100	125
Gaz	153	178
Mazout	136	168
- Tarif D envisagé -		
Électricité (plinthes)	100	100
Électricité (air chaud)	100	125
Gaz	149	175
Mazout	133	164

3- Proposition pour le tarif DT

- ❑ Gel du niveau actuel de la redevance comme aux tarifs D et DM.
- ❑ Possibilité d'augmenter davantage le prix hors pointe étant donné la position concurrentielle. Avec le prix actuel de 3,47 ¢/kWh, les clients ont intérêt à consommer de l'électricité tant que le prix du mazout est supérieur à 26,2 ¢/litre (le prix actuel du mazout est de 66,2 ¢/litre).
- ❑ Poursuivre le calibrage du tarif DT sur le tarif D
 - ❖ Le tarif DT est calibré pour une maison unifamiliale chauffée à l'électricité avec une entrée électrique de 200 ampères (économie annuelle moyenne de 200 \$). Les consommateurs au tarif DT, avec appel de puissance supérieur à 50 kW (moins de 10 clients), profitent par contre d'une économie supplémentaire en l'absence d'une prime de puissance. L'introduction d'une prime de puissance au tarif DT assurerait un meilleur calibrage avec le tarif D.

3- Proposition pour le tarif DH

- ❑ Maintien du statu quo : le tarif demeure fermé à tout nouvel abonnement
- ❑ Problématique non prioritaire pour la cause tarifaire de 2004
 - ❖ Dans le contexte actuel d'approvisionnement le Distributeur privilégie les moyens de gestion sans période de reprise.
 - ❖ L'absence de reprise limite le potentiel de gestion de la consommation en raison des inconvénients pour la clientèle.
- ❑ Report de l'analyse des propositions suivantes :
 - ❖ Potentiel de long terme de gestion de la consommation à évaluer
 - ❖ Préparer le marché pour le futur
 - ❖ Procéder à une évaluation finale
 - ❖ Réévaluer le calibrage

3- Autres demandes et propositions

Étendre la promotion des systèmes bi-énergie à la nouvelle construction

- Un effort promotionnel de la bi-énergie est déjà en cours notamment auprès de la nouvelle construction, par le biais d'HydroContact, le site internet du Distributeur et le Salon de l'habitation.
- Le but est l'effacement à la pointe sans reprise ni déplacement de charge. Le Distributeur souhaite augmenter la pénétration de la bi-énergie auprès des clients qui autrement auraient opté pour le chauffage électrique.
- Le résultat est l'adhésion de 230 clients au tarif DT annuellement et en croissance. Ils représentent majoritairement des clients avec des maisons munies de thermopompes.

3- Autres demandes et propositions

Évaluer le potentiel de conversion à la bi-énergie

- Le potentiel de conversion se retrouve essentiellement chez les clients «tout combustible» qui passent à l'électricité, soit environ 10 000 clients par année.
 - ❖ Environ 2 000 de ces clients choisissent d'emblée le tarif DT.
 - ❖ Les quelque 8 000 autres clients vont au TAE, ce qui pourrait être une cible de conversion.
- Chaque année environ 1 000 clients, surtout à l'occasion d'un déménagement, abandonnent le tarif DT. La rétention de ces clients constitue un potentiel additionnel de conversion.
- Les conversions de clients TAE vers la bi-énergie sont très rares, à cause des coûts et des inconvénients pour les clients.

3- Autres demandes et propositions

Crédit à l'économie d'énergie

- ❑ Objectif : repousser le dépassement du volume patrimonial prévu pour 2005
- ❑ Proposition d'offrir un crédit de 250\$ aux abonnés résidentiels qui réduisent leur consommation d'électricité de 20 % chaque mois et pendant un an.
 - ❖ Suppose l'implantation de mesures structurantes
- ❑ Basé sur l'expérience californienne : *20/20 Rebate Program*

3- Autres demandes et propositions

Crédit à l'économie d'énergie (suite)

- Le programme californien
 - ❖ Rabais accordé aux clients des compagnies d'électricité privées qui réduisent leur consommation mensuelle d'électricité en été 2001 (juin-septembre) d'un certain minimum comparé à l'été 2000. Le programme est initié par le gouverneur de l'état.
 - ❖ Pas besoin de s'inscrire, le rabais est calculé automatiquement sur la facture.
 - ❖ Les coûts sont assumés par le *Department of Water and Resources*

3- Autres demandes et propositions

Crédit à l'économie d'énergie (suite)

