

C A N À D À

REGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO. : R-3740-2010

HYDRO-QUÉBEC
Demanderesse

Et

UNION DES
CONSOMMATEURS
(UC)
Intervenante

DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ
POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2011-2012

ARGUMENTATION
DE
L'UNION DES CONSOMMATEURS (UC)

Préambule

UC intervient dans le présent dossier à titre de représentante des droits et intérêts des clientèles résidentielles avec un accent particulier pour les ménages à faibles revenus et budget modeste.

Les sujets dont UC a traité dans le cadre du présent dossier tarifaire ont pour but d'assister et d'éclairer la Régie afin que celle-ci soit en mesure de disposer de l'information nécessaire pour que les tarifs qui seront fixés et que devront payer les clientèles dont UC défend les intérêts soient justes et raisonnables.

UC souligne que cette année, les intervenants représentant les intérêts de la clientèle résidentielle se sont partagés les sujets traités dans le cadre du présent dossier tarifaire. En conséquence la Régie ne doit absolument pas conclure que le silence de UC sur un sujet emporte un manque d'intérêt ou un acquiescement à la position présentée par le Distributeur.

Introduction

Dans le cadre de sa demande tarifaire de cette année (2010-2011) le Distributeur propose un gel tarifaire.

UC constate que plusieurs intervenants soulèvent divers éléments à divers postes au soutien de cette demande qui, s'ils étaient révisés par la Régie selon les demandes des intervenants, auraient pour conséquence de réduire le revenu requis identifié par le Distributeur et mènerait à une réduction des tarifs.

Conscient de cette situation, le témoin du Distributeur, M. Boulanger, exprime en audience, son opposition à une baisse possible des tarifs préférant un maintien des tarifs actuels. Selon lui, une baisse tarifaire viendrait modifier le signal de prix :

Par ailleurs, je ne pense pas que le gel des tarifs soit un objectif en soi. Ça a déjà été essayé je dirais. Je pense que ce que l'on veut surtout dire ici c'est davantage c'est de ne pas baisser les tarifs, parce que de baisser les tarifs ça vient modifier le signal de Prix.¹

Il indique que si deux conditions sont présentes il ne devrait pas y avoir de baisse de tarifs :

Je dirais la première condition c'est s'il y a des comptes à amortir et dont l'amortissement accéléré permettrait d'éviter des coûts d'intérêts et des hausses à venir. (...) ²

Il appert qu'il fait ici référence au compte de nivellement de la température, il poursuit :

Deuxième condition c'est les hausses tarifaires prévues pour les années à venir. Alors on a vu dans notre dossier, notre « Plan stratégique 2009-2013 » parle de hausses pour deux mille onze (2011), deux mille douze (2012), deux mille treize (2013), on parle de deux point cinq pour cent (2,5 %). Mais d'une façon plus significative il y a le décret patrimonial, le prix de l'électricité patrimoniale qui va augmenter également dans les années à venir. Alors il y a des hausses tarifaires relativement importantes qui sont à venir dans le futur.³

Selon lui ces deux conditions étant présentes elles nous obligerait à nous demander si la baisse est désirable et plutôt que d'avoir une baisse tarifaire il propose deux alternatives (*avenues possibles*) :

...

Le premier serait d'amortir davantage de comptes de nivellement de température. (...)

¹ R-3740, N.S. 7 décembre 2010, Vol. 1 page 40;

² R-3740, N.S. 7 décembre 2010, Vol. 1 page 41;

³ R-3740, N.S. 7 décembre 2010, Vol. 1 pages 41-42;

Deuxième possibilité, c'est de créer un compte ad hoc de maintien du signal de prix.⁴

UC est en désaccord avec cette proposition de M. André Boulanger. UC est d'avis que les règles du bon signal de prix et de tarifs juste et raisonnable, demandent qu'il y ait une baisse tarifaire si celle-ci est applicable. Les consommateurs ont eu de nombreuses augmentations tarifaires depuis le dégel des tarifs et UC s'étonne de l'insistance du Distributeur à ne pas faire profiter ses clients d'une baisse tarifaire s'il en est.

De plus la création de compte ad hoc ou tout traitement suggéré afin de ne pas faire bénéficier à même leurs tarifs les clients du Distributeur d'une baisse tarifaire dont il serait redevables, si l'ensemble des revenus requis 2011 le justifie, serait contraire à l'esprit et la lettre des articles 49 à 52.3 de la LRE et les tarifs ne seraient plus justes et raisonnables puisqu'ils prendraient en compte une «retenue» qui n'est pas prévue à la LRE dans les éléments devant être pris en considération pour la fixation des tarifs.

UC s'oppose donc à la création d'un compte ad hoc ou au remboursement prématuré du compte de nivellement, et demande que les consommateurs bénéficient à même leurs tarifs applicables pour l'année tarifaire 2011-12 de toute baisse tarifaire qui résulterait des décisions de la Régie relativement aux divers éléments contribuant à l'ensemble des revenus requis de 2011-12.

UC demande à la Régie de rejeter la proposition faite par le Distributeur et demande à la Régie de faire profiter les consommateurs immédiatement et directement à même leurs tarifs de toute baisse tarifaire découlant du présent dossier.

UC souligne également qu'elle est préoccupée par le fait que systématiquement depuis l'année 2007, le Distributeur réalise un excédent de rendement. Comme le souligne très pertinemment le régisseur M. Michel Hardy en audience:

Maintenant, on est rendu qu'on dépasse de trois cents (300) points de base le rendement autorisé et que les tarifs que la Régie va établir normalement, ce sont des tarifs justes et raisonnables, autant pour le consommateur que pour le Distributeur. Est-ce qu'il y a quelque chose à faire avec peut-être le modèle utilisé?⁵

Le Régisseur M. Hardy poursuit son questionnement et demande au Distributeur s'il a considéré le « recalibrage » du modèle paramétrique. UC comprend de la réponse donnée par le Distributeur que l'amélioration qu'il aurait apporté cette année est d'augmenter de 2% le pourcentage d'améliorations de la performance. UC estime que cette «amélioration» apportée par le Distributeur est insuffisante pour assurer que les consommateurs payent selon un juste tarif. UC à cet effet prend en considération que, pour l'année 2009, l'excédent de rendement

⁴ R-3740, N.S. 7 décembre 2010, Vol. 1 pages 42-43;

⁵ R-3740, N.S. 7 décembre 2010, Vol. 1 page 114;

représente un montant de 105M\$. Un tel montant, si inclus pour le calcul des tarifs aurait représenté une variation à la baisse d'environ 1%, ce qui est loin d'être négligeable.

UC a, dans des dossiers antérieurs, plaidé en faveur de l'instauration d'un système de fermeture réglementaire des livres. Dans le contexte actuel UC invite la Régie à réviser dans un prochain dossier tarifaire le «modèle paramétrique» utilisé par le Distributeur, puisque selon UC les tarifs qui en ont découlé entre autres pour l'année 2009 ne sont plus justes et raisonnables.

À la lumière de ces faits, UC demande à la Régie de procéder dès le prochain dossier tarifaire à la révision du modèle paramétrique et à l'adoption de mesures qui assurent que les tarifs seront justes et raisonnables UC demande également à la Régie de considérer sérieusement dans le cadre de cette révision l'adoption d'une procédure de fermeture réglementaire des livres.

I. Sujets traités par UC dans le cadre de son mémoire

Dans son mémoire d'organisme, l'Union des consommateurs a abordé quatre sujets dont trois ont un lien direct avec la croissance importante des comptes à recevoir d'Hydro-Québec. Ces trois sujets reliés sont :

- 1) le délai moyen de réponse (DMR) téléphonique des Services à la clientèle;
- 2) l'enregistrement des appels téléphoniques;
- 3) l'absence d'adéquation entre, d'une part, les contributions tarifaires aux programmes d'efficacité énergétique versées par les ménages à faible revenu et à budget modeste et, d'autre part, leur participation effective à ces programmes.

Croissance des comptes à recevoir

En réponse à la question 31.1 de la demande de renseignements No 1 de la Régie, HQD a produit le tableau R-31.1-A (HQD-13-01, document 1, p. 79) illustrant l'évolution de ses comptes à recevoir pour les années 2008-2009-2010.

La croissance de ces comptes à recevoir, dont la valeur cumulative était de 614 M\$ au 31 décembre 2007 et atteindra 1 040 M\$ à la fin de 2010, démontre l'aggravation de la situation d'endettement d'un grand nombre de ménages québécois. Tel que l'ont confirmé les témoins de HQD lors des audiences, la récession des années 2008-2009 est venue précariser la situation budgétaire de nombreux ménages.

Pour certains de ces ménages, ces difficultés budgétaires se sont résorbées depuis la fin de la récession. Le Distributeur est d'ailleurs parvenu à freiner la

croissance des comptes à recevoir de 0-30 jours et de 31-120 jours, leur valeur cumulative ayant même commencé à se résorber.

Cependant, pour de nombreux autres ménages, les difficultés financières additionnelles subies pendant la récession sont venues aggraver de manière durable une situation budgétaire déjà problématique. Ces ménages, engagés dans une spirale d'endettement, font généralement partie des clients traînant une dette envers Hydro-Québec. Contrairement aux comptes de 0-30 et de 31-120 jours, les comptes à recevoir de 121 jours et + du Distributeur sont d'ailleurs en forte croissance et seront passés de 146 M\$ au 31 décembre 2007 (23,8% de l'ensemble des comptes) à 456 M\$ au 31 décembre 2010 (44,1 % de l'ensemble des comptes).

Ainsi, si les pratiques de recouvrement actuelles d'Hydro-Québec sont maintenues et que la situation économique de ces ménages demeure inchangée, les comptes à recevoir de 121 jours et + continueront d'évoluer à la hausse en 2011 et atteindront des niveaux sans précédent. Les témoins d'Hydro-Québec ont d'ailleurs indiqué en cours d'audience que, parmi le groupe des comptes à recevoir de 121 jours et +, c'est la valeur cumulative des comptes de 300 jours et + qui est en forte hausse. Il s'agit de retards de paiement correspondant à 10 mois de consommation et plus.

Concernant les pratiques de recouvrement d'Hydro-Québec, l'Union des consommateurs a constaté qu'elles ont été resserrées en 2010, ce qui n'a manifestement pas permis de résoudre les problèmes financiers des ménages en difficulté. Ainsi, Hydro-Québec a transmis environ 20 % moins d'avis d'interruption de service en 2010 (environ 100 000 vs 115 à 120 000 en 2009) mais a interrompu le service d'électricité deux fois plus souvent (39 000 interruptions en 2010, dont 35 700 au secteur résidentiel vs 18 641 en 2009) comparativement à la moyenne des années précédentes.

En réponse à la demande d'engagement No 8, HQD indiquait par ailleurs que, au 31 décembre 2009, les comptes à recevoir des clients résidentiels représentaient 80 % de l'ensemble des comptes à recevoir (817 M\$ / 1 021 M\$), dont 92 % des comptes de 121 jours et + (343 M\$ / 372 M\$).

Une telle situation appelle des mesures correctrices appropriées tant du côté des mesures de recouvrement (en aval du problème) que du côté de la réduction de la consommation courante de ces ménages (soit les causes en amont du problème).

Des pratiques de recouvrement adaptées à cette situation, qui prend des proportions alarmantes, consistent notamment en une offre adéquate de service à la clientèle. Or, Hydro-Québec applique une politique de réduction des effectifs à temps complet (ETC) par attrition qui résulte en une diminution nette des ressources affectées aux services à la clientèle dont les services de recouvrement. **Dans les circonstances actuelles, nous soumettons que l'ajout de ressources devrait plutôt être considéré afin de s'assurer :**

- **que tous les clients ayant besoin de prendre une entente de paiement pour étaler le remboursement de leurs dettes puissent avoir accès à de telles ententes et ce, quel que soit leurs revenus disponibles;**
- **que les ententes offertes pour le remboursement soient adéquatement calibrées (montant des paiements mensuels et terme) en fonction des revenus disponibles des clients.**

Par ailleurs, de nombreux cas de clients ayant cumulé des dettes substantielles envers Hydro-Québec sont soumis continuellement à l'Union des consommateurs et ses ACEFs membres. Or, nous pouvons constater que la consommation annuelle d'électricité d'une proportion significative de ces clients excède très largement la consommation moyenne de la clientèle résidentielle d'Hydro-Québec (pour une habitation de même type et de superficie équivalente). Dans ces cas, l'accumulation d'arrérages sur les factures d'électricité est due non seulement à une insuffisance de revenus mais plutôt à la conjugaison de faibles ou modestes revenus avec une consommation excessive due à la piètre qualité du logement. Ces clients contribuent donc plus que la moyenne au financement tarifaire des programmes en efficacité énergétique mais y participent très peu ou pas du tout, par incapacité budgétaire de financer les mesures lourdes de rénovation qui seraient requises pour améliorer la performance énergétique de leur habitation.

