

**MODALITÉS TARIFAIRES POUR SOUTENIR
L'AUTOPRODUCTION**

Table des matières

1	CONTEXTE	5
1.1	DEMANDES DES INTERVENANTS ET DE LA RÉGIE.....	5
1.2	PRODUCTION DÉCENTRALISÉE ET AUTOPRODUCTION	6
1.3	DISPOSITIONS DE LA LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE	6
1.4	BESOIN DE MODALITÉS TARIFAIRES POUR SOUTENIR L'AUTOPRODUCTION	7
1.5	SITUATION AILLEURS EN AMÉRIQUE DU NORD	8
2	ENJEUX POUR LE DISTRIBUTEUR.....	9
2.1	FIABILITÉ DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE	9
2.2	CHOIX DES FILIÈRES	10
2.3	IMPACTS SUR LES COÛTS	10
2.3.1	<i>Coûts de transport et de distribution.....</i>	<i>10</i>
2.3.2	<i>Coût de fourniture d'électricité</i>	<i>11</i>
2.3.3	<i>Coûts des services à la clientèle</i>	<i>11</i>
2.3.4	<i>Effets nets.....</i>	<i>12</i>
3	COÛTS DE REVIENT DE L'AUTOPRODUCTION.....	13
4	MODALITÉS TARIFAIRES PROPOSÉES	14
4.1	CLIENTS ADMISSIBLES.....	14
4.2	CAPACITÉ DES INSTALLATIONS	14
4.3	SOURCES D'ÉNERGIE ADMISSIBLES	15
4.4	TARIF.....	16
4.4.1	<i>Redevance.....</i>	<i>16</i>
4.4.2	<i>Énergie.....</i>	<i>16</i>
5	PARTAGE DES COÛTS	18
5.1	COÛTS ASSUMÉS PAR LE DISTRIBUTEUR	18
5.1.1	<i>Réseau et inspection</i>	<i>18</i>
5.1.2	<i>Compteurs et mesurage</i>	<i>19</i>
5.1.3	<i>Facturation.....</i>	<i>19</i>
5.2	COÛTS ASSUMÉS PAR L'AUTOPRODUCTEUR.....	20
5.2.1	<i>Installations.....</i>	<i>20</i>
5.2.2	<i>Inspection.....</i>	<i>20</i>
6	CONCLUSIONS	21

Annexes

Annexe 1: Texte des Tarifs

Annexe 2 : Balisage au Canada et aux États-Unis

1 CONTEXTE

1.1 Demandes des intervenants et de la Régie

1 Depuis quelques années, certains intervenants des domaines de l'environnement
2 et de la défense des consommateurs réclament la tenue d'un débat sur la
3 production décentralisée d'électricité et la mise en œuvre d'un programme
4 d'achat, par Hydro-Québec Distribution (le Distributeur), de l'électricité ainsi
5 produite.

6 En 2000, dans le cadre des audiences sur les conditions de fourniture
7 d'électricité par Hydro-Québec (R-3439-2000), la Régie reportait l'étude de la
8 question :

9 « De l'avis de la Régie, la production distribuée est encore marginale au Québec
10 et son examen n'apparaît pas à l'heure actuelle comme une priorité. De plus, ses
11 implications très vastes, aux niveaux tarifaire et technique, dépassent largement
12 le cadre de l'examen entrepris des seules conditions de fourniture de l'électricité
13 et rendraient plutôt nécessaire son étude dans le cadre d'une audience
14 spécifique¹. »

15 En 2001, lors de l'examen du *Pan d'approvisionnement 2002-2011* d'Hydro-
16 Québec Distribution (le Distributeur), la Régie acceptait également de reporter
17 l'étude de la question.

18 En juin 2004, toutefois, dans le cadre de la demande relative à la modification de
19 certaines conditions de service liées à l'alimentation en électricité et des frais
20 afférents (R-3535-2004), la Régie a demandé que soient traités certains aspects
21 de la production décentralisée :

22 « [La Régie] considère que le sujet de la production distribuée [...] est pertinent
23 au présent dossier. La production distribuée constitue un sujet vaste et complexe
24 dont les ramifications s'étendent aussi au plan d'approvisionnement ainsi qu'à la
25 tarification du Distributeur. Certains aspects touchent les conditions de service et

¹ Décision D-2000-95, p. 9.

