

Preuve en chef :

**DEMANDE D'APPROBATION DE MODIFICATIONS AUX
TARIFS GÉNÉRAUX DE GRANDE PUISSANCE : TARIF H
ET TARIF DE DÉPANNAGE LD**

**Direction principale Ventes - Grandes entreprises
Direction Affaires réglementaires et tarifaires**

Le 22 juin 2001

TABLE DES MATIÈRES

1. EXPOSÉ DE LA SITUATION.....	1
2. TARIF H ACTUEL.....	3
3. MODIFICATIONS PROPOSÉES.....	5
3.1 Nouvelle appellation pour la portion dépannage du tarif H.....	6
3.2 Introduction d'une option non ferme	6
3.3 Introduction du double mesurage	9
3.3.1 Fractionnement des charges	9
3.3.2 Implication sur les puissances à facturer	10
4. CONSÉQUENCES FINANCIÈRES ET ÉCONOMIQUES.....	13
4.1 Tarif LD ferme	13
4.2 Tarif LD non ferme.....	13
4.2.1 Potentiel d'adhésion au tarif LD non ferme	13
4.2.2 La rentabilité associée à l'option non ferme	15
4.2.3 Les résultats.....	19
4.2.4 Analyse de sensibilité.....	21
4.2.5 Clause de fidélisation.....	22
5. CONCLUSION.....	24
ANNEXE 1 - BALISAGE EN DATE DE MARS 2001	25
ANNEXE 2 - EXEMPLES D'APPLICATION DU TARIF LD.....	33
ANNEXE 3 - ANALYSE ÉCONOMIQUE	37

1. EXPOSÉ DE LA SITUATION

1 Depuis le 16 juin 2000, les dispositions de l'article 60 de la *Loi sur la Régie de*
2 *l'énergie*¹ telle que modifiée par la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de*
3 *l'énergie et d'autres dispositions législatives*² (ci-après la *Loi*) permettent
4 maintenant à quiconque « *de produire et de distribuer sur son réseau*
5 *l'électricité qu'il consomme ou de distribuer l'électricité produite à partir de*
6 *biomasse forestière à un consommateur sur un emplacement adjacent au site*
7 *de production* », favorisant ainsi le développement de la production
8 d'électricité à partir de la biomasse forestière de même que l'élimination et la
9 valorisation de ces rejets.

10 Les entreprises susceptibles de s'approvisionner ainsi en électricité, en tout
11 ou en partie, ont fait valoir qu'elles devaient pouvoir compter sur Hydro-
12 Québec lors des entretiens périodiques, des bris et des pannes des unités
13 d'autoproduction³. Pour ces raisons, les clients qui disposent ou qui
14 disposeront de ce type d'autoproduction désirent avoir accès à un service de
15 dépannage ou d'énergie de secours, parfois appelé également service de
16 relève.

17 Hydro-Québec offre actuellement le tarif H à titre d'énergie de secours sur
18 une base ferme. Pour les clients qui n'ont besoin que d'une alimentation
19 d'appoint occasionnelle, ce tarif excède leurs besoins et s'avère élevé en
20 raison de la facturation de la puissance basée sur la plus élevée des
21 puissances maximales appelées des 24 dernières périodes de
22 consommation. En contrepartie d'un tarif moins élevé, ces clients sont prêts à

¹ L.R.Q., c. R-6.01

² 2000, c. 22

³ Dans ce document, les termes autoproducteur, producteur autonome, autoproduction et production autonome s'appliquent au client de détail d'Hydro-Québec qui produit lui-même à partir de biomasse forestière ou de recyclage de rejets industriels ou celui qui effectue des achats d'électricité auprès d'un tiers situé sur un site adjacent au sien et dont la production est réalisée à partir de biomasse forestière, comme le permet maintenant la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

1 assumer le risque associé à un service de dépannage de nature interruptible
2 ou non ferme.

3 Pour les clients industriels du Québec souscrivant au tarif de grande
4 puissance qui ont l'intention d'exploiter des équipements d'autoproduction ou
5 d'acquérir auprès d'un tiers de l'électricité produite à partir de biomasse
6 forestière, l'introduction d'un tarif de dépannage non ferme assure la fiabilité
7 de leur alimentation électrique. Cette source d'appoint, quoique non ferme,
8 est en effet jugée suffisante pour permettre de garantir un approvisionnement
9 qui assure la continuité de leur activité principale.

10 Puisque le tarif H actuellement offert aux producteurs autonomes à titre
11 d'énergie de secours ne prévoit pas d'option non ferme, des clients ont
12 demandé à Hydro-Québec de développer une telle option. Une option non
13 ferme comporte l'avantage d'être moins coûteuse compte tenu qu'Hydro-
14 Québec n'est pas tenue de répondre en tout temps à la demande d'un client.

15 Également, lors de la Commission de l'économie et du travail de janvier 2000,
16 Hydro-Québec a réitéré son intention de contribuer aux efforts d'amélioration
17 de la compétitivité du secteur industriel québécois, notamment en
18 s'engageant à offrir un tarif de dépannage (voir la pièce HQD-3, document 1).
19 Cette volonté se concrétise dans la présente demande visant à modifier le
20 tarif H du *Règlement n° 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité*
21 *et les conditions de leur application* (ci-après le *Règlement tarifaire*).

22 La présente demande permet donc de répondre aux besoins exprimés par la
23 clientèle en introduisant une option non ferme de dépannage. Faisant suite
24 aux consultations avec les représentants des clients, l'option non ferme qui,
25 au départ, ne visait que les unités d'autoproduction utilisant de la biomasse

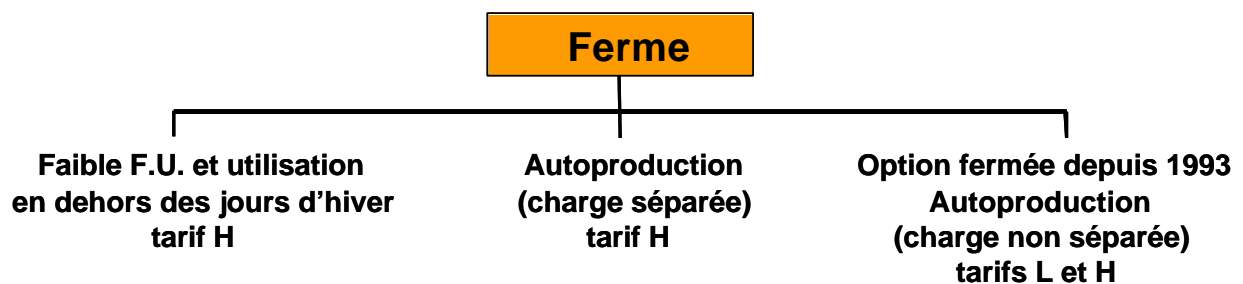
1 forestière a été élargie au recyclage de rejets industriels⁴ afin de rencontrer
2 les préoccupations de l'ensemble de la clientèle industrielle.

2. TARIF H ACTUEL

3 Introduit le 1^{er} janvier 1982, le tarif H, tout comme son prédécesseur le tarif
4 G-7, est conçu essentiellement pour des abonnements de plus de 5 000 KW
5 caractérisés par une faible utilisation de la puissance et qui consomment
6 principalement en dehors des jours de semaine en hiver.

Figure 1

Tarif H actuel



7 Par la suite, le tarif H a été adapté afin de répondre aux besoins de la
8 clientèle disposant d'une unité d'autoproduction dont la problématique
9 ressemble à celle des clients à faible facteur d'utilisation. Lorsqu'ils sont
10 privés temporairement de cette source d'énergie pour des raisons de bris, de
11 pannes ou d'entretien, ces clients ont besoin d'être alimentés par le
12 distributeur.

13 Comme les modalités du tarif L sont onéreuses pour ce type de clients en
14 raison des mécanismes de puissance souscrite et de prime de dépassement,

⁴ À titre indicatif, un projet d'autoproduction de 40 MW à partir de résidus de produits pétroliers a déjà été étudié par un client.

1 Hydro-Québec a alors offert le tarif H aux producteurs autonomes pour
2 répondre à leurs besoins de dépannage.

3 En 2001, pour plus de 245 abonnements au tarif L, il n'y a que trois clients
4 abonnés au tarif H : deux dont l'abonnement est caractérisé par un faible
5 facteur d'utilisation et un dont l'abonnement à titre d'énergie de secours était
6 assujetti à la fois aux tarifs L et H au 30 avril 1993. Avant le 1^{er} mai 1993, le
7 client pouvait combiner les tarifs L et H au même point de livraison. Hydro-
8 Québec a mis un terme à cette disposition du *Règlement tarifaire* le 1^{er} mai
9 1993. Depuis cette date, la charge de dépannage doit être séparée de la
10 charge desservie en tout temps par le distributeur. Une seule exception à
11 cette règle existe, soit le client qui en bénéficiait déjà avant le 1^{er} mai 1993.

