

RÉPONSES À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO.1 DU RNCREQ

Question 1. Contexte : « [L]’introduction d’un tarif de dépannage non ferme assure la fiabilité de leur alimentation électrique. Cette source d’appoint, quoique non ferme, est en effet jugée suffisante pour permettre de garantir un approvisionnement qui assure la continuité de leur activité principale. ... » (HQD-1, doc. 1, p. 2)

1.1. Est-ce HQ-Distribution qui a jugé que l’alimentation non ferme assurait une fiabilité adéquate pour les fins de la clientèle visée ?

1.1.1. Si oui, sur quelle base porte-t-elle ce jugement ?

1.1.2. Sinon, veuillez indiquer la source de cette affirmation.

1.1.3. Sur quelles hypothèses se base ce jugement, en ce qui a trait à la fréquence de la non-disponibilité de l’alimentation de secours ?

Réponse aux questions 1.1 à 1.1.3 :

Les consultations d’Hydro-Québec auprès de la clientèle ont permis de conclure qu’une alimentation de secours non ferme répondait aux besoins et aux critères de fiabilité exprimés par celle-ci.

Dans un contexte d’alimentation de secours non ferme, le critère de fiabilité d’alimentation exprime le nombre de jours potentiels durant une année où la consommation d’électricité de secours est refusée pour des besoins de gestion du réseau électrique.

1.1.4. Veuillez fournir des données pour les sept dernières années quant à la fréquence des interruptions de service auprès d’autres clients d’Hydro-Québec ayant un service non ferme ou interruptible.

Réponse :

Cette question dépasse le cadre de la présente requête.

Question 2. "Une option non ferme comporte l’avantage d’être moins coûteuse compte tenu qu’Hydro-Québec n’est pas tenue de répondre en tout temps à la demande d’un client. » (HQD-1, doc. 1, p. 2)

« ... les frais d'énergie de 14,70 ¢/kWh applicable pendant les jours de semaine en hiver sont également éliminés puisque Hydro-Québec peut interrompre à sa discrétion la livraison d'électricité. » (p. 7)

« Hydro-Québec peut interrompre dans un délai de 15 minutes l'alimentation de secours du client en fonction des besoins de gestion ou de la disponibilité de son réseau tant pour une interruption planifiée que non planifiée durant les mois d'hiver et pour une interruption non planifiée durant les mois d'été. » (p. 9)

2.1. HQ-Distribution peut-elle interrompre cette alimentation de secours seulement « en fonction des besoins de gestion ou de la disponibilité » des réseaux de transport et de distribution ou peut-elle également le faire en raison de l'indisponibilité ou du prix de la fourniture ?

Réponse :

Hydro-Québec peut interrompre la fourniture à tout client LD non ferme en fonction des besoins de gestion sur tous les niveaux du réseau (production, transport ou distribution) dans la mesure où il y a un problème de disponibilité de puissance.

2.2. HQ-Distribution considère-t-elle que l'énergie fournie par HQ-Production pour desservir ce service de secours non ferme fait partie de l'énergie patrimoniale?

Réponse :

Non. L'article 52.2 de la LRE au paragraphe 1 indique que « Ce volume exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours,... ». Par conséquent, l'énergie fournie en vertu du tarif LD non ferme ne fait pas partie de l'énergie patrimoniale.

2.3. Est-ce qu'HQ-Production peut interrompre cette alimentation à sa discrétion ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

2.4. HQ-Production aurait-elle l'obligation de justifier une telle indisponibilité auprès du Distributeur ou du client visé ?

Réponse :

Non. Les modalités du tarif LD non ferme ne prévoient pas d'obligation de la part de Hydro-Québec Production de justifier des interruptions.