1 ces derniers méritent d’être traités dans le présent dossier. En définitive, la Régie
2 considère que la partie de la production distribuée, en lien avec l’élaboration des
3 conditions de service, doit être incluse au présent dossier pour discussions au
4 groupe de travail². »

1.2 Production décentralisée et autoproduction

5 On peut définir la production décentralisée comme étant toute source de
6 production d’électricité située près de la charge qu’elle alimente, et généralement
7 raccordée au réseau de distribution.

8 Quant à l’autoproduction, il s’agit de production d’électricité, par, pour et chez le
9 client. Ainsi, le client comble une partie ou la totalité de ses besoins en électricité
10 avec une telle installation dont il est le propriétaire et l’exploitant.

1.3 Dispositions de la Loi sur la Régie de l'énergie

11 Le second alinéa de l’article 60 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* prévoit
12 expressément le droit de quiconque de « *produire et de distribuer sur son réseau*
13 *l'électricité qu'il consomme* ». L’autoproduction constitue donc clairement une
14 activité permise.

15 Cependant, les approvisionnements en électricité du Distributeur font l’objet d’un
16 encadrement juridique précis. En premier lieu, l’article 74.1 de la *Loi sur la Régie*
17 *de l'énergie* prévoit que tous les approvisionnements en électricité du
18 Distributeur, pour ce qui excède l’électricité patrimoniale, doivent être acquis par
19 appels d’offres ouverts à tous les fournisseurs intéressés. Pour ces appels
20 d’offres, le Distributeur doit « *accorder un traitement égal à toutes les sources*
21 *d’approvisionnement, à moins que l’appel d’offres ne prévoie que la totalité ou*
22 *une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière*
23 *d’approvisionnement par un bloc d’énergie déterminé par règlement du*
24 *gouvernement* ».

² Décision D-2004-127, p. 9.

1 Ainsi, en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le Distributeur ne peut pas
2 mettre en œuvre un programme d'achat de surplus d'électricité générés par des
3 autoproducteurs, à moins de procéder par appels d'offres. Et, à moins que le
4 gouvernement ne détermine un bloc d'énergie réservé à de l'autoproduction à
5 partir d'énergies renouvelables, ces appels d'offres devraient « *accorder un*
6 *traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement* ».

7 Les modalités tarifaires que propose le Distributeur n'ont donc pour objectif qu'un
8 soutien de l'autoproduction et ne visent aucunement l'acquisition d'énergie.

1.4 Besoin de modalités tarifaires pour soutenir l'autoproduction

9 Comme il est énoncé plus haut, l'autoproduction est permise en vertu de la *Loi*
10 *sur la Régie de l'énergie*. Pour plusieurs raisons, elle est cependant peu ou pas
11 répandue, au Québec, sauf chez certaines grandes industries.

12 En premier lieu, le coût de revient de l'autoproduction est supérieur aux tarifs
13 d'électricité du Distributeur, comme il est indiqué à la section 3. Il n'existe donc,
14 au Québec, aucune incitation purement économique à l'autoproduction
15 d'électricité.

16 En second lieu, si la production d'électricité à partir de sources thermiques peut
17 s'adapter au profil de consommation, il en va autrement de la production à partir
18 de ressources renouvelables, telles les énergies solaire et éolienne, lesquelles
19 sont intermittentes et ne peuvent pas être programmées pour suivre le profil de
20 consommation des autoproducteurs.

21 Les modalités tarifaires de mesurage net que propose le Distributeur visent à
22 compenser l'inadéquation entre, d'une part, le profil de charge de
23 l'autoproducteur et, d'autre part, le profil de production. Les modalités proposées
24 permettront à l'autoproducteur d'injecter ses surplus occasionnels dans le réseau
25 du Distributeur. Par un système de débits et de crédits, les surplus seront utilisés
26 pour réduire la facture d'électricité de l'autoproducteur, pendant les périodes où

1 sa consommation excède sa production. Ce système offre à l'autoproducteur une
2 alimentation fiable et continue, sans égard aux fluctuations de sa source de
3 production d'électricité.