12 ***La structure du tarif H***

13 Le tarif H est composé d'une prime de puissance et de deux prix d'énergie
14 établis en fonction des périodes de pointe et hors-pointe. Le mécanisme de
15 facturation de la puissance au tarif H comporte un mécanisme automatique
16 de fixation de la puissance (« *ratchet* ») sur une période de 24 mois afin de
17 s'assurer que les clients assument les frais des équipements immobilisés
18 pour répondre à la demande. En contrepartie de cet engagement de la part
19 du client, le distributeur garantit la puissance sur une base ferme pour toute la
20 durée de l'entente.

21 Tel qu'indiqué précédemment, le tarif H est conçu pour les clients qui utilisent
22 principalement leur abonnement en dehors des jours ouvrables en hiver. Le
23 tarif H du *Règlement tarifaire* est composé d'une prime de puissance
24 mensuelle de 4,35 \$/kW qui a pour but de récupérer le coût des équipements
25 de transport et de distribution immobilisés pour répondre à la demande, d'un
26 prix de l'énergie consommée en dehors des jours de semaine en hiver⁵ de

⁵ Le jour de semaine en hiver est la période comprise entre 6 h et 22 h inclusivement, les jours ouvrables de la période d'hiver.

1 3,87 ¢/kWh et d'un prix de l'énergie consommée pendant les jours de
2 semaine en hiver de 14,70 ¢/kWh.

3. MODIFICATIONS PROPOSÉES

3 La production d'électricité à partir de biomasse forestière permet à certains
4 industriels québécois de valoriser cette ressource tout en apportant une
5 solution aux problèmes d'élimination et d'accumulation de ces rejets. Il
6 n'apparaît pas avantageux pour les clients de se doter d'une telle technologie
7 lorsque le dépannage est offert sur une base ferme car ce service excède
8 leurs besoins et s'avère trop coûteux. Pour être rentable, cette solution
9 nécessite un service de dépannage de type non ferme.

10 Hydro-Québec répond aux attentes de sa clientèle en proposant une option
11 non ferme de dépannage afin de favoriser l'autoproduction à partir de la
12 biomasse forestière. Hydro-Québec propose également que l'option de
13 dépannage non ferme soit applicable aux équipements fonctionnant à partir
14 de recyclage de rejets industriels, tel que les résidus de produits pétroliers.
15 Cette disposition permettra à d'autres industries d'exploiter des opportunités
16 de valorisation à partir d'autres types de rejets industriels.

17 Hydro-Québec propose toutefois de conserver son option ferme pour
18 répondre aux besoins des autoproducteurs adhérant à un tel service de
19 dépannage. La structure tarifaire de cette option sera identique à celle que
20 l'on retrouve au tarif H du *Règlement tarifaire*.

21 Par ailleurs, Hydro-Québec entend augmenter la flexibilité de ce tarif en
22 permettant d'utiliser le double mesurage. Ceci rendra possible la combinaison
23 de deux tarifs au même point de livraison et évitera ainsi à la clientèle de
24 devoir séparer leur charge de dépannage de leur charge de base. Cette
25 disposition est particulièrement utile car les capacités d'autoproduction ne
26 répondent généralement qu'à une partie des besoins de la charge de l'usine.

3.1 Nouvelle appellation pour la portion dépannage du tarif H

1 Il est proposé d'introduire une nouvelle appellation, soit le tarif LD, pour la
2 portion du service de dépannage présentement incluse dans le tarif H. En
3 effet, pour des raisons de clarté, il est plus facile de faire la promotion et
4 d'expliquer deux tarifs distincts dont les applications sont très différentes au
5 lieu d'un seul tarif qui vise plus d'une application. Par exemple, à la moyenne
6 puissance, le tarif G-9 s'applique aux clients dont l'abonnement est
7 caractérisé par un faible facteur d'utilisation alors que le tarif GD s'applique
8 aux producteurs autonomes.

9 Afin de conserver cette même structure, Hydro-Québec propose d'appeler la
10 partie du tarif H pour producteur autonome, « tarif LD », et de conserver
11 l'application « tarif H » pour les clients à faible facteur d'utilisation.
12 Dorénavant, ces deux tarifs pourront évoluer selon leur dynamique propre. En
13 conséquence, le libellé du tarif H actuel est modifié afin d'éliminer toutes les
14 dispositions relatives à l'énergie de secours, tel qu'on peut le voir dans la
15 proposition de règlement à la pièce HQD-2, document 2.

3.2 Introduction d'une option non ferme

16 Lorsque les distributeurs d'électricité offrent des tarifs de dépannage sur une
17 base non ferme, les frais de réservation sont généralement éliminés de la
18 structure tarifaire, tel que le confirme l'étude des structures tarifaires adoptées
19 par d'autres distributeurs en Amérique du Nord (voir l'annexe 1 du présent
20 document). Ainsi le client est facturé selon la consommation qu'il effectue
21 réellement chaque mois. Par contre, si la capacité demandée par le client
22 n'est pas disponible, la compagnie peut lui refuser le droit de consommer.

23 Dans cette optique, pour l'option non ferme du tarif LD, Hydro-Québec
24 propose de transformer la prime de puissance mensuelle de 4,35 \$/kW du
25 tarif H en montant maximal, d'en dégager des frais journaliers d'utilisation et

1 d'éliminer le mécanisme automatique de fixation de la puissance (« *ratchet* »).
 2 De plus, les frais d'énergie de 14,70 ¢/kWh applicable pendant les jours de
 3 semaine en hiver sont également éliminés puisque Hydro-Québec peut
 4 interrompre à sa discrétion la livraison d'électricité. Ainsi, seul le prix
 5 d'énergie de 3,87 ¢/kWh demeure et s'applique lorsque le client est autorisé à
 6 consommer.

7 Le tableau 1 suivant présente la structure du tarif LD pour l'option ferme et
 8 non ferme.

Tableau 1
Structure du tarif LD

	Tarif LD Option ferme (ou Tarif H)	Tarif LD Option non ferme
Montant maximal mensuel de frais de puissance	4,35 \$/kW/mois (24 mois – fixation automatique de la puissance à facturer)	4,35 \$/kW/mois
Interruptions planifiées⁶ (4,35 \$/kW * 10 %)		0,44 \$/kW/jour
Interruptions non planifiées⁷ (4,35 \$/kW * 20 %)		0,87 \$/kW/jour
Prix de l'énergie	3,87 ¢/kWh, en dehors des jours de semaine en hiver 14,70 ¢/kWh, entre 6 h et 22 h les jours de semaine en hiver	3,87 ¢/kWh

⁶ Tel que stipulé à l'article 149.2 de la pièce HQD-2, document 3, une interruption planifiée se définit comme une période prévue par le client et approuvée par le distributeur au cours de laquelle les équipements ou une partie des équipements de production électrique du client sont temporairement hors service.

⁷ Tel que stipulé à l'article 149.2 de la pièce HQD-2, document 3, une interruption non planifiée se définit comme une période non prévue par le client au cours de laquelle les équipements ou une partie des équipements de production électrique du client sont temporairement hors service.

Les prix de l'option non ferme sont dérivés de la manière suivante :

- 1 □ Un prix journalier pour la puissance maximale appelée lors d'interruptions
2 planifiées. Ce prix est calculé à partir des frais de puissance de 4,35 \$/kW
3 du tarif H qui est divisé par 10. Le client se retrouve ainsi à payer la prime
4 mensuelle après 10 jours d'interruptions au cours du même mois.

- 5 □ Un prix journalier pour la puissance maximale appelée lors d'interruptions
6 non planifiées. Ce prix est dérivé de la même manière mais en faisant en
7 sorte que le client paie la prime mensuelle maximale après 5 jours
8 d'interruptions au cours du même mois.

- 9 □ Ces frais de puissance journaliers sont calculés jusqu'à concurrence d'un
10 maximum de 4,35 \$/kW/mois sur la puissance maximale appelée
11 journalière la plus élevée durant le mois.

- 12 □ Le prix d'énergie hors-pointe de 3,87 ¢/kWh du tarif H est conservé mais
13 le prix en pointe est éliminé tel que décrit précédemment.

- 14 □ Les prix seraient ajustés aux modifications du tarif L que la Régie de
15 l'énergie pourrait ultérieurement approuver.

16 Voici les principales dispositions applicables à l'option non ferme :

- 17 □ Hydro-Québec n'assumera aucun frais additionnel de raccordement,
18 d'installation ou de renforcement du réseau de transport et/ou de
19 distribution pour desservir les clients adhérant à l'option non ferme de
20 dépannage. Ces frais devront être assumés par le client. De plus, Hydro-
21 Québec n'allouera aucun équipement de transport ou de distribution
22 existant pour garantir la disponibilité de l'énergie pour les charges de
23 dépannage non ferme.