Ainsi, l'évolution inquiétante des comptes à recevoir d'Hydro-Québec témoigne d'une situation qui appelle des correctifs à plusieurs niveaux. Ces correctifs correspondent notamment à la plupart des recommandations qui ont été soumises en preuve par l'Union des consommateurs et que nous reproduisons succinctement ci-dessous :

Concernant le délai moyen de réponse (DMR) téléphonique, UC recommande :

- **de présenter distinctement les mesures du temps total d'attente, incluant le temps passé par les clients dans les systèmes de segmentation, des trois types de clientèles correspondant aux trois différents systèmes de segmentation des appels, afin d'obtenir le reflet le plus précis possible de la réalité ;**
- **d'inclure dans les mesures de la rapidité de la réponse téléphonique le temps encouru par les clients dû aux abandons, tant dans les systèmes de segmentation que lors de l'attente d'un représentant;**
- **de fixer à l'horizon 2013 un objectif du temps d'attente total au moins égal ou inférieur à la performance enregistrée en 2005 à cet égard pour les clientèles résidentielle régulière et commerciale;**

- de fixer à l'horizon 2013 un objectif du temps d'attente total inférieur à celui des clientèles résidentielle régulière et commerciale pour les clients résidentiels en recouvrement.

UC demande également à la Régie d'exiger un suivi quant à la rapidité de réponse téléphonique spécifiquement pour les clients résidentiels en recouvrement du Distributeur.

Afin d'améliorer la «traçabilité» et le suivi des appels téléphoniques logés aux Services à la clientèle, notamment ceux relatifs aux ententes de recouvrement, UC recommande :

- qu'un code unique identifiant chaque appel enregistré soit donné aux clients appelant le Distributeur;
- qu'un client croyant avoir été mal servi puisse transmettre le code de l'appel à un département responsable de l'efficience chez le Distributeur afin d'assurer la révision d'un dossier.

Concernant l'absence d'adéquation entre, d'une part, les contributions tarifaires aux programmes d'efficacité énergétique versées par les ménages à faible revenu et à budget modeste et, d'autre part, leur participation effective à ces programmes, l'Union des consommateurs recommande :

- que la Régie demande au Distributeur d'effectuer un suivi sur la caractérisation des ménages à budget modeste, afin de vérifier l'adéquation entre leurs contributions tarifaires aux programmes d'efficacité énergétique et leur participation effective à ces programmes d'efficacité énergétique;
- que la Régie demande au Distributeur de produire un rapport sur la possibilité de créer une catégorie de clientèle spécifique pour les ménages à budget modeste et d'y accorder des budgets à la hauteur de leur contribution financière aux programmes d'efficacité énergétique ou de créer une catégorie conjointe MFR-MBM et d'augmenter les budgets dédiés à cette catégorie en proportion des contributions tarifaires aux programmes d'efficacité énergétique provenant de ces ménages.

Enfin, concernant la proposition du Distributeur à l'effet d'offrir directement aux commerçants une aide financière de 10\$ par téléviseur EnergyStar vendu, UC recommande à la Régie :

- de refuser l'approbation du programme tel qu'il est présenté;
- advenant que la Régie décidait d'approuver le programme et de l'attribuer au secteur résidentiel, que la prime ou le remboursement

de 10\$ soit versé aux clients plutôt qu'aux détaillants afin de respecter le principe de l'utilisateur-payeur.

II. Sujets traités par UC dans le cadre du rapport de l'expert Co Pham

A. Programme Bi-énergie

Dans le cadre du dossier R-3708-2009, la Régie a examiné la possibilité de mettre en place un programme d'aide financière afin de motiver une nouvelle clientèle à se convertir à la bi-énergie (électricité mazout).

Suite aux représentations du Distributeur et malgré les représentations des intervenants dont UC, la Régie rejetait la mise en place d'un tel programme mais demandait au Distributeur *«de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, un programme commercial visant à réduire l'effritement de sa clientèle existante à la bi-énergie, sans affecter le nombre de client actuels de l'industrie du chauffage au mazout»*⁶

La preuve démontre que bien qu'une partie de la clientèle actuelle à la bi-énergie abandonne ce programme pour se convertir au TAE, il n'y a pas à l'heure actuelle d'effritement du parc de la clientèle bi-énergie puisque de nouveaux clients se sont joint à ce parc pendant la même période et ce en nombre supérieur à celui des abandons.

Le parc de la bi-énergie non seulement se maintient mais connaît une légère croissance, et ce sans subvention par le simple attrait de la tarification avantageuse dont bénéficie la bi-énergie.

Considérant la preuve soumise, UC est en accord avec la position du Distributeur à l'effet qu'il n'est ni rentable ni désirable de mettre en place un programme commercial, qui ne viserait que le maintien de la clientèle actuelle à la bi-énergie. (voir rapport de l'expert Co Pham aux pages 4 à 8)

Dans sa décision de se prononcer contre un tel programme, qui selon UC est d'une nature bien différente d'un programme qui irait capter une toute nouvelle clientèle qui ne se chauffe pas du tout à l'électricité, UC se doit de prendre en considération les surplus importants dont dispose à l'heure actuelle et pour encore plusieurs années le Distributeur (rapport de l'expert Co Pham aux pages 8 et 9).

La décision de UC de ne pas favoriser un éventuel programme de subvention aux clients bi-énergie actuels prend également en compte les besoins et les

⁶ D-2010-022 page 109;

coûts en puissance à la pointe dont les données révèlent qu'un tel programme serait non rentable pour le Distributeur et sa clientèle. Ces données, conjuguées aux coûts d'un tel programme et au taux d'opportunité devant être pris en considération force UC à conclure à l'instar du Distributeur, que non seulement un tel programme serait non rentable, mais très coûteux pour les consommateurs.

En conclusion, UC appuie la proposition du Distributeur de ne pas offrir de programme d'aide financière visant le maintien des clients existants au tarif bi-énergie, lorsque ceux-ci devront renouveler leurs équipements.

UC appuie la proposition du Distributeur d'exercer une vigie et un suivi afin de s'assurer du maintien du parc existant i.e. que les abandons sont compensés par de la nouvelle clientèle.

B. Transaction de nature financière

Introduction

Le Distributeur annonce dans la preuve au soutien de sa présente demande tarifaire avoir conclu *«une transaction de nature financière avec le Producteur concernant les quantités d'énergie non différée»*.⁷

Ces transactions décrites plus amplement à la pièce HQD-5, document 1, s'inscrivent selon le Distributeur dans ses outils de gestion des approvisionnements post-patrimoniaux.

Il indique dans sa preuve que malgré les amendements apportés aux conventions d'énergie différée dans le cadre du dossier R-3726, il ne pourra ramener le solde à zéro à l'échéance 2027 entre autres à cause des impacts du dernier budget du gouvernement du Québec qui prévoit une hausse du prix de l'électricité patrimoniale et une hausse des cibles en efficacité énergétique». ⁸ Il conclut qu'il prévoit un solde de 26TWh à l'échéance des conventions soit 2027.

Il indique que la transaction financière conclue avec le Producteur aura pour 2010, un coût de 21.9M\$ pour 1.9TWh, excluant les coûts de puissance que devra toutefois défrayer le Distributeur. En effet selon son interprétation des termes des « contrats » il devrait *«assumer le montant applicable pour la prime fixe lorsque les quantités d'énergie ne sont pas différées»*.⁹ UC soumet que cette interprétation est erronée puisque comme nous l'établirons plus loin l'article 2.1.6

⁷ R-3740, pièce HQD-1 document 1, page 8;

⁸ R-3740, pièce HQD-5 document 1, page 5;

⁹ R-3740, pièce HQD-5 document 1, page 6 ligne 20 :

des conventions¹⁰ stipule au contraire que lorsque l'énergie n'est pas livrée au Distributeur la prime de puissance doit être réduite en conséquence. Or le Distributeur a clairement reconnu qu'il ne prend pas livraison des quantités d'énergie cédées au Producteur.¹¹

Il est également étonnant de constater que le Distributeur convient d'une entente avec le Producteur pour lui céder 1.9TWh en 2010 et prévoit lui céder un autre 1.8TWh en 2011, ce qui représente des quantités très importantes, sur la base de prix du marché extrêmement bas, alors que dans sa preuve il dit avoir limité la revente justement parce que les prix de marché étaient trop bas :

«Enfin, la revente des surplus énergétiques de l'année 2010 sur les marchés de court terme est maintenant évaluée à 0,8 TWh, soit 0,5 TWh de moins que prévu initialement. Cette diminution est en partie attribuable au choix du Distributeur de ne pas revendre de surplus lorsque le prix de revente est inférieur à celui de l'électricité patrimoniale. Lorsqu'une telle situation se produit, il est plus avantageux pour le Distributeur de réduire l'utilisation de l'électricité patrimoniale plutôt que de revendre sur les marchés. »¹²

UC souligne la contradiction apparente des choix du Distributeur soit d'une part d'indiquer qu'il a réduit ses reventes sur les marchés parce que le prix de revente est inférieur à celui de l'électricité patrimoniale et d'autre part qu'il a convenu d'une «transaction financière» avec son affilié pour un bloc de « revente» (ou cession) substantiel, 1.9TWh au moment où les prix de marché sont au plus bas le tout sans l'aval de la Régie. La quantité « revendue » ou « cédée » au Producteur est substantielle, car 1,9 TWh représentent 61% de la capacité énergétique maximale de 3,1 TWh¹³ du contrat de livraisons en base avec le Producteur ($1,9/3,1 \times 100 = 61\%$).

Le Distributeur annonce également qu'il prévoit reconduire en 2011 ces «*transactions de nature financière avec Hydro-Québec Production*» pour une quantité de 1.8TWh au montant de 19.7M\$.¹⁴

Lors des audiences, le Distributeur a indiqué que la décision finale quant à cette 2^{ième} transaction serait prise le ou avant le 31 mars 2011¹⁵. Aucune transaction

¹⁰ « Convention amendée modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité – Livraisons en base – 350 MW – entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production » (Dossier R-3726-2010, HQD-1, Document 3.1) et « Convention amendée modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité – Livraisons cyclables – 250 MW – entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production » (Dossier R-3726-2010, HQD-1, Document 3.2).

¹¹ R-3740, NS, 8 décembre 2010, Vol 2 pages 54-55;

¹² R-3740, pièce HQD-5, document 1, page 7;

¹³ R-3748-2010, HQD-1, Document 2, Annexe 3^E, page 167.

¹⁴ R-3740, pièce HQD-5 document 1, page 14 ligne 8;

¹⁵ R-3640 N.S. 8 décembre 2010, Vol. 2 page 34;

n'est encore signée pour 2011¹⁶ .Il indique également que le Producteur aurait le loisir de refuser de renouveler pour 2011 la transaction conclue en 2010.¹⁷

Le Distributeur indique qu'il n'est pas prévu d'avoir d'autres transactions de cette nature avec le Producteur dans les années futures.¹⁸

UC se doit de souligner que cette entente avec le Producteur aurait été convenue au mois de mai 2010. À ce moment le dossier R-3726, concernant la demande d'approbation des amendements aux conventions d'énergie différée était sous étude devant la Régie, la demande ayant été déposée le 17 mars 2010 et les observations finales du Distributeur le 14 juillet 2010. Or à aucun moment le Distributeur n'a même fait allusion à cette transaction ou à sa possibilité.

Preuve de l'expert de UC

UC a retenu les services d'un expert, M. Co Pham, afin d'examiner cette demande.