1.5 Situation ailleurs en Amérique du Nord

4 Comme le démontre le balisage présenté à l'annexe 2, des distributeurs
5 d'électricité de plusieurs provinces canadiennes et États américains offrent des
6 options de mesurage net à leurs clients. Il faut retenir, pour fins de comparaison
7 avec ce que propose le Distributeur, que le contexte juridique de ces provinces et
8 États n'est pas le même que celui du Québec.

9 Au Canada, des programmes existent ou sont en voie d'être mis en œuvre dans
10 toutes les provinces, à l'exception, semble-t-il, de Terre-Neuve et Labrador et de
11 l'Alberta. Là où ces programmes existent, seules les sources d'énergie
12 renouvelables sont admises, à l'exception du Manitoba.

13 Par ailleurs, on constate que même si les distributeurs d'électricité, aux États-
14 Unis, ont l'obligation — depuis l'adoption du *Public Utility Regulatory Policies Act*
15 (PURPA) en 1978 — d'acheter de l'électricité de tous les fournisseurs
16 admissibles, tous ne s'y sont pas conformés et certains seulement partiellement.
17 En effet, près de 40 États ont légiféré pour se conformer au PURPA, en
18 privilégiant toutefois les énergies renouvelables — principalement les énergies
19 éolienne et solaire —, en limitant la capacité de production totale pouvant être
20 raccordée au réseau et, dans plusieurs cas, en restreignant l'admissibilité aux
21 clients résidentiels, aux exploitations agricoles ou aux clients du secteur
22 commercial.

23 Il convient également de noter qu'aux États-Unis le gouvernement fédéral et une
24 majorité des États proposent des incitations financières ou fiscales aux
25 autoproducteurs³.

³ <http://www.dsireusa.org/summarytables/financial.cfm?>

1 **Surplus de production**

2 Il n'existe pas d'uniformité quant au traitement accordé aux surplus nets de
3 production. Ainsi au Canada, les surplus sont achetés en Saskatchewan et en
4 Colombie-Britannique (mais à des conditions différentes) alors qu'en Ontario le
5 distributeur conserve les surplus de production sur une base mensuelle. Aux
6 États-Unis, le traitement varie aussi beaucoup d'un État à l'autre et varie même
7 selon les différents distributeurs d'un même État. On constate que la majorité des
8 distributeurs reportent les surplus nets d'une période de facturation sur l'autre
9 mais, généralement, conservent les surplus de production annuels, sans
10 rétribuer l'autoproducteur. Certains conservent même les surplus mensuels, sans
11 non plus rétribuer l'autoproducteur.

12 **Partage des coûts**

13 Enfin, lorsqu'on analyse les options de mesurage net offertes aux États-Unis et
14 au Canada, il est difficile de déceler une tendance claire quant à la répartition,
15 entre le distributeur d'électricité et les autoproducteurs, des coûts de mesurage
16 et de modification de réseau afin de permettre le mesurage net. À titre indicatif,
17 ces coûts seront assumés par BC Hydro alors que chez Hydro One, ils seront à
18 la charge des autoproducteurs concernés.

2 ENJEUX POUR LE DISTRIBUTEUR

2.1 Fiabilité de l'alimentation électrique

19 Il est primordial que l'autoproduction n'ait aucun effet négatif sur la qualité et la
20 fiabilité de l'alimentation électrique des clients du Distributeur. À cet effet, les
21 installations d'autoproduction devront être conformes aux normes et exigences
22 du Distributeur.

23 Les questions relatives aux normes de raccordement des équipements
24 d'autoproduction au réseau de distribution ont fait l'objet d'une rencontre

1 technique dans le cadre du dossier R-3535-2004. Afin de favoriser l'efficacité du
2 processus réglementaire et de bénéficier d'une vue globale de la question, le
3 Distributeur propose que les discussions relatives à ces normes et exigences
4 techniques se tiennent dorénavant dans le présent dossier.