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

« Faisant suite aux consultations avec les représentants des clients, l'option non ferme qui, au départ, ne visait que les unités d'autoproduction utilisant de la biomasse forestière a été élargie au recyclage de rejets industriels¹ afin de rencontrer les préoccupations de l'ensemble de la clientèle industrielle. » (HQD-1, doc. 1, p. 2 à 3)

3.1. Pour les fins de l'application du tarif LD, HQ-Distribution entend-elle distinguer entre la production à base de biomasse forestière utilisant les résidus de coupe et celle utilisant les résidus d'usine ?

Réponse :

Non.

3.2. Veuillez fournir une liste complète des technologies de production à partir de rejets industriels qui seraient éligible au tarif LD.

¹ À titre indicatif, un projet d'autoproduction de 40 MW à partir de résidus de produits pétroliers a déjà été étudié par un client.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2 de la Régie, pièce HQD-4, Document 1.

3.3. Veuillez expliquer les avantages et les inconvénients environnementaux de la production d'électricité à partir de la biomasse forestière, tenant compte de la distinction entre les résidus de coupe et les résidus d'usine.

Réponse :

De façon générale, la production d'électricité à partir de la biomasse forestière ou à partir de rejets industriels offre des avantages environnementaux du simple fait qu'elle permet le recyclage de déchets ou rejets qui autrement ne seraient pas récupérés.

Cette question pourrait aussi être posée aux associations des clients concernés par les projets de production autonome ou à leurs fournisseurs éventuels, davantage au fait des problématiques particulières reliées à leur « combustible » ou au choix des technologies de production d'électricité.

3.4. Veuillez expliquer les avantages et les inconvénients environnementaux de la production d'électricité à partir des résidus de produits pétroliers.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.3.

3.5. Veuillez expliquer les avantages et les inconvénients environnementaux de la production d'électricité à partir d'autres types de rejets industriels mentionnés dans votre réponse à la question 3.2 ci-dessus.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.4.

3.6. Veuillez expliquer pourquoi l'utilisation du tarif LD devrait se limiter à l'autoproduction à partir de la biomasse forestière ainsi que des rejets industriels.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 1.1 et 1.3 de la Régie, pièce HQD-4, Document 1.

Question 4. « Le tarif H du *Règlement tarifaire* est composé d'une prime de puissance mensuelle de 4,35 \$/kW qui a pour but de récupérer le coût des équipements de transport et de distribution immobilisés pour répondre à la demande, ... » (HQD-1, doc. 1, p. 4)

« Ce mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale est nécessaire afin de s'assurer que le client défraie les coûts des équipements de transport et de distribution immobilisés pour répondre à sa demande. » (p. 12)

« [Résultats du balisage :] Les tarifs de dépannage peuvent comporter, selon le distributeur, jusqu'à 4 composantes : ...

□ un prix pour la puissance appelée (*demand charge*). Ce prix est fixé pour une période d'un jour ou d'un mois et permet de récupérer les coûts de production lorsqu'ils ne sont pas récupérés totalement dans le prix de l'énergie » (p. 28)

4.1. Doit-on comprendre de la première citation que le tarif H actuel n'inclue aucune composante pour récupérer le coût des équipements de production (puissance)? Le cas échéant, veuillez préciser la portion du tarif H actuel qui correspond à la composante production (puissance).

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1 de la Régie, pièce HQD-4, Document 1.

Question 5. « Le remplacement d'une charge régulière par une charge de dépannage se traduit par une sous-utilisation des lignes de transport et de distribution alimentant l'autoproduiteur. Selon la proposition d'Hydro-Québec, l'autoproduiteur au tarif LD non ferme ne paie pour l'utilisation de cet actif que dans la mesure où il utilise cet équipement. Puisque cette utilisation est

sporadique, il résulte donc un manque à gagner pour le distributeur qui doit continuer à assumer l'ensemble des coûts associés à cet actif. ...

Pour les fins d'analyse économique, on suppose que l'ensemble de ces actifs ne sera pas réutilisé pour alimenter d'autres clients. » (HQD-1, doc. 1, p. 16)

5.1. Veuillez fournir votre analyse du manque à gagner résultant de la sous-utilisation des lignes de distribution alimentant l'autoproducteur.

