

ANNEXE 1

**MODALITÉS TARIFAIRES DE
L'OPTION DE MESURAGE NET**

Rencontre du 24 octobre 2005

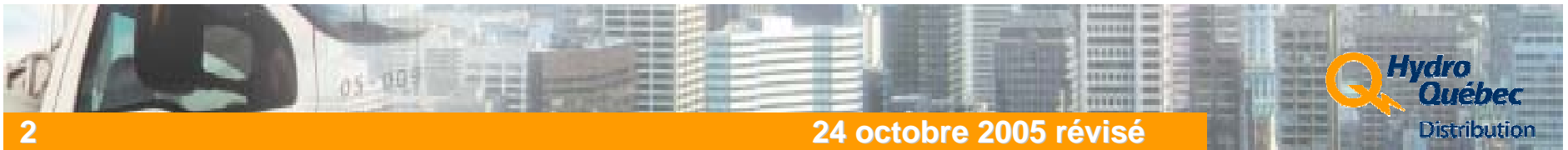
Modalités tarifaires de l'option de mesurage net

24 Octobre 2005 (révisé)



Contexte de la proposition

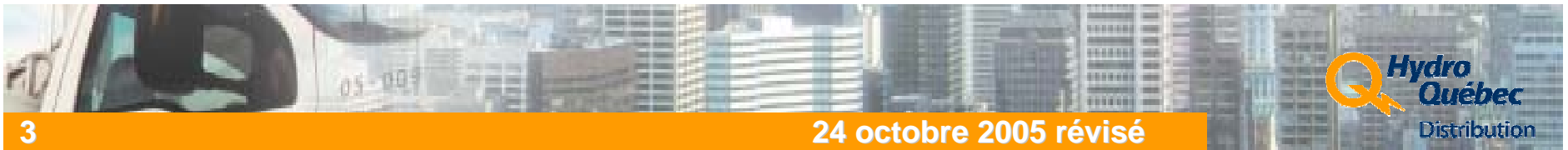
- ◆ **Demande des intervenants et de la Régie**
- ◆ **Emphase sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables avec impact sur le choix des filières admissibles**
- ◆ **Proposition qui se veut un premier pas**
 - Autoproduction vs micro-production
 - Simplicité
 - Contrôle des coûts
 - Comparable à ce qui se fait ailleurs



Balisage : États-Unis

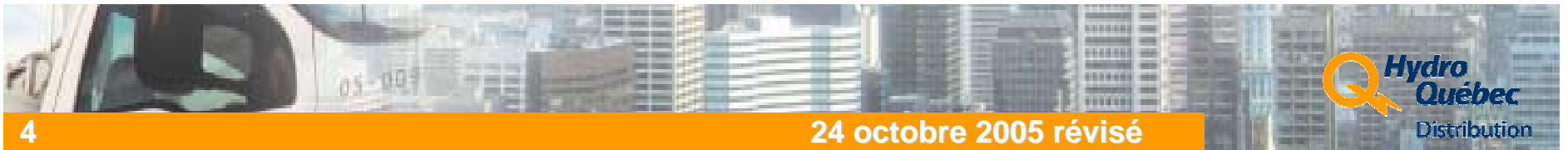
- ◆ **Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) en 1978**
 - Obligation d'acheter de l'électricité de tous les fournisseurs admissibles

- ◆ **Mesurage net**
 - Généralement un moyen parmi d'autres pour atteindre des cibles relatives aux énergies renouvelables
 - Appuyée par une aide financière offerte surtout par les différents paliers de gouvernements
 - Crédits d'impôts sur le revenu
 - Réductions taxes
 - Rabais sur l'achat des équipements
 - Subventions et supports divers
 - Financement



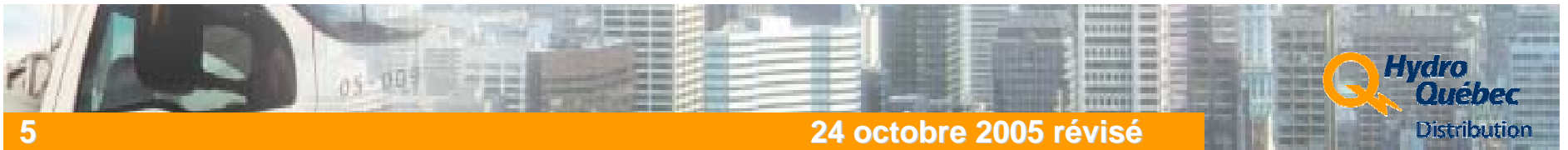
Balisage : États-Unis (suite)