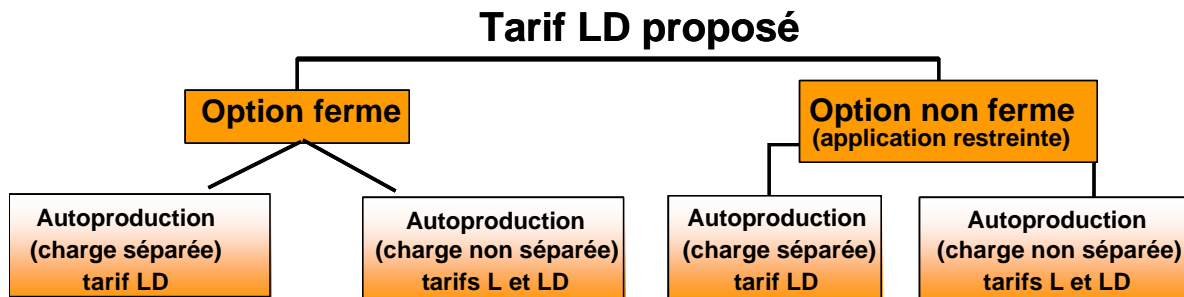
- 1 □ Pour se prévaloir d'une prime de puissance de 0,44 \$/kW par jour, le client
2 doit aviser le distributeur de son intention d'interrompre sa production
3 autonome 7 jours à l'avance durant les mois d'hiver et 2 jours ouvrables à
4 l'avance durant les mois d'été et obtenir l'autorisation de consommer.
- 5 □ Hydro-Québec peut interrompre dans un délai de 15 minutes l'alimentation
6 de secours du client en fonction des besoins de gestion ou de la
7 disponibilité de son réseau tant pour une interruption planifiée que non
8 planifiée durant les mois d'hiver et pour une interruption non planifiée
9 durant les mois d'été.
- 10 □ Si le client consomme pendant des périodes où la consommation lui a été
11 refusée, un prix de 50 ¢ le kilowattheure pour toute l'électricité
12 consommée pendant ces heures est appliqué.

3.3 Introduction du double mesurage

3.3.1 Fractionnement des charges

13 Le tarif H ne peut s'appliquer qu'aux clients dont la charge alimentée par
14 l'autoproduction répond entièrement à la charge du client. Toutefois, comme
15 la majorité des unités d'autoproduction ne répondent qu'à une partie des
16 besoins des clients, ceux-ci doivent alors séparer leurs charges pour
17 respecter cette disposition du *Règlement tarifaire*, ce qui occasionne des
18 déboursés importants.

Figure 2



1 Or, l'obligation d'effectuer une telle séparation demeure peu répandue pour
2 les clients autoproducteurs chez les autres distributeurs en Amérique du
3 Nord. Dans ces cas, il est plutôt proposé de fractionner les charges
4 alimentées par l'autoproduction et le distributeur par l'entremise d'un double
5 mesurage. Le balisage des tarifs de dépannage offerts par certains
6 distributeurs nord-américains présenté à l'annexe 1 du présent document
7 permet de constater que le distributeur exige généralement que soit installé
8 un appareil de mesurage pour enregistrer la charge qu'il dessert en continu et
9 un autre appareil pour enregistrer la production autonome. Ainsi, une
10 diminution de la production autonome combinée à un accroissement de
11 l'appel de puissance auprès du distributeur peut indiquer qu'il y a interruption
12 et qu'un service de dépannage est rendu. Il en résulte que la facturation au
13 tarif de dépannage est étroitement liée à la facturation au tarif régulier.

3.3.2 Implication sur les puissances à facturer

14 Dans la mesure où le client ne peut pas séparer sa charge de dépannage de
15 ses autres charges, peu importe s'il adhère à l'option ferme ou non ferme,
16 deux compteurs sont installés : le premier pour enregistrer la charge
17 alimentée par le distributeur (ci après, compteur d'Hydro-Québec) et le
18 deuxième pour enregistrer la production autonome, ce dernier installé aux
19 frais du client (ci-après, compteur de la production autonome).

1 L'incidence d'un tel mesurage est important sur l'établissement des
2 puissances à facturer au tarif LD et s'il y a lieu, au tarif général applicable.
3 Tant pour l'option ferme que non ferme, une production autonome normale
4 reflète l'utilisation normale de l'autoproduction durant la période de
5 consommation visée. Elle fait l'objet d'une entente écrite avec le client.

6 La puissance à facturer au tarif général applicable correspond à la puissance
7 appelée au tarif régulier mais demeure contrainte par la puissance à facturer
8 minimale. La puissance appelée au tarif général ne provient pas directement
9 de la lecture de l'un des deux appareils de mesurage mais est liée tant à celle
10 du compteur d'Hydro-Québec que celle du compteur de la production
11 autonome. Afin de déterminer la puissance appelée, il faut utiliser la formule
12 suivante :

13 $PA_{\text{reg}} = PA_{\text{dis}} - \text{Puissance de relève ;}$

14 où la puissance de relève est le moins élevé des deux éléments suivants,
15 sans toutefois être négative :

16 i) $PAN - PG$

17 ii) $PA_{\text{dis}} - PN$

18 où :

19 PA_{reg} = la puissance appelée au tarif général applicable ;

20 PA_{dis} = la puissance appelée auprès du distributeur ;

21 PAN = la production autonome normale ;

22 PG = la puissance générée par la production autonome ;

23 PN = la puissance normale.

24 Ainsi, la puissance à facturer au tarif général applicable correspond
25 généralement à la consommation totale de l'usine, soit la somme de la

1 puissance appelée auprès du distributeur (PA_{dis}) et de la puissance maximale
2 générée par la production autonome (PG), moins la production autonome
3 normale (PAN), c'est-à-dire la contrainte $PAN - PG$.

4 Le concept de puissance normale est intégrée à la formule tarifaire pour
5 capter le cas où l'autoproduction du client est interrompue mais non
6 compensée par l'accroissement de l'appel de puissance auprès du
7 distributeur, c'est-à-dire la contrainte $PA_{dis} - PN$.

8 Quant à la puissance à facturer au tarif LD, elle correspond à la différence
9 entre la puissance maximale appelée auprès du distributeur et la puissance à
10 facturer au tarif général applicable. Il existe cependant une légère différence
11 entre les deux options proposées.

12 Dans le cas de l'option non ferme, la puissance à facturer au tarif LD
13 correspond à la puissance maximale appelée auprès du distributeur durant la
14 journée au cours de laquelle il y a interruption de l'autoproduction. La facture
15 au tarif LD non ferme ne peut toutefois excéder le produit du montant
16 maximal mensuel et de la plus élevée des puissances à facturer par jour.

17 À l'option ferme, il n'existe qu'une seule puissance à facturer au tarif LD et
18 elle est établie en fonction de la puissance maximale appelée auprès du
19 distributeur durant la période de consommation visée, tout en étant contrainte
20 par la puissance maximale appelée des 24 derniers mois. Ce mécanisme
21 automatique de fixation de la puissance à facturer minimale est nécessaire
22 afin de s'assurer que le client défraie les coûts des équipements de transport
23 et de distribution immobilisés pour répondre à sa demande.

24 L'annexe 2 du présent document contient divers exemples d'application de la
25 formule tarifaire servant à établir les puissances à facturer.

4. CONSÉQUENCES FINANCIÈRES ET ÉCONOMIQUES

4.1 Tarif LD ferme

1 Tel que mentionné, le tarif LD ferme découle directement du tarif H du
2 *Règlement tarifaire*. Il n'y aurait actuellement qu'un seul client au tarif LD
3 ferme. Peu de clients sont susceptibles d'adhérer au tarif LD ferme bien que
4 la modification relative au mesurage distinct permettra sans doute d'en
5 augmenter l'attrait. Cette situation s'explique par le caractère très
6 concurrentiel du tarif L. Lorsqu'un client veut devenir autoproducteur et
7 assumer le coût de la relève fournie par Hydro-Québec par l'entremise du tarif
8 LD ferme, il doit en effet pouvoir disposer d'un coût de production
9 suffisamment bas pour pouvoir dégager une marge par rapport au tarif L
10 suffisante pour absorber la prime fixe du tarif LD ferme et idéalement, pour
11 générer une économie nette pour le client. Or, le prix moyen au tarif L est
12 d'environ 3,7 ¢/kWh pour ce type de client, ce qui implique que l'écart entre le
13 coût estimé de l'autoproduction et le coût d'achat au tarif régulier est
14 tellement faible qu'il ne peut que rarement rencontrer cette possibilité.

4.2 Tarif LD non ferme

4.2.1 Potentiel d'adhésion au tarif LD non ferme

15 Selon la dernière étude « *Bilan sur les écorces au Québec pour l'année*
16 *1999* » du *Ministère des Ressources naturelles du Québec* présentée à la
17 pièce HQD-3, document 2⁸, les nouveaux projets de production électrique à
18 partir de biomasse forestière représentent une quantité annuelle additionnelle
19 de 846 000 tonnes métriques anhydres. De ce nombre, plus de 660 000
20 tonnes métriques anhydres d'écorces ne font pas l'objet d'une entente de
21 production privée dans le cadre de l'appel de proposition restreinte de 1991.

