

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-3864-2013

**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT
2014-2023 DU DISTRIBUTEUR**

**PLAN D'ARGUMENTATION
D'EBM**

Montréal, le 26 juin 2014

I) INTRODUCTION

1. EBM est un important fournisseur de produits énergétiques auprès du Distributeur ainsi que sur les marchés externes. Sa participation au présent dossier s'inscrit dans un contexte similaire à ses dernières interventions et participations dans les derniers dossiers des plans d'approvisionnement.
2. À nouveau EBM est intervenue afin de démontrer l'importance de bien prévoir la prévision de la demande pour éviter les surplus systématiques et surtout faire valoir l'importance d'optimiser les stratégies d'approvisionnement compte tenu des surplus d'énergie récurrents, des besoins en puissance et des coûts associés.
3. L'objectif d'EBM est de promouvoir l'efficacité et la fluidité des marchés (n.s. 20/6/2014 panel d'EBM p. 30 l. 1 à l. 6) ainsi que s'assurer d'être traité de façon équitable par rapport aux autres fournisseurs incluant l'affilié du Distributeur Hydro-Québec Production (n.s. 20/6/2014 p. 31 l. 11 à p. 32 l. 16) :

« Un autre point qui justifie notre intervention, puis je dirais que c'est le point central, si on veut s'assurer que comme fournisseur de produits énergétiques on est traité de façon équitable par rapport aux autres fournisseurs, incluant l'affilié du Distributeur Hydro-Québec Production.

À titre d'exemple, la stratégie proposée pour la... pour gérer les surplus énergétiques d'Hydro-Québec Distribution contrevient à notre avis à cette... à cette... au traitement équitable entre les fournisseurs. Parce qu'il faut bien... je vais vous donner un exemple. Un mégawatt qui n'est... de surplus qui n'est pas utilisé, que c'est du patrimoine inutilisé c'est l'équivalent d'acheter un mégawatt pour le Distributeur au prix du patrimonial, mettons vingt-huit dollars (28 \$) et de le revendre à vingt-huit dollars (28 \$) au Producteur. Ensuite le Producteur en fait ce qu'il en veut.

Donc quand il y a une offre non sollicitée de la part d'EBM pour un prix supérieur à vingt-huit dollars (28 \$), mettons trente-deux dollars (32 \$) par exemple, c'est quatre dollars (4 \$) de revenus potentiels pour Hydro-Québec qui irait en baisse de tarif ou enfin en baisse de coût d'approvisionnement je devrais dire, qui ne seront pas dans les... en baisse de tarif. Donc nous on est avis que cette stratégie c'est un transfert de richesse entre la partie réglementée vers la partie non réglementée. » (nos soulignés)

II) LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

4. Dans le dernier plan d'approvisionnement EBM mentionnait que le Distributeur avait tendance à surestimer les ventes d'énergie et qu'il existait une problématique certaine au niveau de la prévision de la demande dans le secteur industriel (D-2011-162 à la p. 14) :

« [28] EBM est d'avis, d'une part, que le Distributeur a eu tendance par le passé à surestimer les ventes d'énergie et, d'autre part, qu'il existe une problématique relative à la prévision de la demande, compte tenu de la récurrence des surplus. L'intervenante suggère à la Régie de demander une vérification plus approfondie de la méthode de prévision par des experts externes indépendants, avec une emphase particulière sur la prévision du secteur industriel. »

5. Dans sa décision passée, lors de l'ancien plan d'approvisionnement, la Régie constatait

cette surestimation des ventes au secteur industriel et concluait ainsi (D-2011-162) :

« [13] Dans le cadre de l'analyse de la prévision des ventes du précédent plan d'approvisionnement, le Distributeur convenait que la prévision de la demande au secteur industriel comportait un biais de surestimation des ventes statistiquement significatif pour les horizons de trois à huit ans.

[14] Le Distributeur indiquait alors qu'il allait remédier à cette problématique, mais que l'impact des correctifs apportés ne pourrait se faire sentir immédiatement sur les résultats de l'analyse de la performance de la prévision. La Régie en prenait note dans la décision D-2008-133 et demandait au Distributeur de poursuivre l'amélioration de son modèle de prévision. Dans la décision D-2009-125, elle lui suggérait spécifiquement d'évaluer la performance de la prévision de la demande au secteur Industriel grandes entreprises à court, moyen et long termes, d'expliquer les biais, le cas échéant, et de présenter la façon d'y remédier.