Dans son rapport l'expert soulève les problématiques suivantes :

- i) «le Distributeur n'a pas présenté d'évaluation quantitative démontrant qu'il lui serait impossible de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'expiration des contrats de base et cyclable. Il n'a pas expliqué non plus les impacts financiers sur les consommateurs de cette stratégie qu'il qualifie de prévision. Il n'a pas étudié les avantages et inconvénients de la revente d'énergie sur la période 2010-2027 comme un moyen pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée.»¹⁹
- ii) «... la gestion des surplus, notamment le solde du compte d'énergie, vise à résoudre un problème multi-annuel sur un horizon de long terme (17 ans dans le cas du compte d'énergie différée). On note également la nature variable des surplus du Distributeur et du solde du compte d'énergie différée à la fin des conventions amendées.»²⁰
- iii) «Certains événements potentiels pourraient impacter significativement l'évolution des surplus énergétiques du Distributeur d'ici 2027. »²¹ De manière non exhaustive ces événements seraient :

¹⁶ R-3640 N.S. 8 décembre 2010, Vol. 2 page 69;

¹⁷ R-3640 N.S. 8 décembre 2010, Vol. 2 page 75;

¹⁸ R-3640 N.S. 8 décembre 2010, Vol. 2 page 42;

¹⁹ Preuve de UC, Rapport de l'expert Co Pham du 22 octobre 2010, page 12;

²⁰ Preuve de UC, Rapport de l'expert Co Pham du 22 octobre 2010, page 15;

²¹ Preuve de UC, Rapport de l'expert Co Pham du 22 octobre 2010, page 17;

- a) TCE : «. La capacité de production de la centrale TCE est de 4,3 TWh par année, et le Distributeur la considère actuellement dans son bilan en énergie de 2017 à 2023²². Sans compter la production de TCE durant cette période, les surplus énergétiques seraient réduits donc de 30,1 TWh (4,3x7=30,1); le solde du compte d'énergie différée serait à zéro vers 2023, bien avant la fin des conventions d'énergie différée en 2027.»²³
- b) Politique gouvernementale pour les industries : «le gouvernement du Québec pourrait implanter une politique énergétique favorisant une pénétration plus accrue des grandes industries au Québec d'ici 2027»²⁴
- iv) « L'approche du Distributeur est purement déterministe. Celle-ci est confirmée à la pièce HQD-5, Document 1, page 8 et à la pièce HQD-13, document 2, page 36 »²⁵ «(...) et ne lui donne pas de flexibilité pour pouvoir faire face aux éventualités qui n'ont pas été prises en compte dans sa prévision du scénario moyen.»²⁶
- v) «Selon une estimation récente du Distributeur, les prix de revente sur les marchés de court terme en 2010 et 2011 sont les plus faibles de ceux prévus pour la période 2010-2027,»²⁷ « En cédant à perte au Producteur une quantité appréciable d'énergie en surplus au moment où le prix de marché est le plus faible, le Distributeur n'a pas mitigé correctement les risques de marché. (...) il n'a pas pris des mesures appropriées afin de minimiser le coût total des approvisionnements électriques sur la période 2010-2027.»²⁸
- vi) «La disposition des surplus devrait être discutée dans le cadre des états d'avancements des plans d'approvisionnement et dans les prochains plans d'approvisionnement»²⁹ tel qu'indiqué par la Régie :

« Compte tenu de ce qui précède, la Régie souligne l'importance d'un suivi de l'évolution du solde du compte d'énergie différée dans le cadre des états d'avancements des plans d'approvisionnement et dans les prochains plans d'approvisionnement (voir section 5).

*Advenant le cas, jugé « très peu probable » par le Distributeur, où un solde subsisterait au 31 décembre 2020, la Régie évaluera le résultat des négociations avec le Producteur quant à l'établissement du prix de rachat par le Producteur ou quant à l'échéancier de rapatriement du solde par le Distributeur, selon le cas. »*³⁰(nos soulignés)

²² HQD-13, Document 2, page 11, tableau R-9B)-1.

²³ Preuve de UC, Rapport de l'expert Co Pham du 22 octobre 2010, page 17;

²⁴ Preuve de UC, Rapport de l'expert Co Pham du 22 octobre 2010, page 17;

²⁵ Preuve de UC, Rapport de l'expert Co Pham du 22 octobre 2010, page 17;

²⁶ Preuve de UC, Rapport de l'expert Co Pham du 22 octobre 2010, page 18;

²⁷ Preuve de UC, Rapport de l'expert Co Pham du 22 octobre 2010, page 19;

²⁸ Preuve de UC, Rapport de l'expert Co Pham du 22 octobre 2010, page 20;

²⁹ Preuve de UC, Rapport de l'expert Co Pham du 22 octobre 2010, page 22;

³⁰ D-2008-076 à la page 9;

Le Distributeur a par ailleurs reconnu que la stratégie de disposition du solde se discute dans le cadre des plans d'approvisionnement et des états d'avancement, et ce, dans un horizon assez lointain :

« [...] notre objectif, c'est d'arriver en deux mille vingt (2020) avec un solde qui est à zéro. Et on aura l'occasion, plusieurs plans d'approvisionnement pour en discuter, plusieurs états d'avancement également pour [...] discuter de notre stratégie fine de disposition du solde »³¹

- vii) La transaction financière entre le Distributeur et le Producteur ne vise pas la satisfaction des besoins québécois; elle s'applique lorsque les livraisons d'énergie des contrats de base et cyclable ne sont plus requises pour les besoins québécois, de l'aveu même du Distributeur³² (situation de surplus d'énergie) et ceci pour ne pas créer un solde positif à l'expiration des conventions amendée d'énergie différée. Le Distributeur a donc invoqué la décision D-2004-245 pour des fins qui n'ont pas été prévus par cette décision.³³

UC appuie les constats de l'expert Co Pham.

Questionnements de UC

L'étude du rapport de l'expert Co Pham de la preuve du Distributeur et des justifications qu'il présente au soutien sa décision d'effectuer ces «transactions financières» et les témoignages rendus en audience obligent UC à poser les questions suivantes :

- i) La prévision du solde de 26 TWh en 2027 par le Distributeur est-elle raisonnable et adéquatement établie ?
 - ii) Quelle est la nature réelle de la «transaction financière »?
 - iii) L'approbation de la Régie est-elle requise préalablement à la mise en oeuvre de la «transaction»?
 - iv) La prime de puissance devrait-elle être payée au Producteur pour les quantités non livrées et non différées par le Distributeur?
 - v) Autres éléments à prendre en considération (forum, Transparence, affilié, court terme):
-
- i) La prévision du solde de 26 TWh en 2027 par le Distributeur est-elle raisonnable et adéquatement établie ?

Dans sa preuve, le Distributeur indique que :

³¹ D-2008-076, page 9.

³² HQD-5, Document 1, page 6.

³³ Preuve de UC, Rapport de l'expert Co Pham, page 25.

«... la révision de la demande intégrant notamment les impacts du dernier budget du gouvernement du Québec (hausse du prix de l'électricité patrimoniale et hausse des cibles en efficacité énergétique) engendrerait un solde d'un peu plus de 26 TWh du compte d'énergie différée à l'échéance des conventions amendées.»³⁴

Le Distributeur justifie sa demande d'approbation des montants reliés aux transactions financières avec le Producteur en soumettant qu'il ne serait pas en mesure de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'expiration des conventions. Il appuie sa justification en y indiquant que le solde serait de vingt-six térawattheures (26 TWh) à l'échéance des conventions, soit en deux mille vingt-sept (2027).

Pourtant, le Distributeur, dans sa preuve déposée dans le cadre du dossier R-3748-2010, indique qu'en appliquant des moyens de gestion intégrés à ses approvisionnements le solde du compte d'énergie différée serait à 0 TWh pour 2026, le tout tel qu'il appert de la pièce C-7-10³⁵, déposée par UC en audience.

Questionné en audience sur la manière et sur la base de quelles prémisses et informations le Distributeur en arrive à évaluer le solde du compte d'énergie différée à 26 TWh en 2027 alors que dans le dossier R-3748, il présente un solde de 0TWh en 2026, les témoins du Distributeur répondent de manière répétée qu'il en arrive à 26TWh s'il n'y a pas de gestion du solde:

Donc, le vingt-six térawattheures (26 TWh), c'est qu'est-ce qui arriverait si on ne gérait pas, si on ne ferait pas une gestion du solde. Donc, c'est qu'on utiliserait les conventions, on différerait l'énergie du contrat cyclable et l'énergie du contrat de base sans égard au solde. ³⁶ (nos soulignés)

Alors que dans le plan d'approvisionnement le solde est à zéro après gestion du solde :

Donc, ce qu'on a présenté dans le dossier 3726, dans le dossier tarifaire, c'est qu'effectivement c'est que le solde atteignait vingt-six térawattheures (26 TWh) sans gestion du solde.

Donc, ce qu'on fait dans le plan - là vous faisiez allusion au plan hier, donc ça vaut la peine de le prendre avec plus de détails. Effectivement, le solde est de zéro, mais c'est après gestion du solde.³⁷ (nos soulignés)

Donc, la différence entre les deux, le vingt-six térawattheures (26 TWh) et le zéro que vous me parlez dans le plan, c'est vraiment...c'est après gestion du solde, c'est ça la différence.³⁸ (nos soulignés)

³⁴ HQD-5, Document 1, page 5;

³⁵ Dossier R-3748, pièce HQD-1 Document 2 Annexe 5 page 205 et 206 et HQD-1 document 1 page 57;

³⁶ Dossier R-3740, NS 8 décembre 2010, Vol 2 page 27;

³⁷ Dossier R-3740, NS 8 décembre 2010, Vol 2 page 28;

³⁸ Dossier R-3740, NS 8 décembre 2010, Vol 2 page 29;

Il se dégage donc clairement de ces témoignages que la différence entre 26TWh et 0TWh, que l'on retrouve dans deux dossiers à quelques mois d'intervalle est due uniquement au fait que dans un cas il y a gestion du solde et dans l'autre non.

Or de l'admission même du Distributeur il gère de manière rigoureuse ses approvisionnements :

Q. ...ce que ça veut dire « sans gestion » parce que l'expérience a démontré qu'en principe, le Distributeur gère ses approvisionnements, ! Vous ne les laissez pas là comme ça sans gestion. On s'entend?

R. Tout à fait.

Q. [36] Il y a une gestion qui se fait au jour le jour.

R. Oui, rigoureuse, oui. ³⁹ (nos soulignés)

Pourtant, l'établissement de la valeur prévue de 26TWh présentée au présent dossier s'est fait sans prendre en considération une gestion rigoureuse et sans planification de gestion du solde :

Ce qu'on a démontré c'est que si on ne faisait rien, c'est qu'on gardait les surplus que ça générerait donc la nouvelle demande et les appro qu'on avait et que si on laissait aller les choses et qu'on mettait l'énergie du contrat cyclable et l'énergie du contrat en base dans le sol(de) parce que c'était requis, les surplus étaient présents pendant vingt ans, dix-sept ans en été notamment, du mois de mai en octobre. ⁴⁰

Il appert plutôt clairement de la preuve que le solde de 26TWh allégué par le Distributeur découle d'une absence de planification et du choix illogique de traiter en vase clos (source par source) sans apparence de gestion rigoureuse, une source et un outil d'approvisionnement dont il a pourtant été convenu à l'origine pour une meilleure gestion des approvisionnements (tous) du Distributeur.⁴¹

Celui-ci reconnaît d'ailleurs que dans le cadre du présent dossier il a retenu l'hypothèse que TCE est en opération à compter de 2017 il n'a fait aucune réflexion sérieuse quant à cette ressource contrairement à ce qui est fait dans le cadre du dossier R-3748 :

R. C'est ça. L'hypothèse principale qu'on retient, c'est que TCE est en mode suspension jusqu'au trente et un (31) décembre deux mille seize (2016), donc...

Q. [74] Et après?

R. Après ça, il est supposé là, à des fins de planification, on s'entend encore une fois, il est en opération.

(...)