⁸ Tremblay, J.M., et S. Bellegarde. Novembre 2000. « Bilan sur les écorces au Québec pour l'année 1999 ». Direction du développement de l'industrie des produits forestiers, Ministère des Ressources naturelles.

1 Un volume de 660 000 tonnes métriques anhydres d'écorces représente une
2 capacité additionnelle de production à partir de biomasse forestière de l'ordre
3 de 110 MW sur une base annuelle à laquelle s'ajouterait le potentiel
4 d'autoproduction à partir de recyclage de rejets industriels tel que les rejets
5 des produits pétroliers. La capacité d'autoproduction potentielle au tarif LD
6 non ferme a été estimée à 150 MW.

7 La production d'électricité à partir de biomasse forestière est généralement
8 justifiée par une utilisation plus efficace des équipements de génération de
9 vapeur et par la disponibilité du combustible. Pour ces raisons, la présence
10 de production à partir de biomasse forestière se concentre chez les
11 industriels à forte consommation de vapeur qui s'approvisionnent en
12 biomasse, notamment le secteur des pâtes et papiers et celui des panneaux
13 dérivés du bois, ou chez les clients directement aux prises avec des
14 problèmes d'accumulation et d'enfouissement des écorces provenant de leurs
15 opérations. Cette situation est plus particulière au secteur des scieries où les
16 projets de production sont généralement de plus petite envergure.

17 Depuis le 1^{er} mai 1997, le marché de gros est ouvert au Québec. Tout
18 producteur ou grossiste peut utiliser le réseau de transport afin de transiter de
19 l'électricité. Par ailleurs, le distributeur devra procéder à un appel d'offres
20 public pour les approvisionnements au-delà de l'électricité patrimoniale. Il
21 pourra ainsi être appelé à acheter de l'énergie sur le marché d'une autre
22 source qu'Hydro-Québec Production. Dans ce contexte, tout producteur
23 d'électricité, qu'il soit client de détail d'Hydro-Québec ou non, dispose d'une
24 alternative à l'autoproduction. Celle-ci consiste à vendre son électricité sur le
25 marché de gros et à consommer au tarif général applicable.

26 Le nombre de clients pouvant adhérer au tarif LD est donc influencé par
27 l'existence de ce marché, en l'occurrence par les prix et conditions qui y
28 seront négociés. Dans l'éventualité où les prix de marché sont supérieurs au

1 tarif général applicable, il s'avèrera plus intéressant pour les clients
2 producteurs d'électricité à partir de biomasse ou de rejets industriels de
3 vendre la totalité de leur production sur le marché et de conserver leur tarif L.

4 Présentement, les prix de marché semblent justement refléter cette condition.
5 Étant donné cette situation, nous estimons que le potentiel d'adhésion au tarif
6 LD non ferme est de 75 MW annuellement, ce qui correspond à 600 GWh/an,
7 et qu'il ne serait atteint qu'en 2005.⁹

4.2.2 La rentabilité associée à l'option non ferme

8 L'autoproduction a pour effet immédiat de diminuer les ventes au tarif général
9 applicable. Bien qu'une faible proportion de ces ventes perdues puissent être
10 compensées par des ventes au tarif LD, le distributeur devra assumer un
11 manque à gagner. Toutefois, cette diminution des ventes du distributeur
12 s'accompagne également de la réduction de certains coûts, principalement
13 ceux reliés aux approvisionnements, et par le fait même, lui permet de réduire
14 la facture totale que ses clients auront à assumer. L'évaluation économique
15 vise donc à comparer le manque à gagner lié à la diminution des ventes
16 associées à l'introduction de l'option de dépannage non ferme par rapport à la
17 diminution du coût de service du distributeur, dont notamment le coût
18 d'approvisionnement en fourniture.

19

⁹ Le scénario de base prévoit les adhésions suivantes au tarif LD non ferme : 30 MW en 2002 et 2003, 55 MW en 2004 et 75 MW en 2005.

1 ***Le coût de service du distributeur***

2 ***i) Le coût en distribution***

3 Le remplacement d'une charge régulière par une charge de dépannage se
4 traduit par une sous-utilisation des lignes de transport et de distribution
5 alimentant l'autoproduiteur. Selon la proposition d'Hydro-Québec,
6 l'autoproduiteur au tarif LD non ferme ne paie pour l'utilisation de cet actif
7 que dans la mesure où il utilise cet équipement. Puisque cette utilisation est
8 sporadique, il résulte donc un manque à gagner pour le distributeur qui doit
9 continuer à assumer l'ensemble des coûts associés à cet actif.

10 Cependant, si cet actif était requis pour alimenter d'autres clients,
11 l'autoproduiteur au tarif LD non ferme se verrait obligé de payer afin de
12 pouvoir continuer de profiter des actifs en distribution. En effet, selon l'article
13 149.9 des termes et conditions proposés pour le tarif LD (voir la pièce HQD-2
14 document 3), le distributeur ne construira, dans le cadre de l'option non
15 ferme, aucun nouvel équipement, ni n'allouera d'équipement de distribution
16 ou de transport existant pour les charges de dépannage afin de garantir la
17 disponibilité de l'énergie.

18 Pour les fins d'analyse économique, on suppose que l'ensemble de ces actifs
19 ne seront pas réutilisés pour alimenter d'autres clients.

20 ***ii) Le coût en transport***

21 Comme le transporteur (c'est-à-dire Hydro-Québec dans ses activités de
22 transport d'énergie) doit recouvrer la totalité de son coût de service du
23 distributeur et des clients de transport des services de point à point et de
24 réseau intégré, l'autoproduction n'aura aucune conséquence immédiate pour
25 lui. À plus long terme, il pourrait éviter de construire certains équipements.

1 En effet, l'allocation des revenus requis du transporteur se fait sur la base du
2 partage entre les réservations de point-à-point et les prévisions des besoins
3 du réseau intégré et de la charge locale. Ceci signifie donc que les revenus
4 requis du transporteur sont récupérés, même si la pointe du distributeur est
5 modifiée par la présence d'autoproducteurs.

6 Néanmoins, la diminution des ventes au tarif L consécutive à l'autoproduction
7 aurait des conséquences positives sur le coût du transport assumé par le
8 distributeur pour la desserte de la charge locale. Toutes choses étant égales
9 par ailleurs, une baisse des ventes au tarif L a une répercussion sur la facture
10 de transport assumée par la charge locale. Il en résulterait donc une part plus
11 grande pour la réservation de la charge du producteur. En prenant pour
12 hypothèse les chiffres prévus pour 2001, relativement au transport
13 d'électricité¹⁰, et en supposant 75 MW d'autoproduction, on constate que la
14 part à assumer par le distributeur passerait de 89,19% à 89,17% . Sur un coût
15 de transport de 2 674 M\$, l'économie représente environ 610 000 \$.

16 **Prévision 2001 :**

- 17 ○ Pointe de la charge locale : 31 726 MW
- 18 ○ Réservations de transport de long terme : 3 844 MW
- 19 ○ Part de la charge locale : $31\ 726 / (31\ 726 + 3\ 844) = 89,19\ \%$

20 **Prévision 2001 avec 75 MW d'autoproduction :**

- 21 ○ Pointe de la charge locale : $31\ 726\ \text{MW} - 75\ \text{MW} = 31\ 651\ \text{MW}$
- 22 ○ Réservations de transport de long terme : 3 844 MW
- 23 ○ Part de la charge locale : $31\ 651 / (31\ 651 + 3\ 844) = 89,17\ \%$

¹⁰ R-3401-98, HQT-10, document 1, page 21.

1 **iii) Le coût d'approvisionnement**

2 Deux facteurs influencent principalement le coût de l'approvisionnement du
3 distributeur : la période où la demande énergétique du Québec sera
4 alimentée à même le volume patrimonial de 165 TWh et le prix d'acquisition
5 de l'énergie au-delà du volume patrimonial. En effet, l'autoproduction permet
6 au distributeur d'éviter à court terme des achats d'énergie auprès du
7 producteur au prix de l'électricité patrimoniale (2,79 ¢/kWh) et à long terme,
8 d'éviter des achats au prix du marché lors de l'atteinte du volume patrimonial.
9 Dans ce dernier cas et pour fins d'analyse, il est estimé que ces coûts évités
10 seront de l'ordre de 5,5 ¢/kWh. Cette hypothèse est la même que celle
11 utilisée par Hydro-Québec lors de la Demande d'approbation pour la
12 reconduction du programme commercial - Services à l'implantation des
13 électrotechnologies.¹¹

14 Dans ce contexte, toute perte de revenus avant l'atteinte de la limite du
15 volume patrimonial entraîne pour le distributeur un manque à gagner de
16 l'ordre de 0,91 ¢/kWh (3,7 ¢/kWh au tarif L moyen estimé pour ce type de
17 client moins l'électricité patrimoniale de 2,79 ¢/kWh). À l'opposé, au-delà du
18 volume patrimonial, le distributeur sera en mesure d'éviter des achats à
19 5,5 ¢/kWh compensés par une diminution des ventes au prix moyen de
20 3,7 ¢/kWh, ce qui se traduit par un gain de 1,8 ¢/kWh sur chaque
21 kilowattheure non vendu. Selon cette prémisse, l'option de dépannage non
22 ferme serait bénéfique pour le distributeur au moment de l'atteinte du volume
23 patrimonial et donc à l'avantage de l'ensemble de ses clients. Le scénario de
24 base retenu pour fins d'analyse considère comme hypothèse l'atteinte du
25 volume patrimonial en 2006.