[...]

[18] La Régie prend note des résultats et invite le Distributeur à poursuivre l'étude des moyens à mettre en oeuvre pour réduire les biais de surestimation des ventes au secteur industriel, notamment en portant attention aux probabilités de réalisation de projets industriels et de fermetures d'usine. » (nos soulignés)

6. Le Distributeur admet l'existence d'un tel biais (B-0021, HQD-3, Doc. 1 p. 30).
7. Nous comprenons que depuis avril 2012, le Distributeur a mis en place une nouvelle méthodologie mais le suivi par la Régie devra être serré car le Distributeur ne sera pas en mesure d'évaluer l'impact de ce changement avant quelques années (n.s. 16/6/2014, panel 1 p. 177 l. 24 à p. 180 l. 8).
8. Il ne faut toutefois pas oublier que cette surestimation a eu notamment pour impact de créer des surplus, lesquels sont évalués à 75 TWh dans le présent dossier (B-0005, HQD-7, doc. 1, p. 6).
9. EBM dans sa preuve et en audience a souligné son questionnement au niveau de l'accroissement de 39% attribuable aux mines vu la volatilité de ce secteur (EBM-0010 par. 14 et 15, n.s. 20/6/2014 p. 32 l. 20 à p. 34 l. 9).
10. Tout comme la Régie l'a fait dans le dernier plan d'approvisionnement, il y a lieu de tenir compte des risques associés à cet accroissement de la charge (D-2011-162, par. 38) et d'effectuer une vigie de cette prévision dans les prochains états d'avancement.

III) LES APPROVISIONNEMENTS ET LES STRATÉGIES DU DISTRIBUTEUR

11. Les besoins en puissance sont grands. Le Distributeur a fourni le Tableau E-4 soit le bilan en puissance ajusté en fonction des présentations B-0082 et B-0083 (B-0085, HQD-7, Doc. 2 p. 3). Il est question de puissance additionnelle requise de 990 MW pour 2014-2015 à 3100 MW pour 2022-2023.
12. Cette demande de puissance importante justifie l'appel d'offres lancé par le Distributeur pour combler une partie des besoins des hivers 2014-2015 à 2017-2018.
13. Une puissance additionnelle requise ajustée demeure et elle est considérable (B-0083,

A. APPEL D'OFFRES LONG TERME

14. Le Distributeur a indiqué dans sa preuve qu'il envisageait un appel d'offres long terme en ces termes (n.s., 17/06/2014, Panel 2 du Distributeur, p. 98) :

« À plus long terme, évidemment, les besoins sont encore plus importants et on évalue, on regarde la possibilité d'aller sur un moyen de puissance à plus long terme qui serait ferme pour l'ensemble des années à partir de deux mille dix-huit-deux mille dix-neuf (2018-2019). »

15. Il a été question de l'importance de lancer un appel d'offres rapidement pour s'assurer que tous les fournisseurs actuels et potentiels puissent participer et qu'un traitement égal soit accordé (n.s. 18/6/2014, Panel 2, p. 46 l. 13 à 24). Dans la présentation de notre preuve nous indiquions (n.s. 20/6/2014 p. 35 l. 7 à p. 36 l. 18) :

« Au niveau des besoins de long terme, il faudrait s'assurer qu'il y a un préavis suffisamment long pour que les offreurs potentiels puissent compétitionner de façon équitable avec les autres offreurs. Je vais vous donner un exemple, le complexe la Romaine a commencé à être discuté dans les années deux mille (2000). C'est au BAPE deux mille cinq (2005), deux mille six (2006) à peu près, là. Puis la production va commencer à avoir lieu à la fin de cette année ou au début de l'année prochaine, si mes informations sont bonnes. Mais enfin c'est une longue période, on parle de dix (10) ans, là, pour un projet hydraulique comme ça.