³⁹ Dossier R-3740, NS 8 décembre 2010, Vol 2 page 30;

⁴⁰ Dossier R-3740, NS 8 décembre 2010, Vol 2 page 31;

⁴¹ D-2008-76 et D2010-099;

R. À partir de deux mille dix-sept (2017). (...) Si c'est la question que vous me posez, j'affirme que oui, dans nos simulations, TCE est supposé en opération à compter du premier (1er) janvier deux mille dix-sept (2017).⁴² (nos soulignés)

Pourtant, comme le souligne l'expert Co pham dans son rapport, la continuation de la suspension de TCE pour les années 2017 à 2023 représente un volume de 30.1TWh⁴³. Cette possibilité, dans le cadre d'une gestion rigoureuse, devait être explorée par le Distributeur. Ne pas l'avoir fait est illogique, considérant les décisions rendues à ce jour sur cet aspect.⁴⁴

L'explication chiffrée du Distributeur sur la détermination de cette valeur de 26 TWh a été demandée en audience et a fait l'objet de l'engagement suivant :

« Engagement no 7 :

Produire une explication chiffrée ou fournir les données sur la base desquelles le Distributeur a conclu, qu'en 2027, il y aurait un solde de 26 TWh d'énergie différée et fournir le justificatif.»⁴⁵.

Le Distributeur a déposé sa réponse à cet engagement après qu'UC ait présenté sa preuve. La réponse du Distributeur comporte une courte explication et une page de valeurs chiffrées (HQD-15, Document 6, pages 3 et 4).

L'examen du bilan en énergie présentée à cette pièce⁴⁶ montre que le solde de 26 TWh en 2027 a été calculé en supposant que TCE fournira sa pleine capacité de 4,3 TWh par an de 2017 à 2025 (soit une période de 9 ans pour une quantité totale de 38,7 TWh), et de 2,9 TWh en 2027. Le Distributeur mentionne que : « À des fins de planification, les livraisons associées au contrat avec TCE sont toutefois suspendues jusqu'au 31 décembre 2016 »⁴⁷. Les informations contenues à cet engagement sont conformes à ce qui a été présenté en audience par les témoins du Distributeur.

UC souligne toutefois que contrairement au présent dossier, dans le cadre du dossier R-3748 le Distributeur prévoit, la modulation des livraisons de la centrale de TCE afin de ne prendre livraison d'énergie de TCE qu'en hiver ce qui réduit par conséquent les surplus énergétiques du Distributeur :

« Modulation des livraisons de la centrale de TCE

Le Distributeur est intéressé à accroître la flexibilité du contrat avec TCE en visant un apport de sa centrale à Bécancour spécifiquement en période d'hiver. Des discussions se poursuivront avec TCE en vue de parvenir à une option de

⁴² Dossier R-3740, NS 8 décembre 2010, Vol 2 pages 47 et 48;

⁴³ Preuve de UC, Rapport de l'expert Co Pham du 22 octobre 2010, page 17 et HQD-13 document 2, page 11 tableau R-9B-1;

⁴⁴ D-2010-109, D-2007-134, D2008-114, D-2009-125;

⁴⁵ R-3740, NS 8 décembre 2010, Vol 2 page 49;

⁴⁶ R-3740, pièce HQD-15 document 6 page 4;

⁴⁷ R-3740, pièce HQD-15 document 6 page 3;

suspension qui admettrait des livraisons modulables, selon la période de l'année, et qui permettrait que le contrat avec TCE contribue à la satisfaction des besoins en puissance et en énergie en hiver »⁴⁸.

La planification du Distributeur, présentée dans son Plan d'approvisionnement 2011-2027, indique une réduction de la contribution de TCE de 2,9 TWh par année à partir de 2017, soit 31,9 TWh sur la période de 2017 -2027. (2,9 TWh x 11 = 31,9 TWh)⁴⁹.

Il se dégage de cette preuve que, par une planification intégrée et une gestion rigoureuse de ses diverses sources d'approvisionnement, ce que doivent d'ailleurs permettre les conventions d'énergie différée, le Distributeur peut en planifiant réussir à réduire le solde du compte d'énergie différée de manière notable sinon complète. La situation des surplus lorsque considérée dans son ensemble et non en vase clos est donc loin d'être aussi alarmante et urgente que ce que soutient le Distributeur dans le présent dossier.

Il est donc surprenant que dans le cadre du présent dossier, face à des surplus pluriannuels importants, la planification et la gestion des surplus n'aient pas pris en compte une extension de la suspension des opérations de TCE ou une réduction de ses livraisons d'énergie. La suspension de TCE pour une seule autre année, soit au 31 décembre 2017, « à des fins de planification », selon l'expression du Distributeur, réduirait le solde de plus que ce que représente la vente des 3,8 TWh au Producteur en 2010 et 2011. Cette approche est réaliste et doit être prise en considération par la Régie puisque l'Entente signée entre TCE et HQD prévoit que la période de suspension peut être prolongée, **année après année**, sous réserve de l'approbation de la Régie⁵⁰.

De plus, ce scénario, faisant appel à la suspension prolongée de TCE, plutôt qu'aux transactions présentées au présent dossier, aurait permis d'éviter au Distributeur, donc à sa clientèle, de payer des sommes importantes en 2010 et 2011, et de disposer d'un peu plus de temps pour évaluer la situation de façon approfondie. Cette évaluation aurait alors pu se faire dans le cadre approprié prévu par la Régie, soit celui du Plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur :

[61] La situation telle que présentée est donc préoccupante, tant au plan des outils d'approvisionnement dont dispose le Distributeur que de l'impact économique du solde du compte d'énergie différée en cas de rachat par le Distributeur à l'échéance des conventions. Le dossier du plan d'approvisionnement 2011-2020 représentera l'occasion pour le Distributeur de présenter et de justifier ses prévisions de besoins en énergie et en puissance sur cette période, ainsi que tous les moyens qu'il entend prendre pour répondre à ses besoins, y compris, le cas échéant, l'absence de besoins supplémentaires. Le Distributeur devra démontrer qu'il maximisera l'utilisation de ses

⁴⁸ Dossier R-3748-2010, HQD-1, Document 1, page 42, lignes 5 à 9;

⁴⁹ Dossier R-3748-2010, HQD-1, Document 1, page 44, tableau 4.4-1;

⁵⁰ D-2009-125, page 18 paragraphe 54;

contrats d'approvisionnements afin de pallier à un moindre coût à des variations imprévues à la baisse ou à la hausse de la demande sur la période 2011-2020.⁵¹

En poursuivant le prolongement de la suspension de TCE pour un certain nombre d'années de plus que « planifié », ou en examinant la possibilité de transformer TCE en une centrale d'appoint, le solde prévu en 2027 serait moins élevé que les 26 TWh calculés par le Distributeur, et le Distributeur conserverait le plein usage d'un outil de gestion et d'approvisionnements moins dispendieux.

Force est de constater que la valeur soumise de 26 TWh est arbitraire et non réaliste et ne doit pas être considérée comme une indication valable et raisonnable de la gravité alléguée du solde à l'échéance des conventions.

Dans le présent dossier, l'approche déterministe du Distributeur, telle que soulignée par l'expert Co Pham⁵², pour étudier l'évolution des besoins et des moyens de gestion des surplus résulte erronément en une conclusion alarmante relativement à la gravité du solde du compte d'énergie différée à échéance. L'action qui en découle soit la cession de 1.9TWh sur un an plutôt que des reventes de plus petites quantités sur plusieurs années, sur la base d'une planification intégrée de long terme, est préjudiciable pour les consommateurs québécois et somme toute n'avantage que le Producteur qui en plus de bénéficier financièrement de la transaction s'assure une réserve d'énergie supplémentaire en période de faible hydraulité.

Finalement, le bilan en énergie et l'évolution du compte d'énergie différée sont présentés par le Distributeur dans sa réponse à l'engagement no 7 à partir de 2011 seulement, sans montrer le point de départ connu par la Régie et les intervenants, par exemple l'année 2009. Il serait donc difficile pour ces derniers d'apprécier le réalisme des données utilisées par le Distributeur pour son évaluation. Il s'agit d'un détail qui s'ajoute à la faiblesse principale de l'approche du Distributeur de considérer de façon déterministe l'évolution à long terme des besoins et des moyens de gestion des surplus⁵³.

En conclusion, la valeur du solde de 26 TWh en 2027 tel que calculée par le Distributeur ne peut servir de justification sérieuse pour soutenir sa thèse de gravité et d'urgence d'agir et ne peut soutenir sa décision de céder (via des transactions financières) à perte au Producteur des quantités importantes d'énergie en 2010 et prévue pour 2011, dans un contexte où les prix de marché sont très bas, plutôt que de différer cette énergie en utilisant les conventions amendées récemment approuvées par la Régie.

⁵¹ D-2010-099 page 15;

⁵² Preuve de UC, Rapport de l'expert Co Pham du 22 octobre 2010, page 17 à 18.

⁵³ Voir les pages 17 à 18 du rapport de l'expert Co Pham pour une discussion sur les événements potentiels pouvant changer l'évolution des surplus du Distributeur et sur le caractère déterministe de l'évaluation des surplus et du solde du compte d'énergie différée du Distributeur.

Le but de ces amendements adoptés à l'été 2010, était justement d'augmenter la flexibilité du Distributeur dans sa gestion des surplus et du solde du compte d'énergie différée.

Dans ce contexte, vu le manque de justification bien fondée, UC demande à la Régie de ne pas prendre les coûts de ces transactions en considération dans le calcul du revenu requis du Distributeur.

ii) **Quelle est la nature réelle de la «transaction financière»?**

La preuve du Distributeur n'établit pas clairement la nature juridique et réglementaire de la «transaction» conclue avec le Producteur. Et ce bien que celui-ci semble vouloir que la Régie les considère comme de simple vente, transaction de court terme⁵⁴.

Dans sa preuve, le Distributeur indique avoir convenu avec le Producteur *«d'une transaction financière, réalisée en vertu de la Convention d'achat et de vente d'électricité en place entre les parties»*.⁵⁵

Lors de son témoignage en audience le Distributeur indique de manière alternative qu'il s'agit d'une vente, d'une transaction qui s'apparente à une vente ou d'une modification au Convention d'énergie différée pour aller chercher encore plus de flexibilité :

Dans ce cas-ci, c'est la même chose, c'est une entente comme celle-là dans laquelle on dit qu'on peut vendre ou remettre, je vais prendre des termes, jusqu'à celle avec le Producteur, en fait avec le contrat de base jusqu'à trois cent cinquante mégawatts (350 MW). Donc c'est ce qu'on ne prend pas, l'énergie ne pouvant être différée, ce n'est pas écrit dans l'entente comme ça, c'est une vente, c'est une vente.⁵⁶ (nos soulignés)

Donc, la transaction en soi, c'est, on le dit souvent, un règlement financier, ça s'apparente à une vente. Donc, c'est le moyen dont on dispose, c'est le moyen qu'on utilise pour rétablir l'équilibre.⁵⁷ (nos soulignés)

L'autre chose qu'on a regardée, c'est plutôt, à même le contrat, ce qu'on a fait, là, on s'est assis avec le Producteur puis on a regardé si on ne pouvait pas aller chercher de la flexibilité.

⁵⁴ Argument du Distributeur présenté le 17 décembre 2010;

⁵⁵ R-3740, HQD-5 document 1 page 5;

⁵⁶ R-3740, NS, 8 décembre 2010, Vol 2 pages 54-55;

⁵⁷ R-3740, NS, 8 décembre 2010, Vol 2 pages 76-77;

Donc, ce qu'on présente dans le dossier, la fameuse transaction, c'est ça.⁵⁸ (nos soulignés)

La mécanique et l'application de la transaction sont décrites lors des audiences par les témoins. Il appert clairement de cette description que l'énergie «cédée» au Producteur bien qu'elle ne soit pas différée par le Distributeur ne lui est pas non plus livrée. En effet en vertu de cette «nouvelle entente» le Distributeur ne prend possession que des quantités qu'il requiert pour son propre usage.