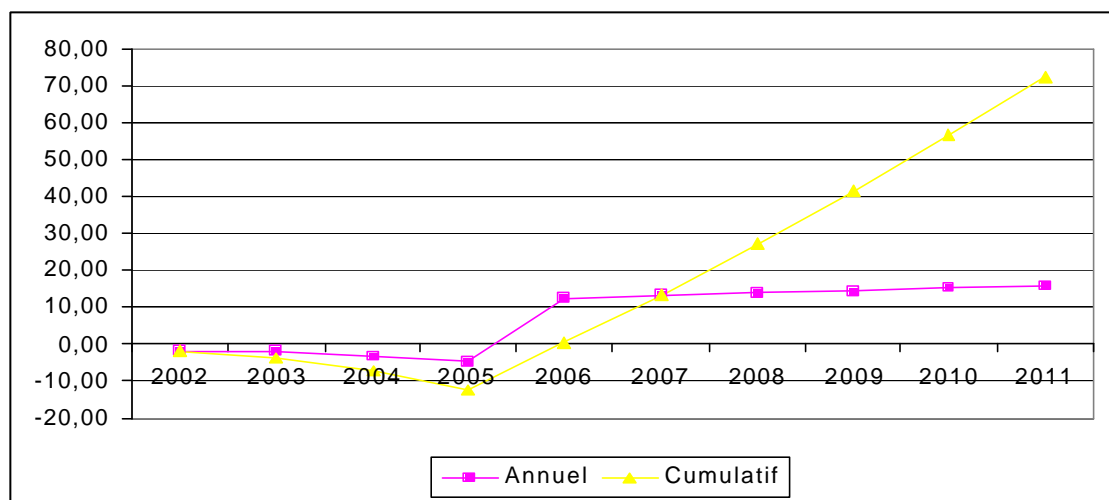
¹¹ Demande d'approbation pour la reconduction du programme commercial – Services à l'implantation des électrotechnologies (SIE), R-3453-2000, Septembre 2000.

4.2.3 Les résultats

1 En résumé, la rentabilité économique de l'option non ferme est déterminée
2 principalement par le coût de l'approvisionnement du distributeur. La figure 3
3 ci-après illustre les impacts financiers du distributeur. Durant les premières
4 années, le tarif LD génère un manque à gagner qui s'accroît avec
5 l'augmentation du nombre de clients adhérant au tarif LD non ferme. Par la
6 suite, en 2006, après l'atteinte du volume patrimonial, l'impact tarifaire est
7 positif et croît avec l'augmentation du coût d'approvisionnement. Le manque à
8 gagner enregistré durant les premières années ne peut avoir d'impact sur les
9 tarifs durant la période de gel tarifaire. Il est alors absorbé par l'actionnaire.

10 Le graphique présente également l'impact financier cumulé. On note ainsi
11 que le point mort, c'est-à-dire le moment à partir duquel l'impact financier
12 cumulé devient positif, se situe en 2006, soit à la fin de la cinquième année.

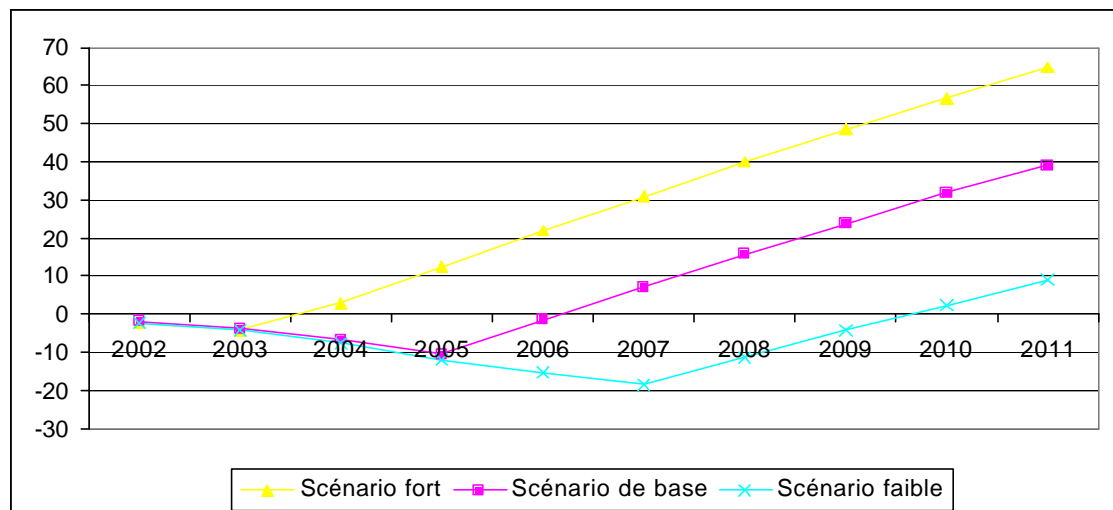
Figure 3
Impacts financiers
En M\$ courants 2002
Scénario de base



1 La figure 4 présente une autre mesure de la rentabilité en considérant les
2 valeurs actualisées en 2002. Ainsi en établissant un cumul sur dix ans de ces
3 valeurs, on en conclut que le gain s'élèverait à près de 39 M\$ actualisés 2002
4 dans le cas du scénario de base. Outre, le scénario de base, on retrouve
5 également les résultats de deux autres scénarios. Le premier scénario,
6 qualifié de forte croissance, suppose l'atteinte du volume patrimonial en 2004
7 tandis que l'autre, le scénario de faible croissance, suppose l'atteinte du
8 volume patrimonial en 2008. Le prix d'acquisition demeure à 5,5 ¢/kWh dans
9 les deux scénarios.

Figure 4

Rentabilité de l'autoproduction au tarif LD non ferme
En M\$ actualisés 2002
Scénarios de base, faible et fort



10 L'annexe 3 du présent document présente les hypothèses et résultats
11 détaillés des trois scénarios. Un résumé de cette analyse se retrouve au
12 tableau 2 où les résultats pour les trois scénarios sont inscrits pour les
13 années 2006 et 2011.

Tableau 2
Rentabilité de l'autoproduction au tarif LD non ferme
Scénarios de base, fort et fort
Horizon 2006 et 2011 en M\$ actualisés 2002

Scénario	2006	2011
Base	-1,4	39,3
Fort	22,9	64,6
Faible	-15,4	9,1

1 On remarque que l'année de l'atteinte du volume patrimonial affecte
2 fortement la rentabilité économique du bloc de 75 MW d'autoproduction au
3 tarif LD non ferme. Ainsi, dans le scénario de forte croissance de la demande
4 avec atteinte du volume patrimonial en 2004, le tarif LD non ferme dégage un
5 gain pour le distributeur de près de 64,6 M\$ actualisés 2002 à l'horizon 2011.
6 À l'opposé, dans un scénario de faible croissance de la demande où le
7 volume patrimonial ne serait atteint qu'en 2008, le tarif LD non ferme affiche
8 un gain de l'ordre de 9,1 M\$ actualisés 2002 sur ce même horizon.

9 Malgré les variations importantes des résultats selon les hypothèses
10 retenues, on constate que les résultats restent positifs dans tous les
11 scénarios et que le tarif comporte une très forte probabilité d'atteindre la
12 rentabilité à long terme.

4.2.4 Analyse de sensibilité

13 Le tableau 3 présente deux analyses de sensibilité par rapport au scénario de
14 base impliquant deux autres paramètres analysés de manière isolée, soit une
15 variation de prix de la fourniture et une variation de la capacité
16 d'autoproduction soumise au tarif LD non ferme de plus ou moins 20 MW. Les

- 1 résultats sont exprimés sur un horizon de 10 ans et présentés en millions de
2 dollars actualisés 2002.