- Résultats du *20/20 Rebate Program*
 - ❖ Offert par PG&E, SDE&G et SCE
 - En 2001 : résidentiel et commercial
 - En 2002 : résidentiel
 - ❖ Diminution estimée de la demande de 3,8 TWh de juin à septembre 2001 (4,25 % de la demande prévue).
 - ❖ Coût : 90 \$US/MWh si la diminution a été causée uniquement par le programme. Il s'agit donc d'un minimum.
 - ❖ De janvier à mai 2001, le prix moyen spot de l'électricité était de 260 \$US/MWh. Grande marge de manœuvre pour démontrer une rentabilité.
 - ❖ Le programme a pris fin le 27 novembre 2002

3- Autres demandes et propositions

Crédit à l'économie d'énergie (suite)

- Analyse des résultats
 - ❖ État de crise
 - En juillet 2001, la crise énergétique était le principal problème de l'état pour 56 % des Californiens ; cette proportion était de 0 % en décembre 1999 et 14 % en décembre 2001.
 - ❖ Effet de synergie : programmes du gouvernement, programmes des compagnies, activités de la CPUC, campagne médiatique
 - ❖ *"It took a major crisis to stimulate these widespread changes in end user's conservation behavior and energy management actions. It is unclear to what extent these changes will persist over long term". Lawrence Berkeley National Laboratory*

3- Autres demandes et propositions

Introduction d'un tarif saisonnier

- Évaluation de l'impact tarifaire d'un tarif saisonnier à revenus constants.

	Redevance	Été	Hiver	Prime de puissance		Impacts tarifaires à revenus constants		
	¢/jour	¢/kWh		¢/kWh	\$/kW	-4 % et <	-4 % à 4 %	4 % et >
<i>Structure saisonnière</i>	39,0	4,54	6,18	0,15	3,06	6,9	54,4	38,7

- La première tranche du tarif D s'applique toute l'année aux usages de base.
- Le tarif D actuel avec 2 tranches et une prime de puissance en hiver capte déjà l'aspect saisonnier du profil de la consommation des clients résidentiels.
 - ❖ La consommation au-delà de la première tranche survient surtout en hiver.
- Les coûts d'approvisionnement sont constants toute l'année.

3- Autres demandes et propositions

Introduction d'une tarification par type d'habitation

- ❑ Existe déjà pour le multilogement (tarif DM)
 - ❖ Type d'habitation relativement homogène, facile à administrer
- ❑ Difficilement justifiable pour les autres types d'habitation d'un point de vue causalité des coûts
 - ❖ Coûts de distribution et de services à la clientèle identiques peu importe le type d'habitation
 - ❖ Tous les types d'habitation peuvent être présents en pointe
 - ❖ Un logement peut avoir le même profil de consommation qu'une maison
- ❑ Difficulté d'application de la tarification selon l'usage.

3- Autres demandes et propositions

Tarification inversée

- ❑ En usage dans 36 états américains (août 2002) avec comme objectif de faire la promotion d'énergie renouvelable.
- ❑ S'adresse aux clients détenteurs de leur propre source de production. Lorsque l'auto production ne suffit pas le client est alimenté par le distributeur d'énergie. L'énergie non utilisée par le client est injectée dans le réseau de distribution.
- ❑ Rémunération pour l'énergie nette injectée.
 - ❖ 16 états n'accordent aucune rémunération
 - ❖ 14 états accordent le coût évité
 - ❖ 2 états reportent un crédit
 - ❖ Pas de précision pour les 4 derniers états.

3- Autres demandes et propositions

La tarification inversée (suite)

- Puissance globale admissible
 - ❖ 18 états n'ont aucune limite quant à la puissance globale admissible
 - ❖ Pour les autres, limites globales en terme de
 - Nombre de clients (ex : 25 ou 100 premiers clients)
 - Puissance : entre 0,05 % et 1% de la pointe annuelle

3- Autres demandes et propositions

Tarifification inversée (suite)

- Report d'une analyse plus approfondie de la proposition
 - ❖ Rentabilité à établir pour les clients et le Distributeur
 - ❖ Problème de sécurité : par exemple possibilité d'injection d'électricité sur un réseau hors circuit pour cause d'entretien
 - ❖ Production d'harmoniques sur le réseau
 - ❖ Certaines entreprises américaines exigent de leurs clients une assurance responsabilité particulière, une inspection des installations ou encore un transformateur dédié.
 - ❖ Nécessité d'assurer l'équité entre tous les fournisseurs d'énergie.