Donc, on prend livraison de ce qui est requis. Et le reste, là, à deux heures d'avis pour le contrat cyclable, je pense que c'est vingt-quatre (24) heures d'avis de contrat de base, on ne prend pas de ce qui n'est pas requis, et on compense la différence entre New York M moins cinq et le prix du contrat.⁵⁹

Donc ce qu'on prend juste les quantités fines qu'on a besoin et la différence. Je vais vous donner un exemple. À une heure donnée, on a besoin de trois cents mégawatts (300 MW) bien le cinquante mégawatts (50 MW) n'est pas livré. C'est un règlement financier, c'est une transaction. Ce qu'on met là le vingt et un point neuf millions (21,9 M), c'est la somme de toutes ces petites quantités-là...⁶⁰

La balance, l'énergie ni livrée, ni différée (seule option possible en vertu des contrats de base et cyclable et des conventions d'énergie différée qui leur sont applicables) est conservée par le Producteur. Dans les faits l'obligation du Producteur de livrer, par exemple 350MW selon le contrat de base, est réduite tacitement et par entente de gré à gré des quantités non requises pour livraison par le Distributeur :

C'est un règlement financier, il n'y a pas de transaction physique. Donc dans le fond nous ce qu'on devrait faire selon les modalités du contrat en base quand on ne le diffère pas, c'est de prendre l'énergie, prendre livraison du contrat en base comme le prévoit le contrat. On ne veut pas le prendre dans le sens qu'il y en a trop, on a des surplus.⁶¹

On avance comme ça. À chaque journée, là, il y a des gens chez nous qui envoient des cédules de programmation pour dire : voici aujourd'hui pour les vingt-quatre (24) heures de la journée, là, pour vendredi, samedi, on prend ça, et le reste, le delta, là, ça fait partie du vingt et un point neuf millions (21,9 M\$) pour le dossier tarifaire.

Q. [105] Cette flexibilité-là qui vous est donnée par le Producteur, ...(...)

Q. [106] Est-ce qu'elle est consignée dans un document quelque part?

⁵⁸ R-3740, NS, 8 décembre 2010, Vol 2 page 62;

⁵⁹ R-3740, NS, 8 décembre 2010, Vol 2 page 62;

⁶⁰ R-3740, NS, 8 décembre 2010, Vol 2 pages 54-55;

⁶¹ R-3740, NS, 8 décembre 2010, Vol 2 pages 54-55;

R. Elle n'est pas consignée dans un document. Je viens de la décrire.

Q. [107] C'est de gré à gré que vous faites ça avec le Producteur alors?

R. C'est la résultante.⁶² (nos soulignés)

UC soumet à la Régie que quelque soit le nom ou la désignation que le Distributeur donne à cette «transaction» il s'agit dans les faits d'un amendement aux conventions d'énergie différée ayant amendé les contrats de base et cyclable que le Distributeur et le Producteur ont négocié et que la Régie a approuvé dans le cadre de divers dossiers.

Le Distributeur reconnaît d'ailleurs qu'il s'est assis avec le Producteur pour aller chercher plus de flexibilité dans le cadre de son contrat de base⁶³, et qu'une autre contre partie ne pouvait lui offrir cette flexibilité⁶⁴.

R. Bon. L'appel d'offres on a répondu à ça. Le produit en soi qu'on obtient par le biais de ces transactions-là il y a deux, il y a l'aspect flexibilité, il y a l'aspect économique. Donc, l'aspect flexibilité, la raison propre de la transaction c'est pour ça qu'il n'y a pas d'appel d'offres. C'est que le produit par lui-même n'est pas disponible sur le marché.

Donc, c'est un produit, dans le fond c'est que c'est une vente à des horizons de deux heures à vingt-quatre (24) heures, des quantités variant de zéro (0 MW) à trois cent cinquante mégawatts (350 MW) sous un horizon de six mois. Donc, un produit standard qu'on va acquérir par appel d'offres par dispense ce n'est pas un produit comme ça. Le produit par dispense par appel d'offres c'est cinquante mégawatts (50 MW), des périodes précises, un point de livraison précis fixé d'avance. Ce n'est pas ça du tout. ⁶⁵

Soyons réaliste si personne ne peut offrir cette flexibilité c'est qu'elle est directement liée et ne peut exister que dans le cadre des contrats de base et cyclable et des conventions d'énergie différée qui les ont modifiées.

En effet contrairement aux contrats et aux modifications qui leur ont été apportées par les conventions d'énergie différées la nouvelle transaction permet dans les faits au Distributeur d'annuler, en payant la différence de prix entre le contrat et le prix de marché NYISO +, une partie de ses livraisons dues contractuellement. Cette quantité n'est pas fixe et pourra varier au gré du Distributeur.

Qualifier erronément cette transaction de vente, permet toutefois au Producteur, en allégeant cette vente fictive de réclamer le paiement de la prime de puissance. UC soumet que la Régie ne doit pas accepter cette interprétation erronée des faits.

⁶² R-3740, NS, 8 décembre 2010, Vol 2 page 64;

⁶³ R-3740, NS, 8 décembre 2010, Vol 2 page 62;

⁶⁴ R-3740, NS, 7 décembre 2010, Vol 1 page 202;

⁶⁵ R-3740, NS, 7 décembre 2010, Vol 1 page 202;

Dans les faits les parties ont devancé en le modifiant légèrement, l'application de l'article 2.2.8 des conventions amendées modifiant les contrats pour les livraisons en base et cyclable, en permettant au Producteur d'acquérir dès 2010, (plutôt qu'à échéance), des quantités d'énergie qui selon la présomption du Distributeur dans le présent dossier, créeraient un solde positif à l'échéance si elles étaient différées.

UC soumet respectueusement que la transaction financière décrite par le Distributeur et convenue avec le Producteur est dans les faits un nouvel amendement aux conventions amendées modifiant les contrats d'approvisionnement d'électricité, livraison de base 350MW et livraisons cyclable 250MW, conclus entre le Producteur et le Distributeur.

iii) **L'approbation de la Régie est-elle requise préalablement à la mise en oeuvre de la «transaction»?**

UC soumet que tout amendement aux conventions d'énergie différée et aux contrats d'approvisionnement auxquels elles s'appliquent doivent être préalablement approuvées par la Régie pour être valable (article 74.2 LRE).

Le Distributeur ne pouvait, sans l'approbation de la Régie conclure l'entente qu'il présente comme une simple «transaction financière» de court terme dans le cadre du présent dossier.

Dans ces circonstances l'entente est conclue irrégulièrement. UC soumet que la Régie devrait refuser d'inclure au revenus requis le montant de 21.9 M\$ pour la transaction de 2010 et celui de 19.7M\$ prévu pour 2011. La Régie devrait indiquer au Distributeur qu'il devra dans le cadre approprié demander l'approbation de la transaction amendant les conventions, qu'il prévoit possiblement conclure en 2011.

Toutefois cette transaction pour 2011, n'ayant toujours pas été conclue et celle-ci étant dépendante entièrement de la volonté, non connue à ce jour du Producteur, UC soumet que le montant de 19.7M\$ ne devrait sous aucune considération être accepté par la Régie dans le calcul du revenus requis de la présente demande tarifaire.

L'étude et l'approbation de cette demande d'amendement auraient dû avoir lieu soit dans le cadre d'un dossier visant l'approbation de cette modification aux conventions soit dans le cadre du dossier du plan d'approvisionnement. UC rappelle que la suspension de TCE requiert l'approbation de la Régie pour chaque année de suspension sur l'examen d'un dossier distinct. De même, les amendements aux contrats de base et cyclables et aux conventions d'énergie

différée requièrent l'approbation de la Régie et ce conformément à l'article 74.2 de la LRE.

UC soumet également que le Distributeur ne peut considérant les circonstances dans lesquelles cette entente a été convenue avec le Producteur prétendre à l'urgence pour demander une approbation rétroactive. Le Distributeur ne peut non plus imposer cette «transaction non autorisée» à la Régie et en imposer les coûts à sa clientèle.

UC soumet que le forum approprié pour procéder à l'étude et l'approbation de telle transaction est soit une demande d'amendement aux conventions sous l'article 74.2 dans un dossier spécifique à cet effet ou dans le cadre du plan d'approvisionnement.

À cet effet lorsque questionné en audience par la Présidente Me Duquette les témoins du Distributeur indiquent :

Donc, dans le Plan d'appro, je vous dirais, ce n'est pas la transaction en soi qui devrait faire l'objet de la discussion, à mon humble avis, c'est plus de la discussion sur la gestion du sol(de) du compte d'énergie différée.⁶⁶

Pourtant selon la preuve du Distributeur, cette transaction a pour unique but d'être un outil de gestion du solde du compte d'énergie différée et le seul motif invoqué à son soutien est qu'il permettrait de réduire ce solde évalué dans le cadre du présent dossier par le Distributeur à 26TWh.

Les témoins du Distributeur indiquent également que cette transaction en est une de court terme :

il y a des suivis administratifs qui sont faits suite aux transactions de court terme qui sont réalisées, tout ça. Donc, tout l'encadrement est déjà prévu pour ce type de transaction-là, une transaction de court terme réalisée en vertu de ces conventions- là.⁶⁷

Or la décision D-2004-245, indique qu'un contrat de court terme en est un de moins de trois mois⁶⁸. Cette définition est d'ailleurs confirmée dans la décision D-2007-44⁶⁹. Dans le présent dossier, les transactions prévues couvrant une période de 8 mois pour 2010⁷⁰ et étant envisagé pour 12 mois pour 2011⁷¹;

⁶⁶ R-3740, N.S. 8 décembre 2010, Vol 2 page 78;

⁶⁷ R-3740, N.S. 8 décembre 2010, Vol 2 page 79;

⁶⁸ D-2004-245 page 4;

⁶⁹ D-2007-44 page 3;

⁷⁰ De mai à décembre 2010 (8 mois) selon le Distributeur (HQD-13, Document 1, page 57, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 de la Régie, tableau intitulé « calcul du montant relatif à la transaction financière pour 2010 »). La période de 8 mois est également indiquée par le Distributeur dans sa réponse à l'engagement no 6 à la demande de UC, pièce HQD-15, Document 5, page 3.

elles ne peuvent être qualifiées de transaction de court terme soit de moins de trois mois.

UC conclut que les transactions ne peuvent être qualifiées de transaction de court terme.

iv) La prime de puissance devrait-elle être payée au Producteur pour les quantités non livrées et non différées par le Distributeur?

UC soumet que si la Régie reconnaît le bien fondé de son argument relativement au fait que la «transaction» constitue un amendement aux conventions elle devra également reconnaître que la prime de puissance qui a été payée sur les quantités d'énergie conservées par le Producteur a été payé sans droit.

Sans préjudice à ce qui précède UC ajoute qu'à la pièce HQD-5, Document 1, page 7, lignes 1 à 2, le Distributeur a reconnu qu'il accusera une perte de 21,9 M\$ relativement à la vente de 1,9 TWh en 2010 au Producteur. Essentiellement, cette quantité d'énergie représente celle qui aurait pu être différée selon la convention d'énergie différée du contrat de base de 350 MW⁷². La perte totale reliée à cette vente dite « transactions financières entre le Producteur et le Distributeur » sera toutefois plus élevée que les 21,9 M\$, compte tenu du paiement de la prime fixe de puissance que devra effectuer le Distributeur au Producteur.

En effet, le Distributeur a confirmé en audience que la prime fixe s'ajoute au montant de 21,9 M\$:

Q. [19] Donc, en plus du vint et un point neuf (21,9 M\$) vous avez une prime fixe à payer qui est la prime fixe du contrat?

R. Tel que prévu au contrat, oui.⁷³

Dans sa courte description de ses « transactions financières avec le Producteur », le Distributeur écrit ce qui suit relativement à la prime fixe :

« Par ailleurs, et tel que prévu aux contrats, le Distributeur doit assumer le montant applicable pour la prime fixe lorsque les quantités d'énergie ne sont pas différées. »⁷⁴

⁷¹ De janvier à décembre 2011 (12 mois) selon le Distributeur (HQD-13, Document 1, page 59, Réponses du Distributeur à la demande de renseignements no 1 de la Régie, tableau intitulé « calcul du montant relatif à la transaction financière pour 2011 »).

⁷² On ne traite pas dans cette section le cas du contrat cyclable; le Distributeur a reconnu que « aucun montant relatif à la transaction avec le Producteur pour des livraisons du contrat cyclable n'est considéré pour les coûts d'approvisionnements de l'année 2010 » (HQD-5, Document 1, page 7, lignes 7 à 9).