5 Le Distributeur est d'avis que le respect de ces normes et exigences ne
6 constituera pas en soi un empêchement à l'autoproduction.

2.2 Choix des filières

7 Sur le plan du respect de l'environnement et sur celui de l'intérêt public,
8 l'autoproduction ne peut se justifier que si elle est faite à partir de sources
9 renouvelables. Toutes les filières de production à partir de combustibles fossiles
10 seraient donc inadmissibles.

11 Une telle proposition est conforme au courant majoritaire en Amérique du Nord.
12 Elle tient également compte de la nette préférence des Québécois pour les
13 énergies renouvelables, par opposition à la filière thermique.

2.3 Impacts sur les coûts

2.3.1 Coûts de transport et de distribution

14 Pour le Distributeur, l'autoproduction n'engendrera aucune économie en
15 transport et en distribution.

16 En effet, il n'existe pas de certitude que les équipements d'autoproduction
17 répondront en tout temps à la charge du client. Le Distributeur doit donc
18 maintenir des équipements de transport et de distribution qui sont en mesure de
19 répondre à la pleine charge des clients, y compris celle des autoproducteurs dont
20 les installations ne peuvent pas produire ou pourraient éventuellement être
21 démantelées. Ainsi, l'autoproduction ne permet aucunement de libérer de la
22 capacité de transport ou de distribution au bénéfice d'autres clients.

1 Pour l'instant, le Distributeur prévoit toutefois que l'autoproduction n'amènera
2 aucun coût additionnel de transport ou de distribution.

2.3.2 Coût de fourniture d'électricité

3 Compte tenu des dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie* énoncées plus
4 haut, toute proposition visant à faciliter l'autoproduction doit être étudiée sous
5 l'angle de l'effacement d'une partie ou de la totalité de la charge des
6 autoproducteurs, et non pas sous celui des approvisionnements.

7 D'une part, vu le caractère aléatoire de l'autoproduction à partir des énergies
8 éolienne ou photovoltaïque et, d'autre part, compte tenu de l'importance
9 relativement faible de l'énergie ainsi produite, par rapport à sa charge totale, le
10 Distributeur ne peut pas déterminer ses approvisionnements, en temps réel, en
11 prenant en considération de façon spécifique la charge effacée par
12 l'autoproduction. Il lui est donc impossible de programmer ses achats de très
13 court terme en fonction de cette charge effacée. En fin d'année, lors de la
14 détermination *a posteriori* de l'utilisation de l'électricité patrimoniale et des autres
15 approvisionnements, il est même possible que l'énergie autoproduite puisse avoir
16 eu pour effet d'augmenter l'énergie involontaire ou d'entraîner une utilisation
17 sous optimale de l'électricité patrimoniale.

18 Il est donc impossible de déterminer si le Distributeur évite réellement un coût à
19 ce chapitre et, le cas échéant, d'évaluer ce coût évité, lequel se situera entre le
20 coût de fourniture de l'électricité patrimoniale (2,79 ¢/kWh) et le coût d'un nouvel
21 approvisionnement sur le marché (environ 7,5 ¢/kWh).

2.3.3 Coûts des services à la clientèle

22 Les coûts des services à la clientèle subiront une augmentation au chapitre du
23 mesurage et de la facturation, comme il est indiqué à la section 5.

2.3.4 Effets nets

1 L'autoproduction entraînera inévitablement des pertes de revenus pour le
2 Distributeur, puisque pour chaque kilowattheure produit par le client le
3 Distributeur vend un kilowattheure de moins.

4 D'une part, le Distributeur économise le coût relatif à la fourniture de l'énergie
5 autoproduite. Mais comme il est expliqué plus haut, l'économie réalisée à ce
6 chapitre est incertaine.

7 D'autre part, le Distributeur ne fait aucune économie aux chapitres du transport
8 et de la distribution. Toute perte de revenu entraîne donc des coûts non
9 recouvrables de transport et de distribution. Ces coûts non recouvrables seront
10 donc assumés par l'ensemble de la clientèle, y compris les clients non
11 participants.