4. Tarifs généraux

4- Proposition quant à la structure du tarif L

- Hausser davantage la composante énergie du tarif L afin de
 - ❖ Assurer le reflet des coûts marginaux de long terme
 - Pondération actuelle puissance/énergie du tarif L :
38 %/62 %
 - Coût de la fourniture passera de 2,79 ¢/kWh à 6 ¢/kWh
 - ❖ Répondre à la demande des clients de réduire la partie fixe de leur facture

4- Proposition quant à la structure du tarif L (suite)

Composante tarifaire	Structure cible du tarif L aux revenus prévus 2002			Structure actuelle		
	Prix	Total M\$	%	Prix	Total M\$	%
Dépassement (\$/kW*jour)	5,52	1	0,1	6,38	1	0,1
Puissance (\$/kW)	9,45	541	30,7	10,95	666	37,7
Énergie (¢/kWh)	2,69	1 223	69,3	2,42	1 099	62,2
Total		1 766			1 766	

- ❑ Diminution du poids de la puissance dans la facture.
- ❑ La structure cible entraînerait un gel ou une baisse de facture pour 81 % des clients du tarif L alors que 19 % des clients verraient leur facture augmenter de 0,6 % en moyenne.

4- Proposition quant à la structure du tarif M

- Hausser davantage la 2^e tranche d'énergie du tarif M afin de
 - ❖ Assurer le reflet des coûts marginaux de long terme en maintenant la continuité tarifaire avec le tarif L (2^e tranche du M égale la 1^{re} tranche du tarif L)
 - ❖ Répondre à la demande des clients de réduire la partie fixe de leur facture

4- Proposition quant à la structure du tarif M (suite)

Composante tarifaire	Structure cible du tarif M aux revenus prévus 2002			Structure actuelle		
	Prix	Total M\$	%	Prix	Total M\$	%
Dépassement (\$/kW*mois)	12,39	9	0,6	12,78	8	0,5
Puissance (\$/kW)	11,61	648	44,2	11,97	670	45,7
Énergie (¢/kWh)						
1 ^{re} tranche	3,69	565	38,5	3,72	570	38,9
2 ^e tranche	2,70	243	16,6	2,42	218	14,9
Total		1 466			1 466	

- ❑ Diminution du poids de la puissance dans la facture.
- ❑ La structure cible entraînerait un gel ou une baisse de facture pour 88 % des clients du tarif M alors que 12 % des clients verraient leur facture augmenter de 1,6 % en moyenne.

4- Propositions quant à la structure du tarif G

- Hausser davantage la 2^e tranche d'énergie du tarif G
 - ❖ Assurer le reflet des coûts marginaux de long terme en maintenant la continuité tarifaire avec le tarif M (2^e tranche du G égale la 1^{re} tranche du tarif M)
- Problématique de la facturation de la puissance chez les petits clients

4- Propositions quant à la structure du tarif G (suite)

- Poursuite de la réforme du seuil de facturation de la puissance
 - ❖ Porter graduellement le seuil de facturation de la puissance de 40 kW à 50 kW.
 - En continuité avec la modification débutée en 1996
 - Impact minime sur la gestion des charges
 - Un seuil de 50 kW équivaut à une entrée électrique supérieure à 200 ampères.
 - 50 kW se retrouve dans la borne supérieure des seuils de facturation de la puissance appliqués ailleurs au Canada et aux États-Unis.
 - ❖ Avantages
 - Harmonisation avec les tarifs domestiques
 - Simplification de la tarification
 - Économie sur le mesurage (près de 7 000 clients de moins à mesurer pour la puissance)

4- Propositions quant à la structure du tarif G (suite)

- Poursuite de la réforme du seuil de facturation de la puissance (suite)
 - ❖ Première étape : hausse du seuil de facturation de la puissance à 45 kW et 1^{re} tranche passe de 11 700 kWh à 13 600 kWh au 1^{er} mai 2004.
 - Le seuil de la 1^{re} tranche d'énergie doit être modifié de façon à récupérer les coûts de transport et de distribution auparavant récupérés par la prime de puissance.
 - ❖ Deuxième étape : hausse du seuil à 50 kW et du seuil de la 1^{re} tranche à 15 600 kWh.

4- Propositions quant à la structure du tarif G (suite)

Structure cible du tarif G aux revenus prévus 2002 (seuil de 45 kW)

Composante tarifaire	Total		
	Prix	M\$	%
Redevance (\$/mois)	11,67	36	4,0
Puissance (\$/kW)	13,62	60	6,6
Énergie (¢/kWh)			
1 ^{re} tranche *	7,42	741	81,6
2 ^e tranche	3,69	71	7,8
Total		908	100

Structure actuelle (seuil de 40 kW)

Composante tarifaire	Total		
	Prix	M\$	%
Redevance (\$/mois)	11,67	36	3,9
Puissance (\$/kW)	13,59	75	8,3
Énergie (¢/kWh)			
1 ^{re} tranche *	7,41	709	78,1
2 ^e tranche	3,74	88	9,7
Total		908	100,0

* 13 600 kWh pour la structure cible et 11 700 kWh pour la structure actuelle

- ❑ Diminution du poids de la puissance dans la facture
- ❑ La structure cible entraînerait un gel ou une baisse de facture pour 12 % des clients du tarif G alors que 88 % des clients verraient leur facture augmenter de 0,3 % en moyenne.