- ◆ **Limite sur la capacité de production pouvant être raccordée au réseau**
- ◆ **Généralement**
 - Admissibilité limitée aux clients résidentiels, aux exploitations agricoles ou aux clients du secteur commercial
 - Capacité maximale des clients : entre 25 et 100 kW
- ◆ **Pas de tendance nette en ce qui concerne :**
 - Le traitement des surplus
 - La rétribution des kWh injectés dans le réseau
- ◆ **À titre indicatif, en Californie, entre 1998 et 2003**
 - "*Emerging renewables program*"
 - 196 petites éoliennes pour un total de 862 kW de capacité



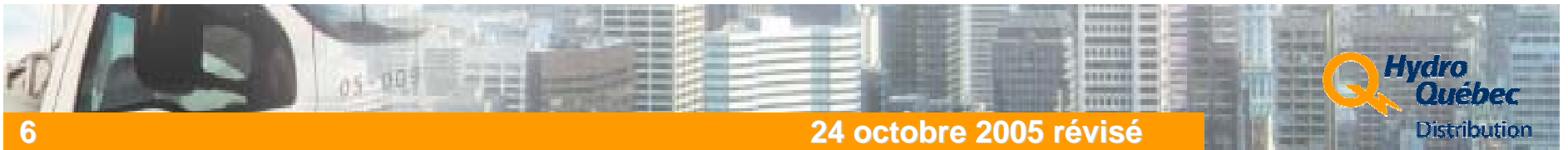
Canada : incitatifs financiers

- ◆ **Pas de balisage systématique**
- ◆ **Défi 1 tonne**
 - Projet de crédit pour réduction des émissions de GES dans le cadre du protocole de Kyoto
 - De l'ordre de 15 \$/tonne ou 0,5 ¢/kWh
- ◆ **Encouragement à la production d'énergie éolienne de Ressources naturelles Canada**
 - Réduction de 0,01 \$/kWh (pour l'énergie électrique nette vendue à travers le réseau) pour les 10 premières années de fonctionnement
 - Seulement pour les collectivités du nord et éloignées ayant des éoliennes branchées au réseau ou isolées du réseau, dont la puissance est supérieure ou égale à 20 kW
 - Les systèmes doivent être mis en service avant le 1er avril 2010.



Canada : incitatifs financiers (suite)

- ◆ **Amortissement accéléré – Catégorie/Classe 43.1 du Ministère des finances du Canada**
 - Déduction pour amortissement (DPA) de 50 % annuellement sur la base d'un amortissement dégressif
 - Systèmes éoliens commerciaux branchés au réseau
 - Généralement bon pour les agriculteurs et les entreprises commerciales ayant un revenu annuel fortement imposable



Canada : incitatifs financiers (suite)

- ◆ **Maison saine à consommation énergétique nette zéro**
 - Partenariat formé par le gouvernement (SCHL) et l'industrie
 - Budget initial du gouvernement de 1 M\$
 - Première phase d'un plan de démonstration communautaire visant à mettre en chantier, au cours des cinq prochaines années, 1 500 maisons du genre dans les provinces et les territoires
 - Mise en application une gamme de mesures destinées ultimement à ramener la consommation annuelle nette d'énergie des maisons à zéro pour le chauffage et l'électricité



Canada : le cas de BC Hydro

- ◆ Programme de mesurage net lancé en 2004
- ◆ Suivi du programme après 1 an
 - 74 kW et 16 projets
 - Capacité maximum : 15 kW en photovoltaïque
 - Maintien du seuil de 50 kW car rehausser le seuil impliquerait des coûts supplémentaires significatifs
 - Protection des non participants
 - Contrôle des coûts
 - Maintien des compteurs à double registres
 - Maintien de la date anniversaire pour remettre à zéro le compte de surplus
 - Achat des surplus aux coûts évités lorsqu'il y en a (5,4 ¢/kWh)
 - Inspections fondées sur l'impact de la variation de tension au point de jonction plutôt que sur la puissance raccordée
 - Sources d'énergies renouvelables



Canada : le cas de BC Hydro (suite)

◆ Partage des coûts

■ BC Hydro:

- Compteur et les frais de remplacement
- Frais supplémentaires de facturation, mesurage, traitement des demandes

■ Clients

- Frais inspection pour les installations > 5 kW : maximum de 600\$
- Sectionneur
- Ses installations



Canada : le cas de Hydro One

◆ Programme actuel de Hydro One

- Seuil de 50 kW
- Aucun report mensuel
- Remise à zéro à tous les mois sans rétribution des kWh
- Facture minimum (redevance)
- Filières de production: énergies renouvelables



Canada : le cas de Hydro One (suite)

◆ Partage des coûts

■ Hydro One:

- Frais supplémentaires de facturation, mesurage, traitement des demandes

■ Clients

- Compteur et les frais de remplacement
- Frais inspection : non spécifiés
- Sectionneur
- Ses installations



Canada : le cas de Hydro One (suite)

- ◆ **Orientation gouvernementale 2005 : contribution à l'atteinte de l'objectif de produire 5% d'énergie renouvelable d'ici 2007**
 - Seuil de 500 kW : résidentiel et commercial
 - Report mensuel (en \$)
 - Remise à zéro à la date anniversaire
 - Facture minimale (redevance)
 - Filière de production : énergies renouvelables
 - Obligatoire pour tous les Distributeurs
 - Limitera la capacité (kW) que chaque Distributeur pourra accepter



Proposition du Distributeur

- ◆ **Admissibilité : clients aux tarifs D, DM et G non facturés en puissance**
- ◆ **Problématique particulière du tarif DT**
 - 120 000 clients
 - Nécessite un compteur bi-énergie à 4 registres
- ◆ **Capacités des installations < 50 kW ou l'estimation de la puissance maximale appelée de l'abonnement**
- ◆ **Autoproducteur : propriétaire et exploitant**
- ◆ **Sources d'énergie admissibles :**
 - Hydroélectrique
 - Éolienne
 - Photovoltaïque
 - Biogaz
 - Biomasse (résidus seulement)



Proposition du Distributeur (suite)

- ◆ Aux tarifs D et G, les clients facturés en puissance sont les exceptions :

	Proportion de la clientèle		
	Tarif D et DM	Exploitation agricole	Tarif G
Facturée en puissance	0,2%	2,4%	10,0%
Non facturée en puissance	99,8%	97,6%	90,0%

- ◆ Au-delà de 50 kW, problématique additionnelle attribuable à la puissance



Proposition du Distributeur (suite)

- ◆ Redevance du tarif de base
- ◆ Traitement des surplus : remis à 0 une fois l'an

	Électricité livrée par HQD	Électricité injectée	Consommation nette	Surplus net	Compte de surplus	Énergie facturée
	E_{it}	E_{it}	Si $E_{it} > E_{it}$ $C_t = E_{it} - E_{it}$	Si $E_{it} > E_{it}$ $S_t = E_{it} - E_{it}$	$B_t = B_{t-1} + S_t$ si $C_t \neq 0$ ou $B_t = B_{t-1} - C_t$ si $C_t > 0$ mais B_t doit toujours être > 0	maximum de $C_t B_{t-1}$ ou 0
1 ^{re} période	90	100	0	10	10	0
2 ^e période	95	100	0	5	15	0
3 ^e période	100	90	10	0	5	0
4 ^e période	110	90	20	0	0	15
5 ^e période	110	90	20	0	0	20
6 ^e période	100	100	0	0	0	0

Note : t indique la période de facturation.

Proposition du Distributeur (suite)

◆ Partage des coûts

■ Distributeur

• Réseau

- Aucun coût tant que la limite des transformateurs n'est pas dépassée

• Services à la clientèle

➢ Commercialisation :

- Développement du site Internet : 300 000 \$

➢ Mesurage

- Compteurs : développement et test : 40 000 \$
- Coût unitaire : entre 300 et 850 \$/client selon le compteur

➢ Facturation

- Formation : 6 000 \$
- Coût unitaire annuel: 600 \$/ client

■ Clients

- Installation jusqu'au compteur (respect des normes techniques)
- Frais d'inspection : 400 \$