12 Il est difficile de déterminer précisément les conséquences financières de
13 l'autoproduction, quant aux pertes de revenus *versus* les coûts évités. On sait
14 cependant que la perte de revenu sera comprise entre 4,95 et 7,74 ¢/kWh (voir
15 section3). D'autre part, le coût de fourniture évité variera entre 2,79 et 7,5 ¢/kWh.
16 Ainsi, bien qu'il soit impossible d'établir une équivalence stricte entre les coûts
17 évités et les pertes de revenus, on peut quand même estimer qu'il existe un
18 certain niveau de compensation qui permet de réduire, sinon d'éliminer, l'impact
19 de l'autoproduction d'électricité sur les tarifs de l'ensemble des consommateurs.

20 De plus, compte tenu de l'absence d'incitation purement économique à
21 l'autoproduction et vu l'expérience nord-américaine en la matière, le Distributeur
22 estime que le nombre de clients qui se prévaudront des modalités tarifaires
23 proposées sera limité, à tout le moins au cours des premières années. Le
24 montant total des coûts non recouvrables sera donc peu élevé, le cas échéant.

3 COÛTS DE REVIENT DE L'AUTOPRODUCTION

1 Compte tenu des tarifs actuels du Distributeur, l'intérêt des clients pour
 2 l'autoproduction avec mesurage net n'est pas *a priori* d'ordre économique. Par
 3 exemple, le tableau 1 compare le coût de production de différentes sources
 4 d'énergie. Les données de ce tableau ont été compilées pour BC Hydro⁴. Il est à
 5 noter que les coûts réels dépendent des conditions d'hydraulicité,
 6 d'ensoleillement ou de vent au lieu de production. Compte tenu des écarts
 7 importants entre les valeurs maximums et minimums, une valeur moyenne
 8 constitue une base utile de comparaison avec les tarifs du Distributeur.

9
10
11
Tableau 1
Coût de production

Autoproduction	\$/kWh		
	Maximum	Minimum	Moyenne
Photovoltaïque 0,5 kW	1,59	0,37	0,98
Éolien			
1 kW	0,29	0,12	0,21
3 kW	0,22	0,08	0,15
10 kW	0,22	0,06	0,14
25 kW	0,22	0,06	0,14
Petite hydraulique			
1 kW	0,27	0,11	0,19
10 kW	0,16	0,05	0,11

12
13 Dans tous les cas les tarifs du Distributeur sont plus avantageux. En effet, selon
 14 les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2004, le client du tarif D éviterait un coût compris
 15 entre 4,95 et 6,24 ¢/kWh (soit le prix des deux tranches d'énergie), alors qu'un
 16 client, dans la première tranche du tarif G, éviterait un coût de 7,74 ¢/kWh.

⁴ Les valeurs minimales et maximales sont tirées du document White Paper, Net Metering in British Columbia, page 46, préparé par Compass Resource Management Ltd., May 26 2003.

1 De façon générale, il n'existe pas de rentabilité évidente à la mise en place
2 d'installations de production d'électricité chez les clients raccordés au réseau du
3 Distributeur, à moins d'incitations fiscales ou de subventions. Il est toutefois
4 possible que le coût de revient de cette électricité puisse diminuer, suite à des
5 avancées technologiques. Dans ce contexte, la mise en place de modalités
6 tarifaires facilitant l'autoproduction contribuera à accroître l'intérêt de cette option
7 pour les clients.

4 MODALITÉS TARIFAIRES PROPOSÉES

8 Les modalités tarifaires proposées ne visent qu'à faciliter l'autoproduction et non
9 à acquérir des approvisionnements. Conséquemment, elles ont pour prémisse
10 que l'autoproduction ne vise qu'à combler, partiellement ou totalement, les
11 besoins du client et non à vendre des surplus de production au Distributeur⁵.

4.1 Clients admissibles

12 Dans un premier temps, par souci de simplicité et de contrôle des coûts,
13 l'admissibilité sera limitée aux clients des tarifs D, DM, et G dont l'abonnement ne
14 prévoit pas de paiement pour la puissance, soit les abonnements de moins de
15 50 kW aux tarifs D et DM, et de moins de 40 kW au tarif G.