4- Autres demandes et propositions

Efficacité énergétique et dégressivité tarifaire

- ❑ Une des orientations tarifaires est de donner un signal de prix favorisant l'efficacité énergétique.
- ❑ Un tarif binôme encourage une meilleure utilisation de la puissance.
- ❑ Les tarifs G et M n'ont que 2 paliers et ces paliers sont nécessaires afin d'assurer la continuité entre les tarifs compte tenu de l'interfinancement que ces tarifs supportent.
 - ❖ Cette continuité permet à un client qui entreprend des efforts en efficacité énergétique d'éviter des chocs tarifaires s'il ne rencontre plus le seuil d'accès à son tarif initial.

4- Autres demandes et propositions (suite)

Tarifification saisonnière

- ❑ Le mécanisme de facturation de la puissance permet déjà de tenir compte de la saisonnalité dans les structures des tarifs généraux.
- ❑ Un tarif saisonnier ne peut pas être optionnel car seuls les clients consommant davantage en été adhéreront au tarif.
 - ❖ Les pertes de revenus ne seraient pas compensées par une baisse des coûts de fourniture.
- ❑ Un tarif saisonnier obligatoire ne serait avantageux que si la fourniture peut être acquise à des prix plus faibles en été qu'en hiver, ce qui n'est pas le cas.
- ❑ L'introduction d'un tarif saisonnier n'apporterait rien de plus en terme de signal de prix. Le bouleversement des structures tarifaires actuelles irait à l'encontre du principe de stabilité des tarifs.

4- Autres demandes et propositions (suite)

Regroupement de charges

- ❑ Toute baisse du prix de l'électricité payé par les clients doit être compensée par une baisse des coûts pour le Distributeur.
- ❑ Le regroupement de charges n'a aucun impact sur les coûts d'approvisionnement du Distributeur qui sont entièrement en énergie.
 - ❖ Le coût moyen d'approvisionnement ne varie pas en fonction de la taille du client.
 - ❖ Ailleurs, lorsque l'approvisionnement se fait au prix du marché, les compagnies ont tendance à abandonner ce type de programme (Hydro One et ComEd, par exemple)
- ❑ Le regroupement de charges n'a aucun impact sur les coûts de transport et de distribution car les réseaux de T&D ont été initialement conçus pour répondre à la pointe de chacun des abonnements.

5. Options tarifaires incluses dans le volume d'électricité patrimoniale

5- Options tarifaires incluses dans l'électricité patrimoniale

- Aucune modification majeure de la structure (si applicable calibrage et hausse en fonction du tarif général approprié)
 - ❖ Tarifs G-9 et H (tarifs pour faible facteur d'utilisation)
 - ❖ À forfait pour usage général, Éclairage public et Sentinelle
 - ❖ Rodage de procédés industriels, Essais d'équipement, Rodage de nouveaux équipements
 - ❖ Tarif de transition (petite et moyenne puissance)
 - ❖ Activités d'hiver
 - ❖ Tarif de maintien de la charge
 - ❖ Option de paiement en dollars américains
 - ❖ Option d'assurance tarifaire
 - ❖ Tarif de transition (grande puissance)

6. Options tarifaires exclues du volume d'électricité patrimoniale

6- Options tarifaires exclues de l'électricité patrimoniale

- Aucune modification majeure de la structure des tarifs de dépannage
 - ❖ Tarif LD
 - ❖ Tarif GD
 - ❖ Tarif LP

- Abandon du tarif d'électricité excédentaire
 - ❖ Tarif LC

6- Tarifs MR et LR

- ❑ Les projets pilotes introduits par Hydro-Québec sont toujours lancés dans une perspective de courte durée. Dès les conclusions connues, le projet est alors soit abandonné, soit modifié afin de le rendre permanent.
- ❑ Dans le cas de la TTR (de même le tarif DH), l'incertitude quant au nouveau cadre réglementaire a rendu impossible l'introduction de modifications importantes au règlement tarifaire (hausse uniforme de 1,6 % en 1997 et 1998 et gel par la suite).
- ❑ Dans ce contexte, la TTR a ainsi été reconduite intégralement à chaque modification du règlement tarifaire depuis 1996.
- ❑ Cette situation est donc exceptionnelle et ne représente pas une façon normale de procéder de la part du Distributeur.