Tableau 3
Analyses de sensibilité sur deux paramètres
Scénario de base en M\$ actualisés 2002
Horizon 2011

Paramètres	Variation à la baisse	Base	Variation à la hausse
Prix de la fourniture	4,95 ¢/kWh	5,5 ¢/kWh	6,05 ¢/kWh
	26,5 M\$	39,3 M\$	52,0 M\$
Adhésion au tarif LD	55 MW	75 MW	95 MW
	27,0 M \$	39,3 M \$	51,5 M \$

4.2.5 Clause de fidélisation

- 3 Une autre considération économique associée à l'autoproduction au tarif LD
4 non ferme consiste dans le fait que les clients pourraient cesser d'utiliser
5 l'autoproduction pour consommer de nouveau au tarif général applicable du
6 distributeur au moment de l'atteinte du volume patrimonial afin de participer
7 au processus d'appels d'offres du distributeur. Dans cette éventualité, le
8 distributeur ne pourrait pas compenser la perte enregistrée durant les
9 premières années de l'introduction du tarif.
- 10 Le tableau 4 illustre l'impact sur le résultat de l'analyse économique d'une
11 situation où les clients ne resteraient que 4 ans sur le tarif LD et, à la fin ce
12 délai, vendraient leur production sur le marché. On remarque ainsi que la

- 1 rentabilité estimée dans le scénario de base à l'horizon 2011 passe de 39,3 à
2 2,5 M \$ actualisés 2002.

Tableau 4**Analyse de sensibilité où les clients ne restent que 4 années au tarif LD****Scénario de base, fort et faible****Horizon 2006 et 2011 en M\$ actualisés 2002**

Scénario	2006	2011
Base	-5,0	2,5
Fort	18,2	26,1
Faible	-14,0	-14,0

- 3 Afin de garantir l'atteinte du seuil de rentabilité, Hydro-Québec propose que le
4 tarif LD soit accompagné d'une clause de fidélisation de 3 ans. Une telle
5 disposition restreindrait le droit du client de revenir au tarif général applicable
6 pour une période maximale de 3 ans et ce, à partir du moment où il aura
7 complété une première année d'adhésion. Ce type de clause se retrouve très
8 fréquemment dans les tarifs de dépannage offerts ailleurs en Amérique du
9 Nord (voir l'annexe 1 du présent document).

- 10 Cette clause de fidélisation fait en sorte que l'autoproducteur qui désire
11 vendre sa production sur le marché, devra respecter un nombre minimal
12 d'années dans son contrat avant de résilier son abonnement au tarif LD et de
13 revenir au tarif régulier. Ce délai est également essentiel au distributeur dans
14 le cadre de son processus de planification des approvisionnements.

5. CONCLUSION

- 1 En résumé, la présente demande d'Hydro-Québec comporte quatre volets :
- 2 ○ modifier le tarif H actuel pour ne conserver que la partie applicable à
 - 3 l'abonnement de faible facteur d'utilisation;
 - 4 ○ modifier l'appellation du tarif H réservée à l'énergie de secours en lui
 - 5 préférant celle du tarif LD;
 - 6 ○ ajuster les conditions d'application de l'option de dépannage ferme
 - 7 actuelle afin de la rendre non ferme pour les autoproducteurs utilisant
 - 8 de la biomasse forestière ou du recyclage de rejets industriels;
 - 9 ○ offrir à la clientèle la possibilité d'utiliser un mesurage distinct pour la
 - 10 charge d'autoproduction et de permettre d'appliquer pour un même
 - 11 abonnement deux tarifs complémentaires.

12 Cette demande se traduit par un gain pour l'ensemble des consommateurs en
13 permettant de repousser l'atteinte du volume patrimonial et en économisant
14 ainsi sur le coût d'approvisionnement. De plus, grâce à ces modifications qui
15 sont compatibles avec le cadre réglementaire actuel, Hydro-Québec croit
16 mieux répondre aux besoins de la clientèle et espère contribuer à la
17 valorisation de la biomasse forestière au Québec.

ANNEXE 1 - BALISAGE EN DATE DE MARS 2001

1 **BALISAGE – TARIF DE DÉPANNAGE**

2 Notre échantillon inclut des compagnies américaines et canadiennes offrant
3 un tarif de dépannage. Au Canada, outre Hydro-Québec, seule Alberta Power
4 offre un tarif de dépannage. En Ontario, Ontario Power Generation offrait
5 également ce type de service, mais depuis la déréglementation, ce tarif a été
6 aboli. Plusieurs régions des États-Unis sont représentées dans notre
7 échantillon, ce qui nous permet d'avoir une vue d'ensemble de la situation
8 américaine.

9 On peut résumer ce balisage selon trois axes particuliers :

- 10 1. la durée de l'engagement contractuel du client;
11 2. la structure du tarif, et ;
12 3. le mesurage et la définition de la puissance à facturer.

13 **1. Les clauses contractuelles**

- 14 • Il existe un large éventail de modalités tarifaires concernant la durée de
15 l'engagement exigée au contrat. Ces modalités s'échelonnent sur des
16 périodes d'un à cinq ans et présentent diverses clauses de renouvellement
17 variant d'une entreprise à l'autre. Parfois, ces clauses ne sont pas
18 appliquées, suite à une entente entre les parties concernées.
- 19 • Ces clauses reflètent également les conditions particulières de marché des
20 distributeurs d'électricité. Lorsque des contraintes ou pénalités sévères
21 sont incluses au tarif, on peut présumer que certains distributeurs
22 assument des pertes et que l'on ne veut ou ne peut pas, pour des raisons
23 de réglementation, faire assumer ces pertes par les autres clients du
24 distributeur. Dans une situation où ces pénalités sont inexistantes ou peu
25 élevées, on peut alors présumer que le fait qu'un client se retire de cette
26 option ne vient pas affecter indûment le distributeur.

1 2. La structure des tarifs de dépannage

- 2 • Les tarifs de dépannage peuvent comporter, selon le distributeur, jusqu'à 4
3 composantes :

4 ⇒ une redevance pour couvrir les coûts de mesurage ;

5 ⇒ un prix pour la puissance contractuelle (*contract standby demand ou*
6 *reservation charge*). Ce coût permet de couvrir les coûts des
7 équipements immobilisés pour alimenter le client. La puissance
8 contractuelle est souvent assujettie à un mécanisme de fixation
9 automatique de la puissance (*ratchet*) ;

10 ⇒ un prix pour la puissance appelée (*demand charge*). Ce prix est fixé
11 pour une période d'un jour ou d'un mois et permet de récupérer les
12 coûts de production lorsqu'ils ne sont pas récupérés totalement
13 dans le prix de l'énergie ;

14 ⇒ et un prix pour l'énergie consommée. Ce prix est souvent identique
15 à celui du tarif de base parce qu'on considère que le coût de
16 production de l'électricité est le même pour desservir un client
17 régulier ou un client de dépannage. Lorsque le prix de l'énergie
18 diffère du tarif, c'est que la totalité ou une partie des frais de
19 puissance ont été transférés dans les frais d'énergie. Ce prix peut
20 également être différencié dans le temps, entre les périodes de
21 pointe et les périodes creuses, ou même être établi sur la base du
22 prix d'un pool.

23 3. Les modalités de mesurage et de facturation de la puissance

- 24 • Le mesurage de même que la facturation de la puissance sont des
25 modalités qui varient de tarif en tarif. Le service de dépannage est offert
26 dans la majorité des cas par l'entremise d'un abonnement distinct de la

1 charge de base mais il n'implique généralement pas une séparation de la
2 charge alimentée par l'autoproduction et de celle alimentée par le
3 distributeur.

- 4 • Dans l'éventualité où la charge alimentée par l'autoproduction ne peut être
5 séparée de celle alimentée par le distributeur (la majorité des cas), le
6 distributeur exige généralement que soit installé un compteur pour
7 enregistrer la charge qu'il dessert de façon régulière et un compteur pour
8 enregistrer la production autonome. Le client doit toutefois spécifier soit sa
9 capacité contractuelle de dépannage, soit sa charge normale. La
10 facturation au tarif de dépannage est donc étroitement liée à la facturation
11 au tarif régulier.

- 12 • Dans les rares cas où le distributeur n'exige pas un mesurage distinct de
13 la production autonome et de celle qu'il dessert, le distributeur exige d'être
14 avisé lorsqu'une interruption survient. Il devient donc en mesure de
15 distinguer la charge supplémentaire à desservir. En cas de doute, le
16 distributeur peut instaurer certaines mesures coercitives. Par exemple, si le
17 client ne fournit pas la liste complète des interruptions du mois, le
18 distributeur peut facturer la totalité de la puissance appelée au tarif de
19 dépannage.