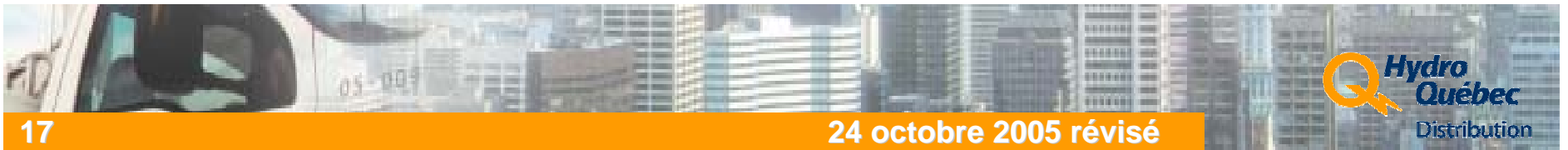
Cadre d'analyse : structures tarifaires

◆ Tarif D

Redevance	40,64 ¢/jour
Les 30 premiers kWh/jour	5,02 ¢/kWh
Le reste de l'énergie	6,33 ¢/kWh
Prime de puissance en hiver (excédent de 50 kW)	3,96 \$/kW

◆ Tarif G

Redevance d'abonnement	12,33 \$/mois
Prime de puissance applicable à l'excédent de 45 kW	14,40 \$/kW
Prix de l'énergie pour les 13 200 premiers kWh	7,86 ¢/kWh
pour le reste de l'énergie	3,96 ¢/kWh



Cadre d'analyse : hypothèses

Cadre d'analyse de la rentabilité du client

Annuité constante - 30 ans

Taux d'actualisation (12 %)

	Scénario maximum ¹				Scénario minimum ²			
	Production		Coûts de production		Production		Coûts de production	
	FU	kWh	\$	\$/kWh	FU	kWh	\$	\$/kWh
Photovoltaïque								
0,5 kW	12%	526	838 \$	1,59	16%	701	259 \$	0,37
Éolien								
1 kW	15%	1 314	376 \$	0,29	35%	3 066	357 \$	0,12
3 kW	15%	3 942	860 \$	0,22	35%	9 198	752 \$	0,08
10 kW	15%	13 140	2 843 \$	0,22	35%	30 660	1 986 \$	0,06
25 kW	15%	32 850	7 117 \$	0,22	35%	76 650	4 974 \$	0,06
Petite hydraulique								
1 kW	30%	2 628	697 \$	0,27	70%	6 132	661 \$	0,11
10 kW	30%	26 280	4 313 \$	0,16	70%	61 320	2 892 \$	0,05

Source : HQD-1 Document 1 page 15 et

White Paper, Net Metering in British Columbia pages 43 et 46

1) Scénario maximum : Coûts élevés + faible facteur d'utilisation

2) Scénario minimum : Coûts minimums + fort facteur d'utilisation



Analyse de rentabilité – client < 50 kW

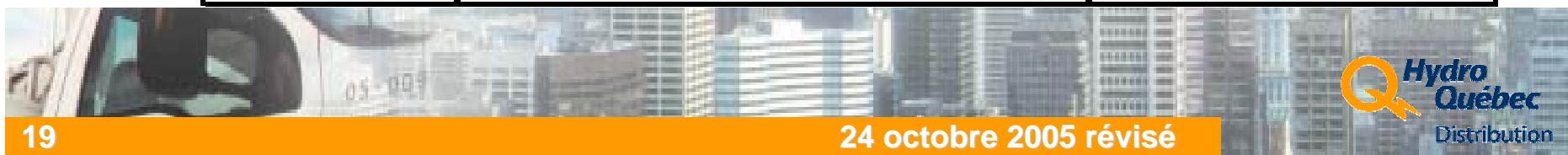
Tarif D < 50 kW

Annuité constante - 30 ans

Taux d'actualisation (12 %)

¢/kWh

	Coûts de production et frais inspection		Réduction de facture et crédit	Écart	
	Max	Min		Max	Min
Photovoltaïque 0,5 kW	167,4	43,3	7,5	(159,9)	(35,8)
Éolien					
1 kW	32,4	13,4	7,5	(24,9)	(5,9)
3 kW	23,1	8,5	7,5	(15,6)	(1,0)
10 kW	22,3	6,1	7,5	(14,8)	1,4
25 kW	22,1	6,1	7,5	(14,6)	1,4
Petite hydraulique					
1 kW	28,7	11,7	7,5	(21,2)	(4,2)
10 kW	16,2	5,1	7,5	(8,7)	2,4



Analyse de rentabilité – client < 50 kW (suite)

Tarif G < 50 kW

Annuité constante - 30 ans

Taux d'actualisation (12 %)