Nous on aimerait s'assurer que pour l'appel d'offres à venir... hier on en a parlé, pas hier, excusez-moi, cette semaine on a parlé que les besoins allaient être présents selon le Plan en deux mille... à l'hiver deux mille dix-huit-deux mille dix-neuf (2018-2019). Et selon la prévision qui a été amendée, dans le présent dossier on parle de... que ces besoins-là vont arriver une année avant. Donc on parle dans trois ans. Donc si jamais il y a un appel d'offres fait par le Distributeur dans trois ans, puis qu'on demande que ce soit par exemple une production hydraulique, clairement nous on est désavantagés par rapport, par exemple, au Producteur qui est déjà sur la Romaine qui est en construction depuis dix (10) ans.

Donc on aimerait juste s'assurer que quand le Distributeur va de l'avant avec un appel d'offres pour répondre à un besoin de long terme, il permette à tous les compétiteurs d'être sur un même niveau, j'ai le terme anglais « same level playing field » mais qu'on ait les mêmes conditions puis qu'on puisse offrir des tarifs compétitifs pour répondre à ce besoin-là. »

16. La Régie a déjà reconnu l'importance dans le dernier plan d'approvisionnement de s'assurer d'agir rapidement pour le lancement d'un appel d'offres long terme afin de permettre un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement.

17. Il y a lieu de référer aux extraits suivants de la décision D-2011-162 :

« [191] L'AQCIE et le CIFQ indiquent qu'une période de trois ans entre le lancement de l'appel d'offres et la date prévue des premières livraisons est nécessaire afin de permettre l'innovation :

« Si les fournisseurs québécois, qui peuvent être membres de l'AQCIE et du CIFQ, veulent créer de nouvelles installations, ou optimiser les installations existantes par des

investissements générateurs de bénéfices, la période de temps dont il est fait état [période de trois ans entre le lancement de l'appel d'offres et la date prévue des premières livraisons] est absolument nécessaire.

L'AQCIE et le CIFQ soumettent à la Régie qu'elle doit, pour les mêmes motifs, prendre acte de cet enseignement et l'appliquer au marché québécois. C'est à cette condition que les fournisseurs actuels et potentiels pourront offrir le produit de puissance requis au meilleur coût possible.

Au mieux, se priver de telles soumissions donnerait raison au Distributeur puisque sans un délai minimal les projets les plus imaginatifs et les plus performants ne pourront pas naître. Nous ne connaissons alors jamais le meilleur prix pour leur approvisionnement. »

[192] Cette position est appuyée par EBM.

[193] La Régie constate que les délais nécessaires pour répondre à un tel appel d'offres sont plus longs pour les offres de produits de puissance issues de projets d'optimisation d'installations existantes que pour celles provenant d'une centrale de production existante.

[194] À cet égard, la Régie demande au Distributeur d'examiner le potentiel de ce type de projets et d'évaluer les délais requis pour leur mise en œuvre. Une fois cet examen complété, la Régie demande au Distributeur de prendre les mesures nécessaires pour s'assurer que tout le bassin de fournisseurs potentiels de projets pouvant offrir des produits de puissance soit considéré pour répondre à ses besoins, de façon à accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'aux projets d'efficacité énergétique. »(nos soulignés)

18. À la lumière de ce qui précède, nous demandons à la Régie qu'elle demande au Distributeur de lancer cet appel d'offres sans délai pour permettre la participation de toutes les sources d'approvisionnement, le tout sur un même pied d'égalité.

B. LA CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME

i) À l'achat

19. La position d'EBM au sujet des capacités en import annoncées par le Distributeur à hauteur de 1 500 MW est à l'effet que celle-ci est trop conservatrice.
20. Il est par ailleurs surprenant qu'entre le 1100 MW attribuable au marché de New-York, le Distributeur ne puisse pas ventiler de façon précise la contribution des marchés qui lui permet d'arriver à un 400 MW additionnel (n.s. 18/6/2014 p. 23 l. 7 à la p. 24 l. 9) surtout par opposition au tableau 4D-2 listant la capacité d'importation effective à la pointe du réseau (B-0008, HQD-1, Doc. 2.3 p. 49).
21. EBM avait émis cette position aussi dans le dernier plan d'approvisionnement (D-2011-162, par. 205) à l'effet que le Distributeur sous-estimait la contribution possible des marchés de court terme :

« [205] EBM estime très conservatrice l'évaluation du Distributeur à l'égard de la contribution possible des marchés de court terme hors Québec et au Québec. Elle précise qu'il y a lieu, d'une part, de considérer des contributions provenant d'autres réseaux voisins, dont ceux de Énergie La Lièvre (ÉLL), Rio Tinto Alcan (RTA) et Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) et, d'autre part, de revoir à la hausse la

disponibilité de produits de puissance en provenance du Nouveau-Brunswick. Par ailleurs, EBM souligne que « l'achat de puissance sur les interconnexions existantes doit certainement être optimisé avant la construction de nouvelles interconnexions plus dispendieuses ».