Distributeur	Composantes du contrat (base et PCS - puissance contractuelle de standby)	Puissance à facturer (PAF)	Mesurage distinct	Commentaires
Alberta Power	<ul style="list-style-type: none"> base = charge totale usine – capacité autoproduction PCS = PM totale prévue – base Generator Output (GO) = $PMA_{(autoproduction)}$ des 12 dernières périodes Demande supplémentaire : Base + $PMA_{(distributeur)}$ – (Base + GO) Demande de standby : maximum : <ul style="list-style-type: none"> Max (PMA – demande supplémentaire) Tarif 32 TCD (fixé à 0 pour la Distribution System Demand) 	<ul style="list-style-type: none"> frais de réservation appliqués à PCS $PAF_{(régulier)}$: demande supplémentaire + max : <ul style="list-style-type: none"> Demande de standby Le Tarif 32 DCD $PAF_{(standby)}$: PMA – demande supplémentaire 	-	<ul style="list-style-type: none"> énergie de standby selon les heures de pointes et hors-pointes au prix du pool (tarif en révision et option interruptible annulée) coûts additionnels de raccordement aux frais du client (récupération des coûts sur une période max. de 5 ans) période contractuelle d'au moins 5 ans (impact sur montant qu'ATCO est prêt à investir)
Commonwealth Edison	<ul style="list-style-type: none"> PCS = PAF (standby) des 12 derniers mois incluant mois courant mais inférieure à la moyenne des 3 + élevés PMA (autoprod.) pour même période PCS à 0 si plusieurs unités d'autoprod. et si peut toujours suffire à sa charge 	<ul style="list-style-type: none"> frais de réservation appliqués à PCS PAF (régulier) est le minimum entre <ol style="list-style-type: none"> PMA (distr + autoprod) - moy. 3 PMA max (autoprod) PMA (distributeur) PAF (standby) = PMA (distr.) - PAF (régulier) 	autoprod et distributeur	<ul style="list-style-type: none"> contrat de 2 ans renouvellement automatique de 12 mois peut mettre fin au contrat n'importe quand, mais ne peut revenir à ce tarif avant une période de 12 mois distinction pointe/hors-pointe (énergie) et été/hiver (puissance) frais de puissance sont ajustés en fonction du f.u. au standby clients paient pour les coûts de mesurage et autres équipements modalités de raccordement sont spécifiées
Detroit Edison	<ul style="list-style-type: none"> PCS selon PMA (autoprod.) est révisée annuellement 	<ul style="list-style-type: none"> PAF (régulier) = PMA (distr + autoprod) - PCS PAF (standby) = PCS - PMA (autoprod.) frais de réservation appliqués à PCS 	autoprod et distributeur	<ul style="list-style-type: none"> contrat de 5 ans peut mettre fin au contrat par consentement mutuel 30 jours avant la date choisie
Florida Power & Light	<ul style="list-style-type: none"> PCS selon PMA (autoprod.) des 24 derniers mois moins charge que le client veut exclure 	<ul style="list-style-type: none"> PAF (standby) est le minimum entre <ol style="list-style-type: none"> PCS - PMA (autoprod.) \Rightarrow plancher = 0 PMA (distr.) * PAF (régulier) = PMA (distr.) - PAF (standby) frais de réservation appliqués à PCS (ferme et interruptible) 	autoprod et distributeur	<ul style="list-style-type: none"> obligatoire si autoprod. > 20 % * charge totale engagement d'au moins 5 ans préavis de 5 ans avant la fin du contrat si aucun renouvellement transfert vers service ferme avant préavis de 5 ans possible s'il est montré qu'il est dans le meilleur intérêt des deux partis si le client ne respecte pas les termes du contrat, le client peut se voir rétro-facturé au tarif régulier pour la période de contrat entière jusqu'à concurrence de 60 mois, en plus d'une pénalité de 1,00\$/kW distinction pointe/hors-pointe (énergie)

* en cas d'exceptions ex. : fermeture d'usine

Distributeur	Composantes du contrat (base et PCS - puissance contractuelle de standby)	Puissance à facturer (PAF)	Mesurage distinct	Commentaires
Pacific Gas & Electric	<ul style="list-style-type: none"> PCS selon PMA (autoprod.) est révisée annuellement 	<ul style="list-style-type: none"> frais de réservation appliqués à PCS aucun autre frais de puissance (seulement frais d'énergie) 	autoprod et distributeur	<ul style="list-style-type: none"> applicable si autoprod. > 50 %* charge totale contrat d'un an automatiquement renouvelé pour une autre année préavis de 30 jours ou plus pour mettre fin au contrat énergie: pointe/hors-pointe et été/hiver si panne prolongée, tarif régulier (+ réserv.)
Georgia Power	<ul style="list-style-type: none"> client spécifie 2 PCS (ferme et non ferme) qui s'ajuste à la PAF (standby). La somme des 2 PCS doit être inférieure à la capacité d'autoprod. 	<ul style="list-style-type: none"> PAF (régulier) est le maximum entre : 1) PMA sans standby et 2) PMA avec standby - PAF (standby)* ajust. (entre 0 et 1 selon heures d'utilisation) PAF (standby) = PMA avec standby - PMA sans standby. Une fois ajustée en fct du nbre de jours d'utilisation, cette PAF s'ajoute à PAF (régulier) 	-	<ul style="list-style-type: none"> contrat d'un an applicable si autoprod. utilisée plus de 6000 h/an modalités de raccordement sont spécifiées frais applicables sont identiques à ceux du tarif régulier client fournit la liste des interruptions du mois (sinon tout est facturé au backup)
Virginia Electric & Power	<ul style="list-style-type: none"> 4 puissances contractuelles : base (hiver et été) et défaillance (hiver et été) selon PMA des 12 derniers mois 	<ul style="list-style-type: none"> PAF (régulier) est le maximum entre 1) PMA sans standby + 25 % excédent PMA h-p 2) 75 % PC sans standby frais de réservation selon (PC avec - PC sans standby) 	à la discrétion du distributeur	<ul style="list-style-type: none"> contrat d'au moins 5 ans distinction pointe/hors-pointe (énergie) client doit aviser dans les 24 heures la durée de l'interruption
Niagara Mohawk	<ul style="list-style-type: none"> PCS selon PMA (backup) est révisée automatiquement le mois suivant <i>as-used demand</i> = PMA (backup) des 12 derniers mois 	<ul style="list-style-type: none"> frais de puissance selon PCS et <i>as-used demand</i> 	3 options (peut être distinct)	<ul style="list-style-type: none"> contrat d'un an préavis de 90 jours l'annulation ne peut être suivie par une reprise de service sous le « Service Classification » modalités pour équip. add. sont spécifiées si charge n'est pas séparée, mesurage distinct pour autoproduction client fournit la liste des interruptions du mois (sinon, client paiera le plein tarif et pourrait être obligé d'installer des compteurs sur toutes les unités de production dans les 30 jours suivant l'avis écrit

ANNEXE 2 - EXEMPLES D'APPLICATION DU TARIF LD

TARIF LD - Application des formules tarifaires pour la détermination des puissances à facturer

Hypothèses :	<u>MW</u>
Charge de l'usine :	100,0
Production autonome normale (PAN) :	30,0
Puissance maximale du mois en dehors des périodes d'interruption (Puissance normale ou PN) :	70,0
Puissance souscrite (Puissance à facturer minimale ou PFM) :	68,0

	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4	Cas 5	Cas 6	Cas 7
Utilisation de l'auto-production en % :	100,0%	0,0%	70,0%	110,0%	0,0%	100,0%	0,0%
Utilisation de l'usine en % :	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	70,0%	110,0%	50,0%
(a) Compteur d'HQ Distribution (PA dis) :	70,0	100,0	79,0	67,0	70,0	80,0	50,0
(b) Compteur Production autonome (PG) :	30,0	0,0	21,0	33,0	0,0	30,0	0,0
(c) Total = (a) + (b)	100,0	100,0	100,0	100,0	70,0	110,0	50,0
(d) Tarif LD - Puissance de relève	0,0	30,0	9,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Minimum (PAN - PG ; PA dis - PN), sans toutefois être inférieure à 0							
(e) Puissance maximale appelée au tarif général :	70,0	70,0	70,0	67,0	70,0	80,0	50,0
a - d							
(f) Puissance à facturer au tarif régulier	70,0	70,0	70,0	68,0	70,0	80,0	68,0
Maximum (e ; PFM)							

ANNEXE 3 - ANALYSE ÉCONOMIQUE

Analyse économique - Instauration du tarif LD non ferme
Scénario de base - 75 MW d'autoproduction avec atteinte du volume patrimonial en 2006

Hypothèses :

Taux d'actualisation : 8,5%

Prix de la fourniture en \$/kWh :
Tarif L
 Patrimonial : 0,0279
 Post-patrimonial : 0,0550
 Année de transition : 2006
Tarif LD
 0,0387
 0,0387