¢/kWh

	Coûts de production et frais inspection		Réduction de facture et crédit	Écart	
	Max	Min		Max	Min
Photovoltaïque 0,5 kW	167,4	43,3	9,2	(158,3)	(34,2)
Éolien 1 kW	32,4	13,4	9,2	(23,2)	(4,3)
3 kW	23,1	8,5	9,2	(14,0)	0,7
10 kW	22,3	6,1	9,2	(13,2)	3,0
25 kW	22,1	6,1	9,2	(13,0)	3,1
Petite hydraulique 1 kW	28,7	11,7	9,2	(19,5)	(2,6)
10 kW	16,2	5,1	9,2	(7,0)	4,1



Au-delà de 50 kW

- ◆ **Les clients du CII : préoccupation accrue de rentabilité**
- ◆ **Le client facturé en puissance n'a aucune garantie que ses équipements de production seront à pleine capacité à sa propre pointe**
- ◆ **Si ses équipements ne sont pas disponibles en pointe, il n'a pas de crédit implicite sur sa puissance**
- ◆ **De plus, les gros clients au tarif G et ceux du tarif M peuvent être facturés en 2^e tranche et recevoir alors un crédit moindre**



Analyse de rentabilité – client > 50 kW

Tarif G > 50 kW

Annuité constante - 30 ans

Taux d'actualisation (12 %)

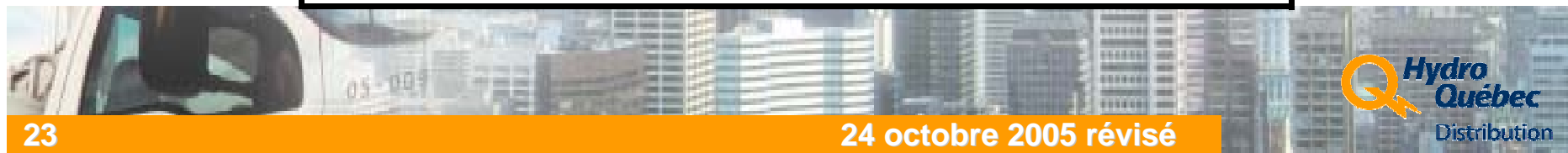
¢/kWh

	Coûts de production et frais inspection		Réduction de facture et crédit	Écart	
	Max	Min		Max	Min
Photovoltaïque 0,5 kW	167,4	43,3	4,9	(162,5)	(38,4)
Éolien					
1 kW	32,4	13,4	4,9	(27,5)	(8,5)
3 kW	23,1	8,5	4,9	(18,2)	(3,6)
10 kW	22,3	6,1	4,9	(17,4)	(1,2)
25 kW	22,1	6,1	4,9	(17,2)	(1,1)
Petite hydraulique					
1 kW	28,7	11,7	4,9	(23,8)	(6,8)
10 kW	16,2	5,1	4,9	(11,3)	(0,2)



Analyse de rentabilité - Distributeur

	Scénario A	Scénario B
Nombre de nouveaux adhérents par année/ 5 premières années	20	10
KWh évités par clients au tarif D/année	26 000	13 000
KWh évités par client au tarif G/année	32 000	16 000
Sur une période de 30 ans (act.)		
kWh évités	29 089 733	7 272 433
Coûts de SALC (\$)	1 201 194	762 324
¢/kWh	4,1	10,5
Perte de revenus (\$)	2 611 069	652 767
¢/kWh	8,98	8,98
Coûts évités (\$)	2 618 076	654 519
¢/kWh	9,0	9,0
Manque à gagner (\$)	1 194 187	760 573
¢/kWh	4,11	10,46



Test du coût total en ressources

	Coûts évités HQD (\$)	Investissements HQD + clients (\$)	CTR (\$)	Investissements HQD (\$)	Investissements clients (\$)	kWh évités (act)	CTR (¢/kWh)
Scénario A	2 618 076	2 510 699	(107 377)	1 201 194	1 309 506	29 089 733	-0,4
Scénario B	654 519	1 693 492	(1 038 973)	762 324	931 168	7 272 433	-14,3

Hypothèses quant aux investissements des clients :

Éolienne de 10 kW (pour permettre la production des kWh effacés)

Scénario A : coût de production bas + les frais d'inspection

Scénario B : coût de production élevés +les frais d'inspection