6- Tarifs MR et LR (suite)

- ❑ Depuis la hausse des prix horaires de l'énergie, baisse importante du nombre de clients : actuellement 4 clients MR et 7 clients LR.
 - ❖ Bien que peu nombreux, les clients de ces options sont satisfaits de celles-ci et souhaitent continuer à en bénéficier.
- ❑ Pour l'instant, aucune autre option ne permet de répondre aux besoins de cette catégorie de clients.
- ❑ En attendant l'introduction des options d'énergie interruptible et d'énergie additionnelle, le Distributeur maintiendrait la TTR.

6- Option d'énergie interruptible

- ❑ Les consultations en cours avec les associations de clients grande puissance ont permis de préciser les modalités des options de gestion de la consommation proposées.
- ❑ Lors de conditions climatiques extrêmes, les besoins d'Hydro-Québec pourraient être rencontrés en partie par une option d'énergie interruptible. Afin d'en faire profiter sa clientèle, le Distributeur aimerait rendre disponible une option dès le 1er décembre 2003.
- ❑ Dans un premier temps, le Distributeur envisage la possibilité de n'offrir l'option qu'aux clients de grande puissance. Une application restreinte permettra également de tester les modalités tarifaires et de les adapter au besoin.

6- Option d'énergie interruptible (suite)

- ❑ Dans le cadre de l'option d'énergie interruptible, les clients participants auraient droit à des périodes de reprise sous réserve de l'acceptation du Distributeur.
- ❑ La consommation relative à ces périodes de reprise serait facturée au prix du marché.
- ❑ Le Distributeur offrirait donc par l'entremise des périodes de reprise de l'énergie additionnelle.
 - ❖ Ces périodes de reprise serviront à tester les modalités tarifaires pour une éventuelle option d'énergie additionnelle dont le domaine d'application ne se limitera pas aux seuls clients participants à l'option d'énergie interruptible.

6- Consultation de la clientèle au tarif BT

- ❑ Résultats préliminaires d'une consultation auprès de 39 entreprises abonnées au tarif BT relativement à une abrogation possible du tarif BT.
- ❑ La presque totalité des abonnés au tarif BT savent qu'Hydro-Québec souhaite abroger le tarif bi-énergie depuis un certain temps et qu'une démarche a été entreprise auprès de la Régie de l'énergie.
- ❑ Un grand nombre de clients (probablement la majorité) souhaitent conserver leurs équipements de chauffage à l'électricité et au combustible, même s'ils ne choisissent qu'une source, et ce afin de ne pas être trop dépendant (motifs de flexibilité et de sécurité).

6- Consultation de la clientèle au tarif BT

(suite)

- ❑ L'intérêt pour les options énergie interruptible et énergie additionnelle est limité mais il existe. Les entreprises ont peu de flexibilité dans leur gestion de l'énergie en raison de la nature de leurs opérations, de leur processus, de l'absence de source d'énergie alternative.
- ❑ Les gestionnaires souhaitent consacrer peu de temps à la gestion de la consommation. Ils désirent évaluer les gains et économies potentielles, ne veulent pas prendre de risques, ne veulent pas investir en gestion de la consommation.
- ❑ Par ailleurs, un tarif de «dépannage» pourrait être envisagé pour assurer la relève en cas de panne et la pérennité du parc.

6- Consultation de la clientèle au tarif BT (suite)

	Institutionnel	Industriel	Commercial	Agricole	Scieries/séchoirs
Facteurs déterminants	<ul style="list-style-type: none"> • Dispose de gestionnaires de l'énergie • Les comm. scolaires ont beaucoup d'établissements dispersés 	<ul style="list-style-type: none"> • Procédés en continu ou par lots. 	<ul style="list-style-type: none"> • Les moins grosses entreprises n'ont pas de gestionnaires de l'énergie 	<ul style="list-style-type: none"> • Petites entreprises : ressources limitées • Serres : très dépendantes de l'électricité 	<ul style="list-style-type: none"> • Longueur et fragilité des cycles de séchage • Séchoirs avec pompe à chaleur totalement dépendants de l'électricité • Investissements importants pour obtenir flexibilité
Option 1 : Énergie interruptible	<ul style="list-style-type: none"> • Intérêt chez les centres hospitaliers et CEGEP • Peu d'intérêt chez les comm. scolaires 	<ul style="list-style-type: none"> • Impossibilité d'arrêter les processus (continu) • Par lots, doit pouvoir récupérer production • Possibilité pour le chauffage des locaux, mais très limitée 	<ul style="list-style-type: none"> • Intérêt pour l'interruption au niveau du chauffage chez certains seulement 	<ul style="list-style-type: none"> • Intérêt uniquement auprès des grandes serres • Peu d'intérêt chez les autres producteurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Intérêt limité ; possibilité d'arrêter les séchoirs pour 1-2 heures en milieu ou fin de cycle • Aucun intérêt pour les scieries
Option 2 : Énergie additionnelle	<ul style="list-style-type: none"> • Intérêt chez un très petit nombre 	<ul style="list-style-type: none"> • Intérêt chez un très petit nombre • L'application peut avoir plusieurs répercussions coûteuses 	<ul style="list-style-type: none"> •Aucun intérêt 	<ul style="list-style-type: none"> •Aucun intérêt 	<ul style="list-style-type: none"> •Aucun intérêt