22. Nous référons aussi à la preuve d'EBM à ce sujet dans le présent dossier (EBM-0010, p. 12) et au témoignage d'EBM (n.s.20/6/2014 p. 41 l. 12 à p. 43 l. 7). Selon nous, le Distributeur sous-évalue la contribution d'Énergie La Lièvre (EBM-0012 p. 2-3) ainsi que les transactions de passages sur le réseau de l'Ontario et les démarches actuelles en vue de la création d'un marché de puissance dans cette province (n.s. 20/6/2014 p. 43 l. 12 à p. 45 l. 15).
23. Lors du début de l'audience, sans modifier son analyse au niveau de la contribution des marchés de court terme à hauteur de 1500 MW, le Distributeur a soumis à la Régie un tableau des retraits et ajouts de production par marché (B-0083 p. 5).
24. EBM a, en réponse, émis des réserves quant à l'application de cette information dans le calcul de la contribution des marchés compte tenu que les marchés en question pointent essentiellement l'été à l'inverse du Québec et que la tendance est à l'effet que les prix sont plus élevés à l'été qu'à l'hiver (n.s. 20/6/2014 p. 51 l. 17 à p. 53 l. 13).
25. Certains intervenants soumettent aussi qu'il y a sous-évaluation du marché de court terme ou encore un manque de démarches pour le développement de nouveaux marchés.
26. L'AHQ-ARQ dans sa preuve (rapport d'expertise de M. Marcel Paul Raymond AHQ-ARQ à la p. 74) propose d'augmenter cette contribution à 2000 MW. Cet intervenant rappelle à juste titre que le NPCC estime un partage de réserve potentiel de la zone du Québec variant entre 2892 et 3747 MW pour 2015 (AHQ-ARQ – 0011 p. 63). L'expert de l'AHQ-ARQ émet plusieurs recommandations au niveau des possibilités d'achats de court terme dont la demande que le Distributeur effectue une analyse plus poussée des possibilités d'achats de court terme en provenance de la province de l'Ontario (AHQ-ARQ – 0011 p. 73).
27. L'expert nuance aussi la position du Distributeur au sujet du tableau des retraits et ajouts (B-0083) en rappelant que ce qui est important c'est le bilan offre-demande. (AHQ-ARQ – 21 recommandation 22).
28. Le Distributeur n'a pas donné suite aux conclusions et recommandations de la Régie dans l'ancien plan d'approvisionnement (D-2011-162) :

« [210] La Régie juge que le Distributeur doit revoir son approche en matière d'appréciation des risques auxquels il fait face relativement aux approvisionnements en puissance sur le marché québécois et les marchés voisins. Elle souligne qu'une telle analyse des risques doit mener le Distributeur, d'une part, à optimiser l'utilisation des capacités d'interconnexions existantes et disponibles avant d'envisager la construction de nouvelles installations de transport et, d'autre part, à tester ces marchés.

[211] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de mettre à jour, dans le cadre de l'état d'avancement 2012 et du prochain plan d'approvisionnement, la contribution des marchés de court terme aux bilans en énergie et en puissance. Cette mise à jour devra notamment être effectuée en fonction des résultats des démarches qu'il aura entreprises auprès du Transporteur et des gestionnaires de réseaux voisins dans le but d'accroître le potentiel des marchés limitrophes et de l'évolution de la marge de manœuvre de la

zone de réglage du Québec au-delà des ressources requises pour respecter le critère de fiabilité en puissance. Le Distributeur devra, entre autres, tenir compte des projets d'interconnexion annoncés, tel que celui entre le Québec et la Nouvelle-Angleterre, des résultats des discussions avec l'Ontario sur l'opportunité d'acheter des produits de puissance sur son marché ainsi que de l'ajout potentiel d'une contribution provenant du Nouveau-Brunswick, considérant la contribution réelle à la pointe des éoliennes gaspésiennes. » (nos soulignés)

29. Il n'y a pas eu, selon nous, de démarches structurées effectuées par le Distributeur pour favoriser un véritable accroissement de la compétition sur le marché de court terme.