Réponse :

Le manque à gagner en distribution a été pris en compte dans l'analyse économique et est présenté à l'annexe 3 de la pièce HQD-1, Document 1, pages 39 à 41. Il se retrouve dans la variation des revenus du distributeur.

5.2. Ce manque à gagner est-il intégré dans votre analyse économique (Annexe 3) ?

Réponse :

Oui. Voir la réponse à la question 5.1.

5.2.1. Si oui, veuillez expliquer comment votre analyse en tient compte.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.1.

5.2.2. Sinon, veuillez faire des ajustements appropriés, en indiquant les conséquences pour les autres utilisateurs du réseau de distribution.

Réponse :

Sans objet.

Question 6. « En effet, l'autoproduction permet au distributeur d'éviter à court terme des achats d'énergie auprès du producteur au prix de l'électricité patrimoniale (2,79 ¢/kWh) et à long terme, d'éviter des achats au prix du marché lors de l'atteinte du volume patrimonial. Dans ce dernier cas et pour fins d'analyse, il est estimé que ces coûts évités seront de l'ordre de 5,5 ¢/kWh. Cette hypothèse est la même que celle utilisée par Hydro-Québec lors de la Demande d'approbation pour la reconduction du programme commercial - Services à l'implantation des électrotechnologies. » (p. 18)

6.1. Doit-on comprendre que le 5,5¢/kWh comprend uniquement les coûts évités de la production ?

Réponse :

Le coût de 5,5 ¢/kWh inclut également le coût pour raccorder et intégrer la source de production au réseau d'Hydro-Québec, ainsi que celui des services complémentaires.

6.1.1. Dans la négative, veuillez ventiler ce montant selon qu'il s'agisse de coûts évités de production, de transport, de distribution ou de services auxiliaires.

Réponse :

Sans objet.

6.1.2. Dans l'affirmative, veuillez indiquer si vous avez réalisé une estimation des coûts évités de transport, distribution et services auxiliaires et, le cas échéant, fournir copie des résultats.

Réponse :

Les coûts évités de 5,5 ¢/kWh sont basés sur les coûts d'un équipement de production de référence soit une turbine à gaz à cycle combiné (TAGCC). Puisque la TAGCC peut être installée près des sites de consommation, ce choix ne requiert pas d'estimation spécifique des coûts évités en transport. D'autres choix comme équipement de production de référence seraient également possibles, toutefois leur coût, y incluant celui du transport jusqu'aux sites de consommation, devrait se comparer à celui d'une TAGCC. Il n'y a pas de coûts évités en distribution.

6.2. Cette estimation des coûts évités se base-t-elle sur des informations fournies par HQ-Production? Dans l'affirmative, veuillez préciser la source de ces informations. Dans la négative, veuillez indiquer sur quelle base HQ-Distribution a fait cette estimation.

Réponse :

Non. L'hypothèse des coûts évités qui est considérée pour les achats d'énergie est de 5,5 ¢/kWh. Ce coût correspond à celui d'une turbine à gaz à cycle combiné (TAGCC).

6.3. Dans les deux cas, veuillez produire copie du ou des document(s) dans le(s)quel(s) cette estimation est présentée et expliquée.

Réponse :

Ce coût correspond en moyenne à ce qu'on peut trouver dans les publications spécialisées du secteur de l'énergie. À titre d'exemple, le rapport de l'OEB (voir la réponse à la question 9 d'Option consommateurs, pièce HQD-4, Document 3) mentionne un coût de 59,65 \$/MWh. Le rapport mentionne également que, d'après les informations publiées dans le Gas Turbine World Handbook pour 1999-2000 et 2000-2001, il y a eu peu de changement quant aux données techniques reliées aux TAGCC au cours des dernières années.