Capacité d'autoproduction installée	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Puissance (MW) :	30,0	30,0	55,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
Production (GWh) :	240,1	240,1	440,2	600,2	600,2	600,2	600,2	600,2	600,2
Tarif LD (GWh) :	9,6	9,6	17,6	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9
Report de l'achat de l'électricité patrimoniale (GWh) :	249,7	249,7	457,7	624,2	624,2	624,2	624,2	624,2	624,2
Coûts d'achats du distributeur									
Coût unitaire d'achat du distributeur (\$ constant/kWh) :	0,0279	0,0279	0,0279	0,0279	0,0550	0,0550	0,0550	0,0550	0,0550
Pourcentage d'augmentation :	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
Indice d'augmentation :	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	101,80	103,63	105,50	107,40
Coût unitaire d'achat du distributeur (\$ constant/kWh) :	0,0279	0,0279	0,0279	0,0279	0,0550	0,0560	0,0570	0,0580	0,0591
Coût unitaire d'achat du distributeur - tarif LD (\$/kWh) :	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387
Pourcentage d'augmentation :	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Indice d'augmentation :	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Coût unitaire d'achat du distributeur - tarif LD (\$/kWh) :	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387
Variation du tarif L et du tarif LD									
Pourcentage d'augmentation :	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Indice d'augmentation :	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Fourniture évitée par le distributeur									
Autoproduction (M\$) :	6,97	6,97	12,77	17,41	34,33	34,95	35,58	36,22	36,87
Tarif LD (M\$) :	0,37	0,37	0,68	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Frais évités totaux M\$:	6,59	6,59	12,09	16,49	33,40	34,02	34,65	35,29	35,94
Impact sur la facture de transport									
Pourcentage d'augmentation :	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Indice d'augmentation :	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Capacité de transport évitée (M\$) :	0,24	0,24	0,45	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Frais évités distributeur (M\$) :	6,84	6,84	12,54	17,10	34,01	34,63	35,26	35,90	36,55
Variation des revenus du distributeur									
Ventes perdues au tarif applicable (M\$) :	9,19	9,19	16,85	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97
Ventes réalisées au Tarif LD (M\$) :	0,43	0,43	0,79	1,08	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47
Total (M\$) :	8,76	8,76	16,06	21,90	21,51	21,51	21,51	21,51	21,51
Revenus nets du distributeur									
Frais évités distributeur - Pertes de revenus (M\$) :	-1,92	-1,92	-3,52	-4,80	12,51	13,12	13,75	14,39	15,04
Flux actualisés (M\$) :	-1,92	-1,77	-2,99	-3,76	9,02	8,73	8,43	8,13	7,83
Total cumulatif (M\$ courants) :	-1,92	-3,84	-7,36	-12,16	0,35	13,47	27,22	41,62	56,66
Total cumulatif (M\$ actualisés) :	-1,92	-3,69	-6,68	-10,44	-1,41	7,32	15,75	23,88	31,71

Analyse économique - Instauration du tarif LD non ferme

Scénario de forte croissance des ventes - atteinte du volume patrimonial en 2004

Hypothèses :	Prix de la fourniture en \$/kWh :		Tarif L	Tarif LD							
Taux d'actualisation :	8,5%		Patrimonial :	0,0279	0,0387						
			Post-patrimonial :	0,0550	0,0387						
			Année de transition :	2004							
Capacité d'autoproduction installée	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
Puissance (MW) :	30,0	30,0	55,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0		
Production (GWh) :	240,1	240,1	440,2	600,2	600,2	600,2	600,2	600,2	600,2		
Tarif LD (GWh) :	9,6	9,6	17,6	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9		
Report de l'achat de l'électricité patrimoniale (GWh) :	249,7	249,7	457,7	624,2	624,2	624,2	624,2	624,2	624,2		
Coûts d'achats du distributeur											
Coût unitaire d'achat du distributeur (\$/kWh) :	0,0279	0,0279	0,0550	0,0550	0,0550	0,0550	0,0550	0,0550	0,0550		
Pourcentage d'augmentation :	--	0,0%	0,0%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%		
Indice d'augmentation :	100,00	100,00	100,00	101,80	103,63	105,50	107,40	109,33	111,30		
Coût unitaire d'achat du distributeur (\$/kWh) :	0,0279	0,0279	0,0550	0,0560	0,0570	0,0580	0,0591	0,0601	0,0612		
Coût unitaire d'achat du distributeur - tarif LD (\$/kWh) :	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387		
Pourcentage d'augmentation :	--	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Indice d'augmentation :	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00		
Coût unitaire d'achat du distributeur - tarif LD (\$/kWh) :	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387		
Fourniture évitée par le distributeur											
Pourcentage d'augmentation :	--	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Indice d'augmentation :	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00		
Impact sur la facture de transport											
Autoproduction (M\$) :	6,97	6,97	25,17	34,95	35,58	36,22	36,87	37,53	38,21		
Tarif LD (M\$) :	0,37	0,37	0,68	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93		
Frais évités par le distributeur M\$:	6,59	6,59	24,49	34,02	34,65	35,29	35,94	36,60	37,28		
Impact sur la facture de transport											
Pourcentage d'augmentation :	--	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Indice d'augmentation :	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00		
Capacité de transport évitée (M\$) :	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Frais évités distributeur (M\$) :	6,59	6,59	24,49	34,02	34,65	35,29	35,94	36,60	37,28		
Variation des revenus du distributeur											
Ventes perdues au tarif applicable (M\$) :	9,19	9,19	16,85	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97		
Ventes réalisées au Tarif LD (M\$) :	0,43	0,43	0,79	1,08	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47		
Total (M\$) :	8,76	8,76	16,06	21,90	21,51	21,51	21,51	21,51	21,51		
Revenus nets du distributeur											
Frais évités distributeur - Pertes de revenus (M\$) :	-2,16	-2,16	8,44	12,12	13,14	13,78	14,43	15,10	15,77		
Flux actualisés (M\$) :	-2,16	-1,99	7,17	9,49	9,48	9,17	8,85	8,53	8,21		
Total cumulatif (M\$ courants) :	-2,16	-4,33	4,11	16,23	29,38	43,16	57,59	72,69	88,47		
Total cumulatif (M\$ actualisés) :	-2,16	-4,16	3,01	12,50	21,98	31,15	40,00	48,53	56,74		

Analyse économique - Instauration du tarif LD non ferme

Scénario de faible croissance des ventes - 75MW d'autoproduction avec atteinte du volume patrimonial en 2008

Hypothèses :

Taux d'actualisation : 8,5%

Prix de la fourniture en \$/kWh :	<u>Tarif L</u>	<u>Tarif LD</u>
Patrimonial :	0,0279	0,0387
Post-patrimonial :	0,0550	0,0387
Année de transition :	2008	

Capacité d'autoproduction installée	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Puissance (MW) :	30,0	30,0	55,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
Production (GWh) :	240,1	240,1	440,2	600,2	600,2	600,2	600,2	600,2	600,2
Tarif LD (GWh) :	9,6	9,6	17,6	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9
Report de l'achat de l'électricité patrimoniale (GWh) :	249,7	249,7	457,7	624,2	624,2	624,2	624,2	624,2	624,2

Coûts d'achats du distributeur

Coût unitaire d'achat du distributeur (\$/kWh) :	0,0279	0,0279	0,0279	0,0279	0,0279	0,0279	0,0550	0,0550	0,0550
Pourcentage d'augmentation :	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,8%	1,8%	1,8%
Indice d'augmentation :	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	101,80	103,63
Coût unitaire d'achat du distributeur (\$/kWh) :	0,0279	0,0279	0,0279	0,0279	0,0279	0,0279	0,0550	0,0560	0,0570

Coût unitaire d'achat du distributeur - tarif LD (\$/kWh) :

Coût unitaire d'achat du distributeur - tarif LD (\$/kWh) :	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387
Pourcentage d'augmentation :	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Indice d'augmentation :	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Coût unitaire d'achat du distributeur - tarif LD (\$/kWh) :	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387

Variation du tarif L et du tarif LD

Pourcentage d'augmentation :	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Indice d'augmentation :	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Fourniture évitée par le distributeur

Autoproduction (M\$) :	6,97	6,97	12,77	17,41	17,41	17,41	34,33	34,95	35,58
Tarif LD (M\$) :	0,37	0,37	0,68	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Frais évités par le distributeur M\$:	6,59	6,59	12,09	16,49	16,49	16,49	33,40	34,02	34,65

Impact sur la facture de transport

Pourcentage d'augmentation :	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Indice d'augmentation :	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Capacité de transport évitée (M\$) :	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Frais évités distributeur (M\$) :	6,59	6,59	12,09	16,49	16,49	16,49	33,40	34,02	34,65
--	-------------	-------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Variation des revenus du distributeur

Ventes perdues au tarif applicable (M\$) :	9,19	9,19	16,85	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97	22,97
Ventes réalisées au Tarif LD (M\$) :	0,43	0,43	0,79	1,08	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47
Total (M\$) :	8,76	8,76	16,06	21,90	21,51	21,51	21,51	21,51	21,51

Revenus nets du distributeur

Frais évités distributeur - Pertes de revenus (M\$) :	-2,16	-2,16	-3,97	-5,41	-5,02	-5,02	11,90	12,51	13,14
Flux actualisés (M\$) :	-2,16	-1,99	-3,37	-4,23	-3,62	-3,34	7,29	7,07	6,84

Total cumulatif (M\$ courants) :	-2,16	-4,33	-8,29	-13,70	-18,72	-23,74	-11,85	0,67	13,81
---	--------------	--------------	--------------	---------------	---------------	---------------	---------------	-------------	--------------

Total cumulatif (M\$ actualisés) :	-2,16	-4,16	-7,53	-11,76	-15,38	-18,72	-11,43	-4,36	2,48
---	--------------	--------------	--------------	---------------	---------------	---------------	---------------	--------------	-------------