16 En fonction des résultats, le Distributeur pourrait ultérieurement proposer à la
17 Régie l'extension de l'admissibilité à d'autres clients.

4.2 Capacité des installations

18 La puissance installée des équipements d'autoproduction ne doit pas être
19 supérieure au moindre de (i) 50 kW ou (ii) de l'estimation de la puissance
20 maximale appelée de l'abonnement. Cette disposition vise à assurer que les

http://www.bchydro.com/rx_files/info/info6815.pdf, alors que les moyennes ont été calculées par le Distributeur.

1 installations du client autoproduteur ont pour seule fonction de combler en partie
2 ou totalement ses besoins , sans générer de surplus systématiques.

3 Hydro One, en Ontario, a elle aussi limité la capacité des installations à 50 kW.
4 Une telle modalité a également été retenue par la British Columbia Utilities
5 Commission (BCUC) dans le cas du mesurage net de BC Hydro

6 “A 50 kW system size is consistent with the intent of net metering to allow
7 individual customers to meet all or part of their electricity demand. BC Hydro
8 notes that the 50 kW capacity limit is consistent with the maximum amperage
9 and voltage at which most residential customers and many commercial
10 customers take electric service (BC Hydro Reply Submissions, paragraph
11 17).Further, and more importantly to net metering tariff design from a regulatory
12 perspective, limits to system size are intended to reduce the potential magnitude
13 of cost-shifting to non-participating customers⁶”.

14 L’autoproduteur doit être le propriétaire et l’exploitant des installations et celles-
15 ci doivent être situées à l’adresse de service du client autoproduteur.

4.3 Sources d’énergie admissibles

16 Pour les raisons déjà énoncées, seule l’électricité produite à partir de sources
17 d’énergie renouvelables sera considérée, c’est-à-dire de sources d’énergie qui
18 produisent de l’énergie électrique sans appauvrir les ressources inutilement⁷. Les
19 sources d’énergie admissibles sont :

- 20 • l’énergie hydroélectrique
- 21 • l’énergie éolienne
- 22 • l’énergie photovoltaïque

⁵ Voir le texte proposé des modalités tarifaires à l’annexe 1.

⁶ British Columbia Utilities Commission, Order No. G-26-04, page 5.

⁷ Les énergies renouvelables permettent également la production d’énergie thermique et mécanique. Néanmoins, dans le contexte de la proposition du Distributeur, seule la production d’énergie électrique est considérée. En outre, la liste des énergies renouvelables varie d’un organisme à l’autre. Celle utilisée par le Distributeur est compatible avec celle de Ressources naturelles Canada. Voir entre autres :
http://atlas.gc.ca/site/francais/maps/climatechange/societalresponses/renewableenergycases_tudy

- 1 • les biogaz
2 • la biomasse forestière (résidus, seulement)
3 • la géothermie (pour fins de production d'électricité, seulement)
- 4 Toutes les filières utilisant des combustibles fossiles (gaz naturel, mazout,
5 essence, etc.) sont inadmissibles.

4.4 Tarif

4.4.1 Redevance

6 À chaque période de facturation, puisqu'il continue d'être desservi par le
7 Distributeur, le client qui se prévaut des modalités tarifaires proposées paie la
8 redevance d'abonnement associée à son tarif. Cette redevance couvre les coûts
9 de services à la clientèle et de mesurage dont l'autoprodacteur continuera de
10 bénéficier.

4.4.2 Énergie

11 Lorsque, pour une période de facturation donnée, l'électricité injectée dans le
12 réseau du Distributeur par le client autoprodacteur est supérieure à l'électricité
13 livrée par le Distributeur au client, ce surplus net est ajouté à la banque de
14 surplus du client.

15 À l'inverse, lorsque, pour une période de facturation, l'électricité livrée par le
16 Distributeur au client est supérieure à l'électricité injectée par l'autoprodacteur
17 dans le réseau du Distributeur, le client paie sa consommation nette (électricité
18 livrée moins électricité injectée) au tarif en vigueur pour la portion énergie. Il se
19 peut par ailleurs que le client ait déjà accumulé un surplus dans sa banque de
20 surplus. Ce dernier est d'abord mis à contribution avant d'établir la
21 consommation nette de la période, comme le tableau 2 le démontre.