6.4. Est-ce que cette estimation des coûts évités (5,5 ¢/kWh) est présentée en dollars réels ou courants ?

Réponse :

Les estimations sont présentées en dollars courants.

6.4.1. Si en dollars réels, veuillez expliquer pourquoi les impacts financiers sont résumés en dollars courants (figure 3 à la page 19).

Réponse :

Les estimations sont présentées en dollars courants.

6.4.2. Si en dollars courants, veuillez expliquer pourquoi l'analyse économique (Annexe III, p. 39) indique le « Coût unitaire d'achat du distributeur » en « \$ constant/kWh ».

Réponse :

Selon les tableaux corrigés des pages 39, 40 et 41, seule la ligne apparaissant immédiatement après le titre « Coûts d'achat du distributeur » est exprimée en \$ constants. La ligne intitulée « Coût unitaire d'achat du distributeur (\$courant/kWh) » est ainsi exprimée en \$ courants.

6.4.3. Veuillez expliquer comment, dans cette analyse, le « Total cumulatif (M\$ courants) » est calculé sur la base du coût unitaire d'achat du distributeur en dollars constants.

Réponse :

Le total cumulatif (M\$ courants) est bien calculé sur la base du coût unitaire d'achat du distributeur en dollars courants.

6.4.4. Veuillez expliquer les hypothèses utilisées dans l'Annexe III en ce qui concerne le « tarif applicable » pour chaque année.

Réponse :

L'hypothèse retenue relativement au tarif général applicable est que tous les projets prévus concernent des clients dont l'abonnement est actuellement au tarif L.

Question 7. « Le tableau 3 présente deux analyses de sensibilité par rapport au scénario de base impliquant deux autres paramètres analysés de manière isolée, soit une variation de prix de la fourniture et une variation de la capacité d'autoproduction soumise au tarif LD non ferme de plus ou moins 20 MW. » (p. 21) Les lignes « Variation du tarif L et du tarif LD » dans les tableaux d'Annexe III (p. 39 et 40²) n'indiquent aucune augmentation entre 2002 et 2010.

² Il appert que des erreurs se sont glissées dans les titres de rangés du deuxième tableau (page 40).

7.1. Comment votre analyse tient-elle compte des augmentations tarifaires qui peuvent avoir lieu après la fin du gel tarifaire?

Réponse :

L'analyse suppose qu'aucune hausse tarifaire n'est introduite durant la période considérée.

7.2. Veuillez expliquer en détail, chiffres à l'appui, les implications de différents niveaux d'augmentations tarifaires entre 2002 et 2011 sur la rentabilité de l'autoproduction au tarif LD non ferme.

Réponse :

En supposant une hausse tarifaire respectant le taux d'inflation à long terme (1,8%), le tableau suivant démontre que les résultats des scénarios ne varient que marginalement et demeurent toujours positifs à l'horizon 2011.

Rentabilité de l'autoproduction au tarif LD non ferme
Scénarios de base, fort et faible
Avec et sans hausses tarifaires
Horizon 2006 et 2011 en M\$ actualisés 2002

Scénario	Excluant hausses tarifaires		Incluant hausses tarifaires	
	2006	2011	2006	2011
Base	-1,7	37,9	-2,6	31,1
Fort	20,8	60,3	19,9	53,5
Faible	-13,9	14,0	-14,8	7,2

Question 8. « Outre, le scénario de base, on retrouve également les résultats de deux autres scénarios. Le premier scénario, qualifié de forte croissance, suppose l'atteinte du volume patrimonial en 2004 tandis que l'autre, le scénario de faible croissance, suppose l'atteinte du volume patrimonial en 2008. » (p. 20)

8.1.1. Veuillez fournir les scénarios fort et faible utilisés pour les fins de cette analyse, dans un format similaire à celui qui se retrouve à http://www.hydroquebec.com/distributeur/pdf/11_09_01_fr.pdf.