30. Contrairement à ce qui est indiqué à la réponse à la demande de renseignements no. 1 de la Régie (B-0021, HQD-3, Doc. 1 p. 34), il n'y a pas eu d'analyse fine des marchés mais essentiellement des démarches commerciales auprès de fournisseurs potentiels pour le marché de New-York essentiellement et seulement que récemment pour l'Ontario (n.s. 18/6/2014, panel 2 p. 54 l. 4 à l. 19 et p. 56 l. 17). Depuis le dernier plan d'approvisionnement, seulement 2 contreparties additionnelles se sont ajoutées (B-0021, HQD-3, Doc. 1 p. 34). Cela est bien en deçà de ce qui ressort de la dernière décision du plan d'approvisionnement qui prévoyait ce qui suit : (D-2011-162) :

« [216] Dans sa décision D-2008-133, la Régie indiquait être d'accord avec l'objectif poursuivi par le Distributeur d'augmenter le nombre de participants à son marché de court terme et d'alléger ses procédures, à l'achat comme à la vente, l'objectif final étant d'augmenter la profondeur et la fluidité de ce marché de court terme tout en maintenant l'équité et la transparence. Dans ce contexte, la Régie demandait au Distributeur de l'informer des suites de ces démarches dans l'état d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017 et dans le plan d'approvisionnement 2011-2020.

(...)

[223] La Régie remarque également que le Plan du Distributeur prévoit l'accroissement du potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins, de même que le recours aux marchés plus éloignés, en utilisant des services de passage offerts par le Nouveau-Brunswick ou l'Ontario.

[224] Ces constats démontrent l'importance que le Distributeur doit accorder à ses efforts pour stimuler le marché de court terme, surtout lorsqu'il est en mode vente.

[225] **Pour ces raisons, la Régie demande au Distributeur d'indiquer, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, les orientations qu'il poursuit quant à sa participation sur le marché de court terme, en identifiant les contraintes, les opportunités et, le cas échéant, les outils à mettre en place pour favoriser le développement du marché de court terme associé à la vente d'énergie.** » (nos soulignés)

31. À notre avis, le Distributeur n'a pas fait de véritables démarches concrètes pour optimiser le marché de court terme en achat et encore moins au niveau de la vente de surplus, comme nous en traiterons ci-après contrairement aux demandes de la Régie.

32. Il faut d'ailleurs ajouter que l'augmentation de contreparties n'est pas une panacée surtout si le Distributeur n'essaie pas de favoriser les transactions.

ii) La revente

33. Dans la dernière décision du plan d'approvisionnement (D-2011-162 par. 216 à 225 citée plus haut) qui référait à la décision D-2008-133, la Régie demandait spécifiquement au Distributeur d'indiquer dans le cadre du plan à venir les orientations qu'il poursuivait quant à sa participation sur le marché de court terme afin de favoriser le développement du marché de court terme associé à la vente d'énergie.
34. Le Distributeur n'a pas identifié les contraintes, les opportunités et les outils à mettre en place pour favoriser le développement du marché de court terme associé à la vente d'énergie tel que le requérait la Régie dans sa décision D-2011-162 par. 216 à 225 citée plus haut.
35. La preuve principale du Distributeur ne réfère aucunement aux activités de revente. La section sur le marché de court terme réfère uniquement aux achats de puissance (B-0005, HQD-1, Doc. 1 p. 28-29).
36. Dans sa demande de renseignements numéro 1, la Régie référait au paragraphe 225 de la décision D-2011-162.
37. En effet, la Régie suite au paragraphe 225 de la D-2011-162 demandait spécifiquement au Distributeur les « orientations que le Distributeur a poursuivies pour favoriser le développement du marché de court terme associé à la vente d'énergie ».
38. Or, les réponses du Distributeur font encore état essentiellement du marché de l'achat de puissance en omettant de répondre à l'égard du marché de la vente d'énergie (B-0021, HQD-3, Doc. 1 p. 34 et 35).
39. À la question 11.1, la Régie demande au Distributeur de présenter ses stratégies d'approvisionnement en particulier au plan de la disposition des surplus énergétiques et ce dernier indique sans démonstration à l'appui que le scénario de revente « demeure théorique » vu les volumes d'énergie en surplus et les conditions de marché qui prévalent (B-0021, HQD-3, Doc. 1 p. 47).
40. Le Distributeur réfère à sa réponse générale et non motivée donnée à la question 11.1 à titre de réponse à la question de la Régie demandant la démonstration que la stratégie retenue est celle au plus bas coût possible selon l'article 31 du Guide de dépôt (B-0021, HQD-3, Doc.1 p. 48). Advenant une réponse négative la Régie demandait l'analyse économique justifiant cette position.
41. Dans la demande de renseignements no. 2 de la Régie, l'on demande au Distributeur d'expliquer les conditions de marché prévalant auxquelles celui-ci fait référence en fournissant, au besoin, les prix de marché et leur source. Le Distributeur répond en référant à la disponibilité de transport ferme et aux niveaux de congestion observés dans les dernières années sur les interconnexions (B-0026, HQD-3, Doc. 1.2 p. 37-38).
42. La Régie a à nouveau questionné le Distributeur sur la question de la revente dans sa 3^e demande de renseignements après le dépôt des preuves des intervenants référant notamment à la preuve du RNCREQ et celle d'EBM (B-0073, HQD-3, Doc. 1.3 p. 26 à 31).
43. La Régie conclut que les capacités de transport en mode exportation aux interconnexions