⁷³ R-3740, N.S. 8 décembre 2010, Vol 2 page 23;

⁷⁴ pièce HQD-5, Document 1, page 6, lignes 20 à 21;

Pourtant le contrat ⁷⁵ prévoit à l'article 2.1.6 une réduction du prix de la puissance contractuelle en fonction du taux de livraison horaire réduit. Or dans le cas présent il a été convenu avec le Producteur que les quantités qui ne sont pas livrées mais auraient autrement été différées sont conservées par le Producteur.

Notons qu'aucune des options prévues aux conventions n'est dans les faits exercée par le Distributeur. Dans le présent dossier le Distributeur semble vouloir indiquer que si ces quantités ne sont pas différées elles sont automatiquement livrées, mais il serait tout aussi juste de prétendre que si elles ne sont pas livrées elles sont automatiquement différées, et que dans le cas présent le Producteur prend possession de partie des quantités différées pour l'année 2010. Finalement quel que soit l'angle sous lequel cette transaction est considérée, il faut conclure qu'elle vient modifier la finalité et le but des conventions d'énergie différée et les contrats d'approvisionnement auxquels elles se rattachent .

Suite au contre-interrogatoire de UC du 8 décembre le Distributeur a pris l'engagement⁷⁶ de fournir le montant de la prime fixe associée à la vente de 1,9 TWh au Producteur en 2010. Dans sa réponse à l'engagement no 6, **le Distributeur établit à 18,6 M\$ le montant associé à la prime fixe de puissance pour 2010:**

« Réponse à l'engagement no 6 :

Le coût total du paiement de la puissance (prime fixe) associée au contrat de base pour l'année 2010 est évalué à 23,3 M\$ (pour 10 mois). Ce coût est inclus dans le montant de 72,2 M\$ présenté au tableau R-22.1 en réponse à la question 22.1 de la demande de renseignements no.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1, page 53. Compte tenu que les quantités de

1,9 TWh faisant l'objet d'un règlement financier s'appliquent sur une période de huit mois, soit de mai à décembre 2010, le montant pour le paiement de la puissance pour la période correspondante est de 18,6 M\$. »⁷⁷

UC comprend que le montant de 18,6 M\$ a été calculé au prorata par le Distributeur sur la base d'un montant total de prime fixe de 23,3 M\$ calculé pour 10 mois ($23,3 \text{ M\$} \times 8 \text{ mois} / 10 \text{ mois} = 18,6 \text{ M\$}$).

Le Distributeur a reconnu dans la réponse citée précédemment que les 18,6 M\$ de prime fixe payés au Producteur, sont reliés au 1,9 TWh cédés au Producteur selon la nouvelle entente et ce sur une période de huit mois, soit de mai à décembre 2010.

La renonciation par le Distributeur à cette livraison de 1,9 TWh en faveur du Producteur en 2010 emporte un coût total de 40,5 M\$, soit la somme de 21,9 M\$ pour l'énergie et 18,6 M\$ pour la prime fixe de puissance.

⁷⁵ Convention amendée modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité livraison en base 350MW, entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production, et il en des de même pour la livraison cyclable de 250MW;

⁷⁶ Engagement numéro 6;

⁷⁷ Pièce HQD-15, Document 5, page 3;

Pour 2011, le Distributeur prévoit reconduire les « transactions financières » avec le Producteur pour 1,8 TWh pour un montant de 19,7 M\$:

« Tel que mentionné à la section 2.2.1, le Distributeur reconduira en 2011 les transactions de nature financière avec Hydro-Québec Production concernant les quantités d'énergie ne pouvant plus être différées. À ce titre, un montant de 19,7 M\$ est inclus dans les coûts des approvisionnements de l'année 2011, correspondant à 1,8 TWh du contrat comportant des livraisons en base. »⁷⁸

Comme la quantité d'énergie et le montant mentionné par le Distributeur pour 2011 sont du même ordre de grandeur de ceux estimés pour 2010, UC est justifiée de présumer que le montant de 19,7 M\$ pour la vente de 1,8 TWh en 2011 ne comprend pas la prime fixe de puissance.

L'application du même traitement que 2010, permet de calculer la prime fixe de 2011 au prorata des quantités d'énergie mentionnées. **Ainsi la prime fixe de 2011 serait de 17,6 M\$** (18,6 M\$ de prime fixe pour 1,9 TWh en 2010; 17,6 M\$ pour 1,8 TWh en 2011) [$18,6 \times 1,8/1,9 = 17,6$ M\$].

Le coût total pour le Distributeur de cette même « transaction » en 2011 serait donc de 37,3 M\$, soit la somme de 19,7 M\$ pour la composante énergie, et 17,6 M\$ pour la prime fixe de puissance (19,7+17,6=37,3).

Les coûts estimés totaux de ces transaction pour Distributeur pour 2010 et 2011 seraient de 77,8 M\$, soit la somme des coûts de 40,5 M\$ pour 2010 et 37,3 M\$ pour 2011. Le montant de 77,8 M\$ est largement supérieur à la valeur de 41,6 M\$ indiquée explicitement par le Distributeur, puisque cette valeur n'inclut pas la prime fixe de puissance qu'il estime payable.

Si la Régie acceptait de valider les transactions financières telles que proposées par le Distributeur, le Producteur recevra un total 77,8 M\$ en 2010 et en 2011, pour conserver 3,7 TWh (1,9+1,8=3,7), sans que la clientèle du Distributeur ne tire de bénéfices de ces paiements et de cette cession d'une partie de l'énergie consentie en vertu des conventions⁷⁹.

Dans la réponse du Distributeur à l'engagement no 6, à la pièce HQD-15, Document 5, page 3, le Distributeur explique qu'il doit payer une prime fixe de puissance pendant 8 mois, soit de mai à décembre 2010, période pendant laquelle il laisse de l'énergie en surplus au Producteur sous forme de transactions financières, et ce bien qu'il n'y ait aucune livraison physique de cette énergie.

⁷⁸ Pièce HQD-5, Document 1, page 14, ligne 6 à 10;

⁷⁹ Convention amendée modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité livraison en base 350MW, entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production, et il en des de même pour la livraison cyclable de 250MW;

Il y explique le calcul du paiement de la prime fixe de puissance comme suit :

*« Le calcul du montant de 23,3 M\$ se détaille comme suit :
(350 MW * 84,90 \$/kW-an * 10/12 * 0,94) * 1 000 = 23,3 M\$*

où

- Le prix de la puissance du contrat de base en 2010 correspond à 84,90 \$/kW-an (80 \$/kW-an en \$2007 indexé à 2%);*
- La fraction des heures pendant lesquelles le Distributeur n'a pas différé les livraisons du contrat de base est de 10 mois sur 12 (le Distributeur a différé l'ensemble de l'énergie du contrat de base des mois de mars et avril 2010);*
- Le coefficient de livraison contractuel est de 94%. »⁸⁰*

Selon la compréhension de UC de la réponse précitée, le montant de la prime fixe de puissance de 23,3 M\$ a été calculé par le Distributeur sur une base de 10 mois, soit de janvier à février pour la consommation par la clientèle du Distributeur, et de mai à décembre – 8 mois – lors de la cession d'énergie au Producteur. Le Distributeur ne paye pas de prime fixe de puissance pendant la période de 2 mois de mars à avril, puisque pendant cette période, il a différé l'ensemble de l'énergie de base, tel que l'indique la réponse du Distributeur à l'engagement no 6.

Donc, pour les mois où le Distributeur diffère de l'énergie, il ne paye pas la prime fixe de puissance⁸¹. C'est un des avantages de l'option « Différer de l'énergie » et UC demande à la Régie d'en tenir compte dans son appréciation de la décision du Distributeur.

UC soumet qu'il est déraisonnable et injustifié que les consommateurs payent pour la prime fixe de puissance d'un produit qui n'a pas été livré aux consommateurs. L'article 2.1.6 des conventions amendées (livraisons en base de 350 MW et livraisons cyclables de 250 MW) indique clairement que le montant à payer pour la puissance se calcule en fonction du taux de livraison horaire réduit (TLR); sans livraison, le montant à payer pour la puissance est nul. UC soumet que puisque le Producteur conserve cette énergie, il ne peut réclamer le paiement de la puissance correspondante.

Dans l'éventualité où la Régie décidait, malgré les recommandations et demandes de UC d'accepter et valider la «transaction financière» entre le Producteur et le Distributeur, UC recommande à la Régie de retirer du calcul du revenus requis les montants correspondant à la prime fixe de

⁸⁰ Pièce HQD-15, Document 5, page 3;.

⁸¹ Selon la compréhension de UC, ceci est conforme avec l'article 2.1.6 de la convention amendée de mars 2010 approuvée par la Régie. Selon cet article, le montant à payer par le Distributeur pour la puissance est calculé en fonction, entre autres, du taux de livraison horaire réduit (TLR). Lorsque l'énergie est différée, le taux de livraison horaire réduit est nul; par conséquent, le montant à payer pour la puissance sera nul également.

puissance pour l'énergie qui n'a pas été livrée au Distributeur mais est simplement conservée par le Producteur.

En effet UC soumet qu'en acceptant de payer la prime fixe pour l'énergie non livrée le Distributeur n'a pas fait valoir ses droits auprès de HQP. En conséquence, la Régie devrait conformément à ce qu'elle exprimait dans la décision D-2003-159, exercer dans ces circonstances un contrôle des tarifs :

La Régie exerce, en vertu de la Loi, un contrôle des tarifs du Distributeur. Ce contrôle est basé sur son coût de service. Dans l'hypothèse où le Distributeur ne ferait pas valoir ses droits ou que HQP n'exécuterait pas ses obligations en vertu des Contrats⁷⁵, la Régie serait en droit d'effectuer un ajustement du coût de service que le Distributeur tente de récupérer par ses tarifs.⁸²

En effet, le paiement par le Distributeur des montants fixes de puissance n'est justifié que si le Distributeur prend livraison de l'énergie. Or, le Distributeur ne prend pas livraison. Il avait l'option de différer l'énergie, option qu'il n'a pas choisie sur la base de son seul jugement, non approuvé par la Régie et sur la base de son affirmation non convaincante qu'il ne serait pas en mesure de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée mais il n'y a pas eu de livraison.

En réponse à la question 11.3 d'UC, à la pièce HQD-13, Document 11, page 19, le Distributeur laisse entendre que sa décision de ne plus différer l'énergie se base en fait sur son jugement. Il invoque le risque élevé de ne pouvoir ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée, mais reconnaît toutefois qu'il n'y a pas de critère pour établir dans quels cas ce risque peut être considéré comme faible, moyen ou élevé.

UC soumet que la Régie devrait questionner le fondement du jugement exercé par le Distributeur et les circonstances qu'il invoque à son soutien.

Ce questionnement de la Régie devrait également prendre en considération les impacts sur les consommateurs de ce choix du Distributeur, soit un coût total de 77.8M\$, dont 36.2M\$ pour la prime fixe de puissance , pour deux mille dix (2010) et deux mille onze (2011), la cession de trois virgule sept térawattheures (3,7 TWh) au Producteur d'une ressource postpatrimoniale peu coûteuse, sinon la moins coûteuse du Distributeur. »⁸³

UC précise que le coût à supporter potentiellement par les consommateurs sera de 77,8 M\$, et non pas de 41,6 M\$, considérant la prime fixe de puissance de 36.2M\$.

⁸² D-2003-159 aux pages 26 et 27;

⁸³ R-3740, N.S. 13 décembre 2010 pages 117, 118;

UC soumet à la Régie que même si celle-ci approuvait les amendements que constituent les transactions financières avec le Producteur elle ne peut et ne doit pas accepter que le Distributeur paye pour la puissance qui ne lui a pas été livrée et ce conformément à l'article 2.1.6 des conventions amendées.

v) Autres éléments à prendre en considération (forum, Transparence, affilié, court terme):

Une transaction avec un affilié et dans son intérêt?

UC souligne également à la Régie que d'autres circonstances entourant cette transaction auraient justifié son examen et l'approbation préalable par la Régie.