22 Le 31 mars de chaque année, ou à une date fixe choisie par l'autoprodacteur, la
23 banque de surplus du client est ramenée à 0, sans rétribution à l'autoprodacteur.

- 1 Cette disposition vise, elle aussi, à assurer que les installations du client
 2 autoproducteur ont pour seule fonction de combler en partie ou totalement ses
 3 besoins, sans générer de surplus systématiques. Le choix de la date vise à
 4 assurer que la banque affiche un surplus nul ou faible.
- 5 Le tableau 2 montre un exemple du fonctionnement des modalités proposées.

TABLEAU 2
ILLUSTRATION DU TRAITEMENT DES SURPLUS (KWH)

	Électricité livrée par HQD	Électricité injectée	Consommation nette	Surplus net	Compte de surplus	Énergie facturée
	E_{lt}	E_{it}	Si $E_{it} > E_{lt}$ $C_t = E_{lt} - E_{it}$	Si $E_{it} > E_{lt}$ $S_t = E_{it} - E_{lt}$	$B_t = B_{t-1} + S_t$, si $C_t = 0$ 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.

- 6 À la première période, le client injecte plus d'électricité qu'il n'en consomme. Le
 7 surplus net pour la période est de 10 kWh. Ce surplus net est ajouté à la banque
 8 de surplus. Aucun kWh n'est facturé et le client ne paie que sa redevance. À la
 9 deuxième période, il injecte 5 kWh de plus d'électricité que le Distributeur lui en
 10 livre. La banque de surplus passe à 15 kWh. Le client ne paie toujours que sa
 11 redevance.
- 12 À la troisième période, le client consomme 10 kWh de plus d'électricité qu'il n'en
 13 a livré. La banque de surplus est réduite de 10 kWh, pour un solde de
 14 5 kWh ; encore une fois, le client ne paie que sa redevance.

1 À la quatrième période, il consomme encore une fois plus d'électricité qu'il n'en
2 injecte, pour une consommation nette de 20 kWh. La banque de surplus est
3 d'abord portée à 0, et 15 kWh sont facturés en plus de la redevance.

4 À la cinquième période, le client a consommé au net 20 kWh. Comme la banque
5 de surplus est vide, il est facturé pour ces 20 kWh, en plus de la redevance.

6 Finalement, à la 6^e période, le client injecte autant d'électricité qu'il en
7 consomme. Il ne paie que sa redevance et sa banque de surplus reste à 0.

5 PARTAGE DES COÛTS

5.1 Coûts assumés par le Distributeur

8 Le Distributeur propose d'assumer l'ensemble des coûts de remplacement des
9 compteurs, de mesurage et de facturation. Au besoin, il assumera également les
10 coûts de modification à son réseau. Le Distributeur reprend à son compte les
11 conclusions de la BCUC à ce propos :

12 "The Commission Panel reiterates that all BC Hydro ratepayers, not just net
13 metering customers, will pay for the incremental costs of metering (equipment,
14 install and reading). The Commission Panel agrees that such costs are
15 anticipated to be small relative to overall BC Hydro operations, and small in an
16 absolute sense, given expectations for limited uptake of net metering. The
17 Commission Panel believes that the limited cost-shifting to non-participating
18 customers is warranted to support the implementation of net metering for
19 distributed renewable generation⁸."

5.1.1 Réseau et inspection

20 Pour l'instant, le Distributeur ne prévoit pas engager de dépenses pour le
21 raccordement et l'intégration des autoproducteurs au réseau de distribution.

⁸ British Columbia Utilities Commission, Order No. G-26-04, page 5.

1 Le Distributeur prévoit toutefois imposer des frais⁹ aux autoproducteurs pour
2 l'inspection de leurs installations, afin d'en valider la conformité au *Code de*
3 *l'électricité du Québec 1999*¹⁰, pour permettre les travaux hors tension et sous
4 tension, afin que les employés du Distributeur puissent réaliser les travaux
5 d'entretien du réseau de manière sécuritaire.