sont celles indiquées par le RNCREQ dans sa preuve (tableau repris par la Régie voir B-0073, HQD-3, Doc. 1.2 p. 28) sauf pour le chemin HQT-NB où il n'y a pas de capacité disponible cette année.

44. Les réponses fournies par le Distributeur démontre que ce dernier n'effectue aucune démarche concrète pour tenter de bénéficier des capacités de transport sur les interconnexions pour faire de la revente sur les marchés, pour profiter des capacités de transport non ferme sur les interconnexions ou encore faire des offres d'achat d'énergie avec les détenteurs de droit ferme (B-0073, HQD-3, Doc. 1.2 p. 30).
45. En fait, la preuve démontre qu'il n'y a eu aucun appel d'offres depuis 2011 (n.s. 18/6/2014 p. 66 l. 19 à l. 23) et que quelques transactions bilatérales en 2011 et 2012 (voir les références du Distributeur à la réponse 4.6 B-0031, HQD-3, Doc. 6, p. 9). Par ailleurs, il n'y a eu aucune revente d'effectuée en 2013-2014 (B-0073, HQD-3, Doc. 1.3 p. 30).
46. La preuve démontre que le Distributeur a même décidé de ne pas donner suite à des offres d'EBM à des prix supérieurs au patrimonial puisqu'il ne s'agissait pas d'offres sollicitées (EBM-0010 par. 58, EBM-0013 p. 3 et 4 et n.s. 18/6/2014 p. 67 l. 24 à p. 68 l. 11).
47. Il n'y a eu aucune analyse économique justifiant la stratégie du Distributeur de n'effectuer aucune revente tel qu'il appert des réponses aux demandes de renseignements de la Régie et de la pièce EBM-0010 par. 56.
48. À ce titre, il n'est pas suffisant pour le Distributeur de faire référence à d'autres dossiers. La démonstration économique appuyant sa position devait se faire dans le présent dossier.
49. Le Distributeur n'a d'ailleurs fourni aucune réponse satisfaisante à la question de la Régie lui demandant d'indiquer et de justifier le prix minimum jugé suffisamment élevé par le Distributeur pour procéder à la vente de ses surplus (B-0073, HQD-3, Doc. 1.2 p. 31).
50. Tel qu'indiqué à plusieurs reprises, rien n'empêche le Distributeur d'effectuer un appel d'offres avec un prix plancher (EBM-0010 par. 61)
51. Le Distributeur ne s'est pas déchargé de son fardeau de démonstration en vertu des règles applicables à l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (ci-après la « Loi ») et l'article 31 du Guide de dépôt qui requiert la présentation des diverses stratégies évaluées et surtout la démonstration que la stratégie retenue assure des approvisionnements au plus bas coût possible.
52. Dans sa décision D-2013-183 dans le cadre du présent dossier, la Régie indiquait que les coûts et revenus estimés associés à la revente devaient être examinés. La Régie ajoutait :