7. Autres demandes et propositions

7- Intégrer l'élasticité prix dans les analyses

- Élasticité prix : Mesure le changement relatif de la quantité demandée d'un bien suite à un changement relatif de son prix en tenant constants les autres facteurs qui peuvent influencer la demande.

$$\varepsilon_{Q_i, P_i} = \frac{-\Delta Q_i / Q_i}{\Delta P_i / P_i}$$

- Lorsque $\left| \varepsilon_{Q_i, P_i} \right|$ est < 1 : demande inélastique
- Lorsque $\left| \varepsilon_{Q_i, P_i} \right|$ est > 1 : demande élastique
- Concept difficile à mesurer, non observable et donc estimé
 - ❖ Influencé par la présence de substituts, la part de la dépense dans le budget, le caractère nécessaire du bien pour le bien-être des individus, l'horizon considéré, les coûts d'ajustement.

7- Intégrer l'élasticité prix dans les analyses (suite)

- Des élasticités ont été estimées à l'aide de modèles économétriques par le Groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles (GREEN) de l'Université Laval.
 - ❖ L'élasticité prix de long terme est toujours significativement plus élevée qu'à court terme, compte tenu du délai d'ajustement de la demande.
 - ❖ Les élasticités obtenues au secteur domestique et agricole sont nettement plus élevées que celles obtenues avec d'autres types de modèle. Par contre, celles des secteurs général et institutionnel et industriel sont d'ordre de grandeur comparable.

Secteurs de consommation	Court terme		Long terme	
	Élasticités ¹	Horizon	Élasticités ¹	Horizon
Domestique et agricole	-0,21	1 an	-1,64	Environ 50 ans
Général et institutionnel	-0,24	1 an	-0,94	Environ 20 ans
Industriel	-0,06	1 an	-0,36	Entre 30 et 40 ans
Industriel-PME	-0,12	1 an	-0,42	Entre 10 et 20 ans

¹ Période d'évaluation : 1970-1997 pour l'ensemble des secteurs, sauf pour l'industriel-PME (1962-1998).

7- Intégrer l'élasticité prix dans les analyses (suite)

- Les élasticités présentées doivent être utilisées avec prudence :
 - ❖ varient beaucoup en fonction de la période de référence utilisée
 - ❖ tendance à être plus élevées lorsque l'utilisation de l'électricité dans des usages non captifs est plus importante.
- À titre illustratif seulement et sur un horizon de court terme :

$$\frac{\Delta Q_{\text{dom}} / Q_{\text{dom}}}{\Delta P_{\text{2e tranche}} / P_{\text{2e tranche}}} = -0,21$$

3,7 %

$$\frac{\Delta Q_{\text{dom}} / 20\,340 \text{ GWh}}{(6,19 - 5,97) / 5,97} = -0,21$$

$\Delta Q_{\text{dom}} = -0,21 * 3,7 \% * 20\,340 \text{ GWh} = -158 \text{ GWh}$