5.1.2 Compteurs et mesurage

6 Afin de respecter les prescriptions de Mesures Canada, les valeurs mesurées de
7 l'électricité livrée par le Distributeur au client et l'électricité injectée dans le
8 réseau du Distributeur par le client doivent être conservées sur des registres
9 différents du compteur.

10 La tension de livraison ainsi que la capacité du coffret de branchement du client
11 déterminent le genre de compteur à installer. Trois types d'installations sont
12 proposés, en fonction de la tension et du courant.

13 Les coûts relatifs à l'introduction des nouveaux compteurs, tels le
14 développement, la programmation, les essais et le contrôle de la qualité, sont
15 estimés à environ 40 000 \$. Les coûts unitaires de fourniture et d'installation des
16 compteurs varieront entre 300 \$ (installations monophasées, 120/240 volts, 200
17 ampères et moins) et environ 850 \$ (installations monophasées, 120/240 volts,
18 plus de 200 ampères, et installations triphasées 347-600 volts).

19 L'ajout d'un second registre au compteur n'aura pas d'effet significatif sur la
20 durée du temps de relevé des compteurs, par rapport à la situation actuelle. Il n'y
21 a donc aucun coût additionnel, à ce chapitre.

5.1.3 Facturation

22 Au début, à tout le moins, le relevé des compteurs sera fait manuellement par
23 relevés spéciaux, et les informations seront acheminées à un guichet unique et

⁹ Voir section 5.2, plus bas.

1 traitées manuellement, de façon centralisée. Les clients auront ainsi un point de
2 contact unique en cas de questions ou problèmes sur la facturation.

3 Il n'y a donc pas de coût de modification des systèmes pour la facturation de ces
4 clients. Par contre, des efforts sont à prévoir pour bien intégrer les nouveaux
5 compteurs dans le système, pour mettre en place le processus de facturation et
6 pour former les personnes chargées de la relève et de la facturation manuelle. Le
7 Distributeur évalue à 10 jours-personnes les ressources nécessaires à cette
8 formation, pour un coût d'environ 6 000 \$. Finalement, la facturation manuelle
9 devrait représenter environ 1 jour par année par client, soit un coût annuel d'un
10 peu moins de 600 \$ par client.

5.2 Coûts assumés par l'autoproducteur

5.2.1 Installations

11 L'autoproducteur assume la totalité des coûts relatifs à ses installations
12 d'autoproduction, jusqu'au branchement au compteur. Il assume également tous
13 les risques relatifs à la performance de son installation.

14 L'autoproducteur doit se conformer, à ses frais, aux exigences commerciales et
15 techniques du Distributeur¹¹, en matière de protection des personnes et des
16 biens et de responsabilité à l'égard des tiers.

5.2.2 Inspection

17 Le client autoproducteur doit acquitter les frais¹² relatifs à l'inspection de ses
18 installations par le Distributeur, afin que celui-ci puisse en vérifier la conformité à
19 ses exigences techniques.

¹⁰ ACNOR C22.10-99.

¹¹ Ces exigences seront déposées en cours d'audience.

¹² Le montant de ces frais sera soumis en cours d'audience.

- 1 Des dispositions similaires sont appliquées en Colombie-Britannique, en Ontario
2 et en Saskatchewan, entre autres.

6 CONCLUSIONS

3 L’approbation des modalités que propose le Distributeur pourrait contribuer au
4 développement et à la mise en place d’installations de production d’électricité de
5 source renouvelable et s’ajouter aux outils que celui-ci offre à ses clients pour
6 leur permettre de gérer leur consommation d’électricité.

7 La proposition du Distributeur s’inscrit dans un contexte où ce type de modalités
8 est maintenant offert par un grand nombre de distributeurs d’électricité en
9 Amérique du Nord et il est important que ses clients puissent également en
10 bénéficier.

11 La proposition du Distributeur repose sur un souci d’équilibre entre l’intérêt des
12 clients qui adhéreront aux modalités tarifaires proposées et celui de l’ensemble
13 des clients non participants qui devront assumer une partie des coûts, le cas
14 échéant, tout en étant conforme à son cadre réglementaire.