Réponse :

Dans l'analyse, il est supposé que le volume patrimonial serait atteint selon trois scénarios. Cette hypothèse a pour but uniquement de mesurer l'impact d'un manque à gagner pour le distributeur, considérant que le volume patrimonial serait atteint à plus ou moins deux ans par rapport à la prévision disponible à cette date.

Question 9. « Lorsque les distributeurs d'électricité offrent des tarifs de dépannage sur une base non ferme, les frais de réservation sont généralement éliminés de la structure tarifaire, tel que le confirme l'étude des structures tarifaires adoptées par d'autres distributeurs en Amérique du Nord (voir l'annexe 1 du présent document). » (p. 6)

9.1. Veuillez préciser lesquels des huit distributeurs mentionnés à l'annexe 1 offrent des tarifs de dépannage sur une base non ferme, en indiquant pour chacun le traitement des frais de réservation.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 4.2 et 11.1 de la Régie, pièce HQD-4, Document 1.

Question 10. « Une autre considération économique associée à l'autoproduction au tarif LD non ferme consiste dans le fait que les clients pourraient cesser d'utiliser l'autoproduction pour consommer de nouveau au tarif général applicable du distributeur au moment de l'atteinte du volume patrimonial afin de participer au processus d'appels d'offres du distributeur. Dans cette éventualité, le distributeur ne pourrait pas compenser la perte enregistrée durant les premières années de l'introduction du tarif. Le tableau 4 illustre l'impact sur le

résultat de l'analyse économique d'une situation où les clients ne resteraient que 4 ans sur le tarif LD et, à la fin ce délai, vendraient leur production sur le marché. On remarque ainsi que la rentabilité estimée dans le scénario de base à l'horizon 2011 passe de 39,3 à 2,5 M \$ actualisés 2002. » (p. 22)

« Le premier scénario, qualifié de forte croissance, suppose l'atteinte du volume patrimonial en 2004 ... » (p. 20)

« Afin de garantir l'atteinte du seuil de rentabilité, Hydro-Québec propose que le tarif LD soit accompagné d'une clause de fidélisation de 3 ans. » (p. 23)

10.1. Veuillez expliquer pourquoi vous favorisez une clause de fidélisation de trois ans.

Réponse :

La clause de 3 ans, applicable à partir du moment où le client aura terminé une première année d'adhésion, consiste en une période optimale selon les trois aspects suivants :

- elle est raisonnable du point de vue du client. Il ne faut pas oublier que ce délai ne consiste pas en un contrat de 3 ans mais bien en un préavis de 3 ans;
- ce délai permet d'atténuer les risques du distributeur;
- ce délai permet au distributeur d'inclure les intentions du client dans le cadre de son processus de planification des approvisionnements.

10.2. Veuillez fournir des tableaux similaires au Tableau 4 (p. 23) pour des périodes de 3, 5 et 6 ans.

Réponse :

Comparaison entre le scénario de 4 années présenté dans la preuve en chef et
3 scénarios alternatifs
où la période est fixée à 3, 5 et 6 ans
Scénario de base, fort et faible
Horizon 2006 et 2011 en M\$ actualisés 2002

Scénario où les clients ne restent que <u>4 ans</u>		
Scénario	2006	2011
Base	-5,2	2,1
Fort	17,3	24,6
Faible	-12,5	-12,2

Scénario où les clients ne restent que <u>3 ans</u>		
Scénario	2006	2011
Base	-3,7	-1,4
Fort	13,7	16,0
Faible	-11,0	-11,9

Scénario où les clients ne restent que <u>5 ans</u>		
Scénario	2006	2011
Base	-1,7	10,4
Fort	20,8	32,9
Faible	-13,9	-8,8

Scénario où les clients ne restent que <u>6 ans</u>		
Scénario	2006	2011
Base	-1,7	18,5
Fort	20,8	40,9
Faible	-13,9	-5,4