Tel que reconnu par le Distributeur en audience il était à sa connaissance, au moment où cette «transaction» a été convenue que le niveau d'hydraulicité des réservoirs du Producteur étaient très bas en comparaison avec les niveaux historiques.⁸⁴

Il est donc logique de conclure qu'il était dans l'intérêt du Producteur non seulement de minimiser ses livraisons au Distributeur mais également de conserver ses réserves pour pouvoir rencontrer ses autres obligations.

Cette transaction pour des quantités beaucoup plus importantes que les transactions de ventes de 50MW généralement effectuées par le Distributeur pour disposer de ses surplus, a de plus été convenue de gré à gré avec un affilié du Distributeur, sans aucun appel d'offres. UC soumet que le simple fait de vouloir convenir d'une transaction pour un tel volume de gré à gré, avec un affilié demande l'examen et l'approbation de la Régie et ce dans un souci de transparence et d'équité, même dans l'éventualité où une telle transaction serait considérée par la Régie comme une simple vente et non une modification aux conventions.

UC soumet que les règles d'équité et de transparence soulignées à plusieurs reprises par la Régie sont des règles qui s'appliquent à toute les transactions et contrats soumis à sa juridiction et ce qu'il s'agisse d'achat, de vente ou autre.

La Régie a déjà souligné la nécessité de mécanisme pour assurer équité et transparence dans le processus transactionnel⁸⁵. La Régie a également reconnu les possibles conflits d'intérêts⁸⁶. Dans le cadre du *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le Distributeur*

⁸⁴ R-3740, N.S. 7 décembre 2010, Vol 1 pages 94 et 95;

⁸⁵ D-2004-245 page 8;

⁸⁶ D-2004-245 page 9;

*d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie*⁸⁷, il est clairement spécifié que si le soumissionnaire ou le plus bas soumissionnaire est affilié avec le Distributeur l'approbation de la Régie est requise avant la date d'entrée en vigueur du contrat.

2. Le distributeur d'électricité doit obtenir l'approbation de la Régie avant de conclure tout contrat d'approvisionnement en électricité, dont la durée des approvisionnements, mesurée du début prévu des livraisons à la fin des livraisons, est comprise entre trois mois et un an et dont le soumissionnaire est seul à avoir participé à l'appel d'offres, lorsque tous les soumissionnaires sont associés ou affiliés entre eux ou avec le distributeur d'électricité ou lorsque le plus bas soumissionnaire est associé ou affilié avec le distributeur d'électricité.

Une demande d'approbation est présentée à la Régie au moins 5 jours, autres que ceux énumérés à l'article 6 du Code de procédure civile (L.R.Q., c. C-25), les samedis et les 24 et 31 décembre, avant la date d'entrée en vigueur du contrat, à moins de circonstances particulières démontrées par le distributeur d'électricité à la Régie.

Il est clair que ces restrictions et l'imposition d'une demande d'approbation préalable dans ces circonstances vise entre autre à assurer l'absence de conflit d'intérêt et l'apparence de tel conflit. Or il serait illogique de croire que ces conflits n'existe que dans le cas de contrat d'approvisionnement et non dans les cas de transactions visant la vente ou la cession de tout ou partie des dits contrats d'approvisionnement (surplus).

UC soumet que bien qu'il n'y ait pas de disposition spécifique prévue à la LRE ou à ses règlements visant spécifiquement la disposition de ses surplus par le Distributeur, ces principes de base soit : transparence et équité et les règles visant à s'assurer de l'absence de conflits d'intérêt qui ont pour but la protection des consommateurs et l'établissement de tarifs justes et raisonnables ne peuvent être mis de côté.

Il en est de même de la nécessité d'un processus de gestion des surplus qui soit sain, ouvert et transparent et de l'assurance non seulement d'absence de conflit d'intérêt mais d'apparence de tel conflit. Or la seule façon de s'assurer du respect de ces principes est de soumettre une telle transaction à l'approbation de la Régie avant son entrée en vigueur. UC soumet qu'étant donné l'importance des volumes, des sommes transigées et considérant les circonstances de la transaction conclue avec le Producteur cette transaction emporte apparence de conflit d'intérêt et devait faire l'objet de l'approbation préalable de la Régie et ce même si celle-ci juge qu'il ne s'agit pas d'un amendement aux conventions.

La transaction de gré à gré entre le Producteur et le Distributeur même si celle-ci a pour but de diminuer le solde au compte d'énergie différée, a un impact important sur un contrat d'approvisionnement dont dispose ce dernier. Le Distributeur doit afin de justifier le caractère équitable et transparent de sa

⁸⁷ Décret 1354-2002;

décision et afin de s'assurer de l'absence de tout conflit d'intérêt demander l'approbation de la Régie.

Finalement si la Régie était malgré tout d'avis que cette transaction ne requiert pas son approbation dans le contexte juridique applicables à l'heure actuelle UC lui demande de prendre sérieusement en considération la nécessité d'adopter de telles règles pour l'avenir, particulièrement pour les transactions hors normes non disponibles sur le marché.

Gestion des approvisionnements et Imputabilité du Distributeur D-2010-109

Selon le Distributeur, ses transactions financières avec le Producteur en 2010 et en 2011 se réalisent en vertu de la *Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité* en place entre les parties⁸⁸. En réponse à la question no 22 d'ACEF de Québec, le Distributeur affirme :

« Réponse :

Il s'agit en fait d'une vente réalisée en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité signée avec le Producteur en décembre 2004 (voir la réponse à la question 11.1 d'OC à la pièce HQD-13, document 7). La vente d'électricité par le Distributeur ne requiert aucune approbation, comme l'a récemment confirmé la Régie dans la décision D-2010-109 (paragraphe 40-41). Ainsi, pour chacune des heures où des quantités ne sont pas livrées en vertu des contrats de base et cyclable, cette vente du Distributeur au Producteur résulte en une transaction de nature financière portant sur ces quantités. Il ne s'agit donc pas d'une modification des contrats. [...]»⁸⁹(nos soulignés).

Le Distributeur a donc invoqué que ses transactions financières avec le Producteur constituent en fait d'une vente, et « *la vente d'électricité par le Distributeur ne requiert aucune approbation, comme l'a récemment confirmé dans la décision D-2010-109 (paragraphe 40-41).* ».

UC souligne que ce n'est pas parce que les transactions financières avec le Producteur seraient une vente d'énergie qu'elles sont automatiquement justifiées et qu'elles ne requièrent pas l'approbation de la Régie selon la décision D-2010-109. Il importe de relire cette décision et de la situer dans son contexte :

« 5.3 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 2011

[38] Sur le strict plan de l'utilisation optimale du volume d'électricité patrimoniale à la disposition du Distributeur, la Régie constate que le scénario de suspension est plus avantageux. En effet, le scénario sans suspension des livraisons de la centrale de TCE entraîne l'inutilisation de

⁸⁸ HQD-5, Document 1, page 6, lignes 5 à 9.

⁸⁹ HQD-13, Document 3, page 21.

2,9 TWh d'électricité patrimoniale en 2011. Dans le scénario avec suspension, cette perte serait limitée à 0,8 TWh²².

[39] La Régie tient à préciser que la question soulevée par la FCEI relative à la revente de surplus par appel d'offres aurait pu l'être dans le cadre du dossier R-3704-2009 où l'Entente a été approuvée. En effet, la présente demande du Distributeur vise simplement l'application d'une disposition de cette Entente.

[40] Cela étant dit, la procédure d'appel d'offres à laquelle est assujetti le Distributeur porte sur l'octroi de « *contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois [...] sur la base du prix le plus bas* » et vise le traitement égal de « *toutes les sources d'approvisionnement* »²³. La Régie doit approuver un contrat d'approvisionnement et les modifications à tel contrat²⁴. Le Contrat a été conclu et approuvé par la Régie en suivant cette procédure.

[41] Ces dispositions de la Loi ne visent pas la revente de surplus d'électricité. Cela relève de l'optimisation du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur et donc de sa gestion. Ainsi, ce dernier doit prendre les moyens de minimiser ses coûts d'approvisionnement. À cet égard, la Régie a déjà demandé au Distributeur d'analyser des solutions à moyen terme. C'est ce que le Distributeur a fait et, jusqu'à maintenant, il ne s'est pas avéré économique d'acheter l'énergie de la centrale de TCE et de la revendre. «

La décision D-2010-109 concerne la « *Demande d'approbation de suspension des activités de production de la centrale de Bécancour pour l'année 2011* ». Le paragraphe 41 de ladite décision a effectivement indiqué que la revente des surplus par le Distributeur ne relève pas des dispositions de la Loi sur la Régie relatives aux approvisionnements ou à la procédure d'appel d'offres. Selon la décision D-2010-109, comme on peut le voir au paragraphe [41] cité précédemment, la revente des surplus « relève de l'optimisation du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur et donc de sa gestion ». Cependant, il faut noter que, dans cette décision, la Régie a bien indiqué qu'elle est satisfaite de la démonstration du Distributeur à l'effet que la suspension de TCE en 2011 constitue une solution économique pour réduire les surplus (voir le paragraphe 38 et 41 de la décision D-2010-109).

Dans le présent dossier, la Régie n'a pas encore statué sur l'économique de la vente d'énergie au Producteur en 2010 et 2011 ni sur son caractère juste et raisonnable. UC soumet que le vocable « vente » ou optimisation du portefeuille

ne suffit pas pour justifier les transactions financières avec le Producteur, surtout lorsque les données du Distributeur montrent maintenant qu'il accusera des pertes importantes par rapport à l'alternative de différer de l'énergie (voir discussion de UC sur les pertes liées à la prime de puissance et à la composante d'énergie).

UC désire attirer l'attention de la Régie sur l'opinion suivante de son expert :

« En résumé, la stratégie de gestion des surplus et du solde du compte d'énergie différée du Distributeur présentée dans le présent dossier est déterministe et ne tient pas compte de leur caractère variable et multi-annuelle. De ce fait, elle ne peut pas assurer que le coût total des approvisionnements intégrant les pertes financières potentielles liées aux surplus énergétiques sur la période 2010-2027 est minimisé considérant les aléas de la demande et les risques de marché. »⁹⁰

UC soumet que, même si la Régie décidait que les transactions financières entre le Distributeur et le Producteur représentent une vente d'énergie ou une optimisation du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur, elle doit s'assurer que le Distributeur a démontré, à sa satisfaction, que ces transactions sont économiques, permettent de minimiser les coûts d'approvisionnement du Distributeur et que les circonstances entourant leur conclusion étaient empreintes de transparence d'équité et d'absence de conflit d'intérêt. La Régie devrait alors conclure que ce moyen de gestion n'est pas approprié dans les circonstances et refuser de l'endosser car il ne permet pas de s'assurer que les tarifs qu'elle fixera sont justes et raisonnables.

UC souligne de plus que, tel qu'indiqué au paragraphe [41] de la décision D-2010-109, la Régie a demandé au Distributeur de présenter des solutions à moyen terme pour minimiser les coûts d'approvisionnement et que le Distributeur a dû demander l'approbation préalable de la Régie pour la suspension de TCE en 2011(dossier R-3704-2009), même si cette suspension peut être considérée comme faisant partie de la gestion des approvisionnements par le Distributeur. En contraste, le Distributeur conclut des « transactions financières » avec le Producteur en 2010 et probablement en 2011 sans aucune autorisation préalable de la Régie. Et contrairement à ce qu'il avait annoncé dans le cadre du dossier R-3648-2007 soit « Dans l'éventualité d'un scénario de demande nettement plus faible (changement structurel important), le Distributeur pourrait limiter les recours à son option d'énergie différée et procéder à la revente d'énergie sur les marchés de court terme de façon à s'assurer que le solde du compte d'énergie différée soit nul à l'échéance de l'Entente (...) à chacun de ses états d'avancements, de même que dans ses plans d'approvisionnements, le

⁹⁰ Preuve de UC, Rapport de l'expert Co Pham, page 18.

Distributeur fera le point sur la stratégie qu'il entend adopter au fil des années afin de mitiger ce risque»⁹¹ (nos soulignés)

Le distributeur reconnaît que le forum approprié est celui du Plan d'approvisionnement ou ses états d'avancement pour étudier et approuver les stratégies qu'il entend adopter. Dans le présent dossier non seulement nous sommes à l'extérieur d'un dossier d'approvisionnement mais de plus le Distributeur n'expose pas à la Régie et aux intervenants la stratégie qu'il entend adopter il présente un fait accompli.