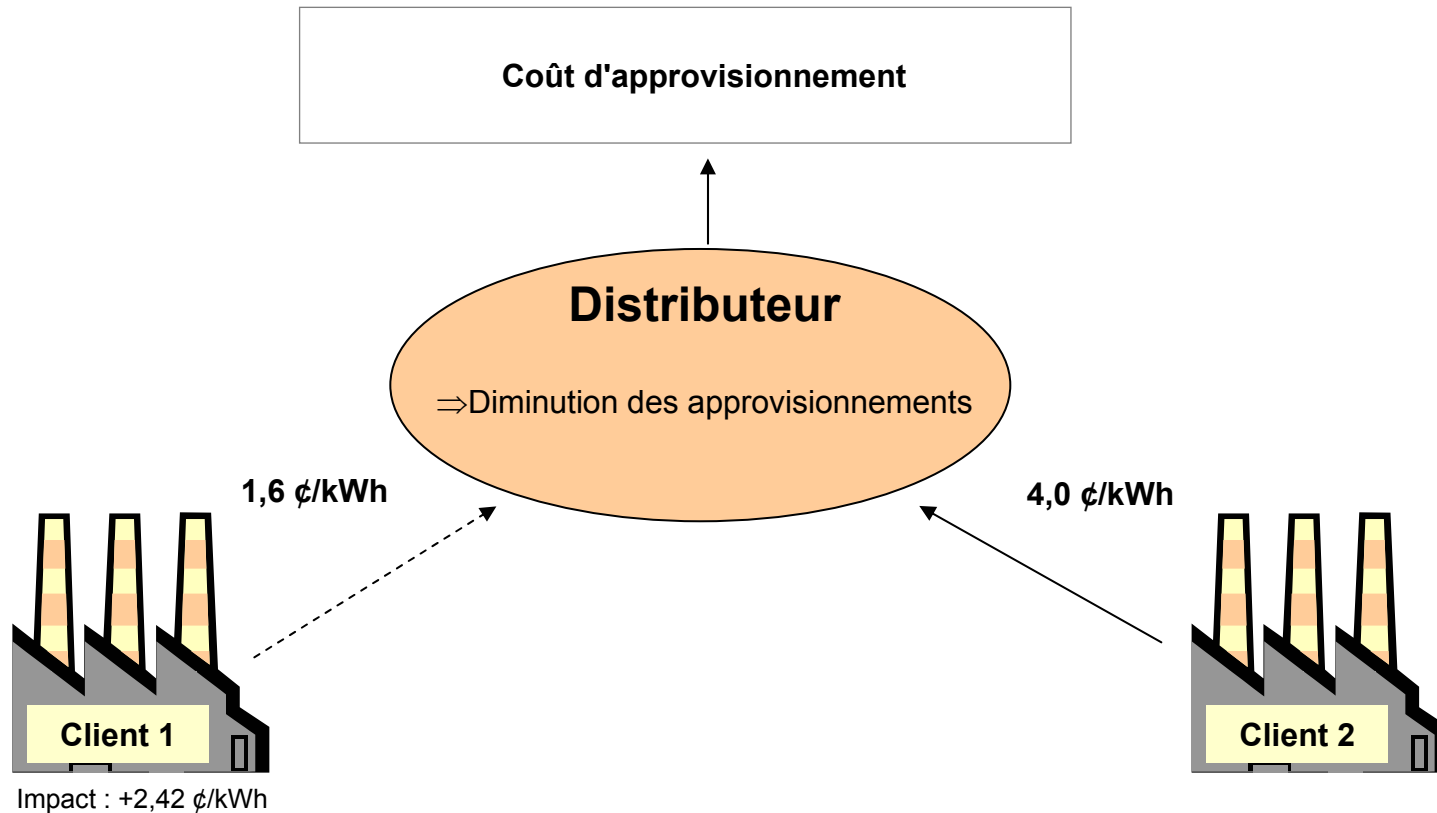
7- Intégrer l'élasticité prix dans les analyses (suite)

- Hydro-Québec Distribution utilise plutôt pour ses prévisions des modèles technico-économiques qui offrent de multiples avantages par rapport aux modèles de type économétrique :
 - ❖ s'appuient sur les sondages effectués auprès de sa clientèle
 - ❖ plus précis lorsqu'ils sont utilisés à des fins de prévision
 - ❖ produisent des résultats qui sont très détaillés.