UC soumet que l'étude et l'approbation des «transactions» à titre de moyen de gestion doit se faire un autre cadre que le dossier tarifaire soit par demande spéciale si l'urgence peut être démontrée, soit dans le cadre du plan d'approvisionnement ou de ses états d'avancement. En conséquence la Régie doit refuser l'inclusion des coûts de cette transaction aux fins de calcul des tarifs.

Conclusions

Concernant les solutions proposées par le Distributeur afin d'assurer un gel tarifaire même si celui-ci s'avérait artificiel :

UC demande à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur et demande à la Régie de s'assurer que les tarifs des consommateurs qui seront applicables pour l'année tarifaire 2011-2012 reflètent directement et immédiatement toute baisse tarifaire pouvant découler de l'étude et l'approbation par la Régie du contenu du présent dossier;

Concernant l'application de la formule paramétrique et du rendement réalisé par le Distributeur :

UC demande à la Régie de procéder dès l'an prochain à la révision du modèle paramétrique et à l'adoption de mesures qui assurent que les tarifs seront justes et raisonnables et de considérer sérieusement dans le cadre de cette révision l'adoption d'une procédure de fermeture réglementaire des livres;

Pour les sujets présentés par UC dans son mémoire :

UC recommande à la Régie qu'afin de limiter la croissance des comptes à recevoir elle demande au Distributeur de procéder à l'ajout de ressources pour :

⁹¹ D-2008-076, page 19 et R-3648, Pièce B-40-HQD-1 document 5, pages 4 et 5;

que tous les clients ayant besoin de prendre une entente de paiement pour étaler le remboursement de leurs dettes puissent avoir accès à de telles ententes et ce, quel que soit leurs revenus disponibles;

que les ententes offertes pour le remboursement soient adéquatement calibrées (montant des paiements mensuels et terme) en fonction des revenus disponibles des clients;

UC recommande que la Régie demande au Distributeur :

Que les indicateurs utilisés pour mesurer le délai moyen de réponses soient segmentés selon les types de clientèles et de services suivants : Commercial, Résidentiel, Recouvrement;

Que soit inclus dans les mesures de la rapidité de la réponse téléphonique le temps encouru par les clients dû aux abandons, tant dans les systèmes de segmentation que lors de l'attente d'un représentant;

Que soit fixé à l'horizon 2013 un objectif du temps d'attente total au moins égal ou inférieur à la performance enregistrée en 2005 à cet égard pour les clientèles résidentielle régulière et commerciale;

Que soit fixé à l'horizon 2013 un objectif du temps d'attente total inférieur à celui des clientèles résidentielle régulière et commerciale pour les clients résidentiels en recouvrement.

UC demande également à la Régie d'exiger un suivi quant à la rapidité de réponse téléphonique spécifiquement pour les clients résidentiels en recouvrement du Distributeur.

Qu'afin d'améliorer la «traçabilité» et le suivi des appels téléphoniques logés aux Services à la clientèle, notamment ceux relatifs aux ententes de recouvrement,

UC recommande à la Régie de demander au Distributeur de mettre en place un code unique identifiant chaque appel enregistré, que ce code soit donné aux clients appelant le Distributeur afin qu'un client croyant avoir été mal servi puisse transmettre le code de l'appel à un département responsable de l'efficacité chez le Distributeur afin d'assurer la révision d'un dossier.

Concernant l'absence d'adéquation entre, d'une part, les contributions tarifaires aux programmes d'efficacité énergétique versées par les ménages à faible revenu et à budget modeste et, d'autre part, leur participation effective à ces programmes

UC recommande que la Régie demande au Distributeur:

D'effectuer un suivi sur la caractérisation des ménages à budget modeste, afin de vérifier l'adéquation entre leurs contributions tarifaires aux

programmes d'efficacité énergétique et leur participation effective à ces programmes d'efficacité énergétique;

De produire un rapport sur la possibilité de créer une catégorie de clientèle spécifique pour les ménages à budget modeste et d'y accorder des budgets à la hauteur de leur contribution financière aux programmes d'efficacité énergétique ou de créer une catégorie conjointe MFR-MBM et d'augmenter les budgets dédiés à cette catégorie en proportion des contributions tarifaires aux programmes d'efficacité énergétique provenant de ces ménages.

Enfin, concernant la proposition du Distributeur à l'effet d'offrir directement aux commerçants une aide financière de 10\$ par téléviseur EnergyStar vendu, **UC demande à la Régie de refuser l'approbation du programme tel qu'il est présenté, mais si la Régie décidait d'approuver le programme et de l'attribuer au secteur résidentiel, que la prime ou le remboursement de 10\$ soit versé aux clients plutôt qu'aux détaillants afin de respecter le principe de l'utilisateur-payeur.**

Pour les sujets présentés par UC dans le cadre du rapport de l'expert Co Pham :

Concernant le programme bi-énergie

UC demande à la Régie d'approuver la recommandations et proposition du Distributeur de ne pas de ne pas offrir de programme d'aide financière visant le maintien des clients existants au tarif bi-énergie, lorsque ceux-ci devront renouveler leurs équipements et d'exercer une vigie et un suivi afin de s'assurer du maintien du parc existant i.e. que les abandons sont compensés par de la nouvelle clientèle.

Concernant les «transactions financières» convenues entre le Distributeur et le Producteur relativement à la disposition de partie de l'énergie contractée en vertu des contrats de base et cyclable :

UC demande à la Régie :

De prendre en considération :

La contradiction apparente des choix du Distributeur soit d'une part d'indiquer qu'il a réduit ses reventes sur les marchés parce que le prix de revente est inférieur à celui de l'électricité patrimoniale et d'autre part d'indiquer qu'il a convenu d'une «transaction financière» avec son affilié

pour un bloc de « revente » (ou cession) substantiel, 1.9TWh d'énergie qui aurait pue être différée,

Le fait qu'aucune transaction n'est encore convenue pour 2011 et que le Producteur aurait le loisir de refuser de renouveler pour 2011 la transaction conclue en 2010 et;

Les conclusions et recommandations formulées par l'expert Co Pham dans son rapport;

UC demande à la Régie :

De constater que la prévision du solde de 26 TWh en 2027 présentée par le Distributeur n'est ni raisonnable ni adéquatement établie;

De conclure que la prévision d'un solde de 26 TWh en 2027 telle que calculée par le Distributeur ne peut servir de justification sérieuse pour soutenir sa thèse de gravité et d'urgence d'agir;

De conclure que la décision du Distributeur de céder en 2010 et 2011, des quantités importantes d'énergie à son Fournisseur, dans un contexte où les prix de marché sont très bas, plutôt que de différer cette énergie n'est pas justifié et ne peut être endosser par la Régie;

UC demande à la Régie de ne pas prendre les coûts de ces transactions en considération dans le calcul du revenu requis du Distributeur.

UC demande à la Régie de conclure que la transaction financière décrite par le Distributeur et convenue avec le Producteur est dans les faits un nouvel amendement aux conventions amendées modifiant les contrats d'approvisionnement d'électricité, livraison de base 350MW et livraisons cyclable 250MW, conclus entre le Producteur et le Distributeur;

Qu'à ce titre elle devait faire l'objet d'une autorisation préalable de la Régie avant d'entrer en vigueur en vertu de l'article 74.2 LRE;

Que le Distributeur n'ayant pas obtenu cette autorisation les coûts découlant de cette transaction ne peuvent être pris en considération dans le présent dossier.

UC soumet que tout amendement aux conventions d'énergie différée et aux contrats d'approvisionnement auxquels elles s'appliquent doivent être préalablement approuvées par la Régie pour être valable.

L'entente ayant été conclue, sans l'approbation préalable de la Régie elle ne peut être opposable à la Régie et aux clients du Distributeurs via leurs tarifs.

UC réitère que la Régie devrait refuser d'inclure au revenus requis le montant de 21.9 M\$ pour la transaction de 2010 et de 19.7M\$ pour la transaction prévue en 2011;

UC soumet que la Régie devrait indiquer au Distributeur qu'il devra dans un dossier spécifique ou dans le cadre du plan d'approvisionnement demander l'approbation de cet outil, qu'il prévoit possiblement utiliser en 2011.

UC soumet de plus que la transaction pour 2011, n'ayant toujours pas été conclue et celle-ci étant dépendante entièrement de la volonté, non connue à ce jour du Producteur, UC soumet que le montant de 19.7M\$ ne devrait pas être pris en considération par la Régie dans le calcul du revenus requis de la présente demande tarifaire et ce même si la Régie décidait que le Distributeur pouvait convenir de cette transaction avec le Producteur;

UC recommande à la Régie de retirer du calcul du revenus requis les montants correspondant à la prime fixe de puissance a été payée pour l'énergie qui n'a pas été livrée au Distributeur mais est simplement conservée par le Producteur.

UC précise que le coût à supporter potentiellement par les consommateurs sera de 77,8 M\$, et non pas de 41,6 M\$, considérant la prime fixe de puissance de 36.2M\$ pour les années 2010 et 2011;

UC soumet à la Régie que même si celle-ci approuvait les amendements que constituent les transactions financières avec le Producteur elle ne peut et ne doit pas accepter que le Distributeur paye pour la puissance qui ne lui a pas été livrée et ce conformément à l'article 2.1.6 des conventions amendées.,

UC soumet que la Régie devrait questionner le fondement du jugement exercé par le Distributeur et les circonstances qu'il invoque à son soutien.

UC soumet qu'étant donné l'importance (volume et valeur) et les circonstances (gré à gré, affilié et faible hydraulité) de la transaction conclue avec le Producteur cette transaction emporte apparence de conflit d'intérêt et devrait faire l'objet de l'approbation préalable de la Régie et ce même si celle-ci juge qu'il ne s'agit pas d'un amendement aux conventions.

UC soumet que la transaction de gré à gré entre le Producteur et le Distributeur même si celle-ci a pour but de diminuer le solde au compte d'énergie différée, est hors normes et a un impact important sur un contrat d'approvisionnement. La décision du Distributeur doit être assujettie à l'approbation préalable de la Régie afin d'en justifier le caractère transparent et équitable et afin de s'assurer de l'absence de tout conflit d'intérêt ;

UC soumet qu'en l'absence de cette approbation les coûts assumés par le Distributeur pour cette transaction de peuvent être ultimement payés par les consommateurs;

Finalemnt si la Régie était malgré tout d'avis que cette transaction ne requiert pas son accord dans l'état des règles de droit applicables à l'heure actuelle UC lui demande de prendre sérieusement en considération la nécessité d'adopter des règles encadrant l'approbation de ce type d'outils hors normes;

UC soumet que, même si la Régie décidait que les transactions financières entre le Distributeur et le Producteur représentent une vente d'énergie ou une optimisation du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur, elle doit s'assurer avant d'en faire assumer le coût par les clients du Distributeur que celui-ci a démontré que ces transactions sont économiques, permettent de minimiser ses coûts d'approvisionnement et que les circonstances entourant leur conclusion étaient empruntes de transparence d'équité et d'absence de conflit d'intérêt.

UC soumet que, dans le cas où la Régie décidait malgré tout que les transactions financières entre le Distributeur et le Producteur sont un moyen de gestion des approvisionnements du Distributeur qui ne requièrent pas d'approbation préalable, elle devrait quand même conclure que ce moyen de gestion n'est pas approprié dans les circonstances et refuser de l'endosser car il ne permet pas de s'assurer que les tarifs qu'elle fixera sont justes et raisonnables.

Finalemnt UC soumet que l'étude et l'approbation des «transactions» à titre de moyen de gestion doit se faire un autre cadre que le dossier tarifaire soit par demande spéciale si l'urgence peut être démontrée, soit dans le cadre du plan d'approvisionnement ou de ses états d'avancement. En conséquence la Régie doit refuser l'inclusion des coûts de cette transaction aux fins du calcul des tarifs.

Le tout respectueusement soumis

Montréal, ce 20 décembre 2010



Me Hélène Sicard, procureur pour
L'Union des consommateurs