7- Option de puissance souscrite non utilisée

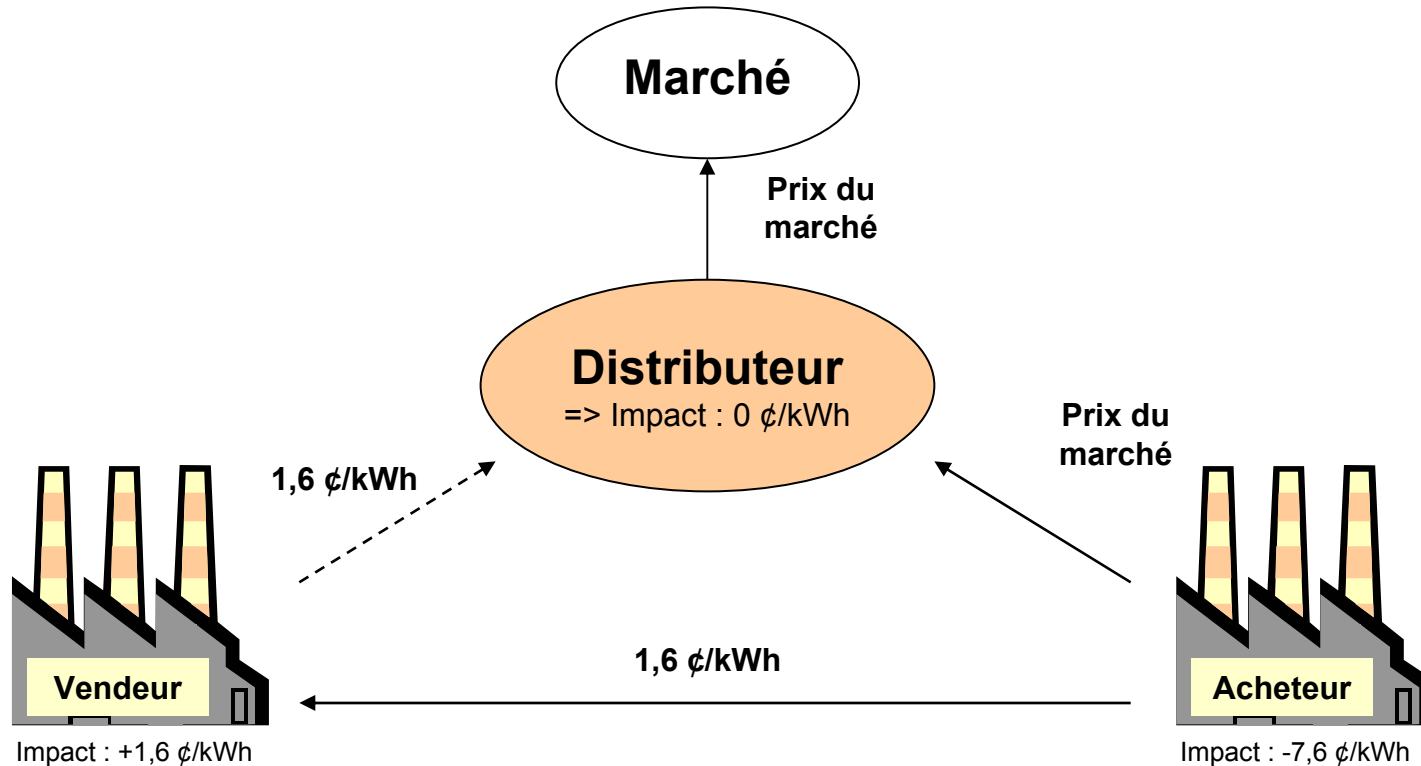
- ❑ L'option de puissance souscrite non utilisée entre clients consiste à permettre à un client (vendeur) qui s'interrompt d'obtenir d'un autre client (acheteur) une compensation.
- ❑ La compensation du client acheteur est fondée sur le coût de puissance que le client vendeur doit assumer auprès du Distributeur.
- ❑ L'énergie provient du Distributeur et est payée par le client acheteur au Distributeur.

Étape 1 : Interruption temporaire d'un client



- ⇒ Le client 1 continue à assumer la prime de puissance qui représente un coût fixe.
- ⇒ Le Distributeur récupère un manque à gagner égal à l'écart entre le coût d'approvisionnement et le prix de l'énergie au tarif L (2,42 ¢/kWh).
- ⇒ Ce gain bénéficie à tous les clients du Distributeur.

Étape 2 : Échange de puissance entre clients



- ⇒ Le vendeur s'interrompt et est compensé par l'acheteur pour la prime de puissance.
- ⇒ L'acheteur est approvisionné au prix du marché par le Distributeur : il paie ainsi un prix supérieur à celui du marché à cause de la prime de puissance payée au vendeur.
- ⇒ L'acheteur serait donc toujours perdant s'il participait à cette option.

7- Option de puissance souscrite non utilisée (suite)

- ❑ L'énergie échangée dans le cadre d'une option d'échange de puissance entre clients doit se faire au prix du marché car, autrement, le Distributeur encourrait un manque à gagner.
- ❑ Dans ce contexte, le client acheteur est toujours défavorisé car il doit payer, en plus du prix de marché, la prime de puissance du client vendeur.
- ❑ Même si le Distributeur pouvait vendre au client acheteur au prix du volume patrimonial, ce dernier n'aurait pas besoin de compenser le client vendeur et devrait pouvoir l'acheter à 2,79 ¢/kWh.

7- Décourager les usages de chauffe dont l'approvisionnement est thermique

- ❑ La structure actuelle des tarifs tient compte des coûts plus élevés associés à la demande québécoise en période d'hiver, ce qui permet de refléter le coût plus élevé du chauffage électrique.
- ❑ L'ensemble de l'approvisionnement du Distributeur restera en majeure partie associé à la production hydro-électrique.
- ❑ Il est actuellement difficile de présumer quelles seront les sources d'approvisionnement à long terme.
 - ❖ Changer les tarifs de base avant que ne se dégage clairement une tendance et uniquement pour des considérations conjoncturelles est contraire aux principes de continuité et stabilité tarifaires.
 - ❖ Il est difficile d'évaluer les impacts environnementaux de structures tarifaires envisagées lorsque les sources d'approvisionnement à long terme et leurs impacts ne sont pas connus.