« [20] (...) Une estimation de ces coûts, de même que les coûts des moyens d'approvisionnement existants, permettent de comparer les stratégies les unes par rapport aux autres et d'évaluer si le recours à certains moyens d'approvisionnement plutôt que d'autres devrait être favorisé. »
53. La Régie ne bénéficie pas d'une telle démonstration de la part du Distributeur.
54. EBM dans sa preuve (EBM-0010 p. 14 et 15) souligne que le Distributeur pourrait bénéficier des interconnexions pour la revente de ses surplus, faire des ententes avec les détenteurs de droit ferme dont EBM ou encore revendre par le biais de disponibilités de transport non

ferme sur les interconnexions.

55. EBM indique ce qui suit dans sa preuve (EBM-0010 par. 59) :

« 59. En refusant de vendre ces surplus à des prix supérieurs au coût d'acquisition, le Distributeur prive ses clients de revenus supplémentaires ce qui aurait un effet bénéfique au niveau du tarif. La stratégie proposée par le Distributeur d'utiliser la flexibilité des livraisons de l'électricité pour absorber les surplus est équivalente à revendre les surplus du Distributeur au prix de l'électricité patrimoniale. L'alternative, offre la possibilité de revendre les surplus à des prix supérieurs. Compte tenu des volumes importants de surplus, le Distributeur prive sa clientèle de plusieurs millions de dollars qui pourraient avoir pour effet de faire baisser les tarifs. » (nos soulignés)

56. EBM a ajouté ce qui suit en audience (n.s. 20/6/2014 p. 47 l. 9 à la p. 50 l. 9) :

« De plus, il y a la vente d'énergie, la fameuse revente, qui est toujours un potentiel. Comme vous le savez, le Distributeur a déjà accepté des offres pour de la revente dans les années deux mille dix (2010), deux mille onze (2011), deux mille douze (2012). Il y a eu des offres non sollicitées encore qui ont été déposées en deux mille treize (2013), deux mille quatorze (2014), qui ont été refusées. C'était pratiquement les mêmes conditions, c'est-à-dire, c'est assez simple, c'est des prix supérieurs au prix du patrimonial.

Donc il y avait une rente économique, là, qui était, qui allait nécessairement en baisse de coût d'approvisionnement pour le Distributeur, ça fait qu'au lieu de revendre, comme j'ai dit tantôt, à vingt-huit dollars (28 \$) au Producteur, il y avait des possibilités de revendre à des prix plus élevés à des tierces parties, dont EBM pour les offres qui ont été discutées.

De plus, comme j'ai mentionné tantôt, les réseaux voisins ont des besoins en puissance qui ne concordent pas avec les besoins en puissance du Québec. Et le Distributeur, dans son portefeuille de postpatrimonial, a accès à de l'énergie et a aussi accès à la puissance qui est associée à ces centrales-là, puissance qui est reconnue par le NPCC; si on va au bilan en puissance déposé au NPCC, on voit la puissance associée aux différents contrats postpatrimoniaux.

Donc dans, à l'événement qu'il y ait un marché de la capacité qui se développe en Ontario, par exemple, il pourrait y avoir des situations où le Québec, Hydro-Québec Distribution, pour faire baisser ses coûts d'approvisionnement, pourrait très bien vendre des blocs de puissance à l'Ontario pendant la période estivale et acheter des blocs de puissance à l'Ontario pendant la période hivernale. Donc c'est une optimisation qui ferait en sorte de baisser le coût total des approvisionnements.

De plus, il y a toujours la possibilité, comme on a mentionné dans notre preuve, pour la revente d'utiliser la capacité des interconnexions par le biais des capacités disponibles, c'est-à-dire le non-ferme. Les diverses interconnexions ont des capacités physiques qui sont plus élevées que les capacités fermes vendues et il y a même des périodes, Marc-André pourrait le confirmer, où la capacité de transport ferme n'est pas utilisée à sa pleine capacité.

Donc à des délais qui sont supérieurs à trois heures, bien souvent, ça peut être une journée d'avance, une semaine d'avance, il peut y avoir présence de capacités non fermes disponibles sur le réseau qui, avec une stratégie, comment je pourrais

dire, opportuniste de la part du Distributeur, pourrait bénéficier de la présence de ces capacités sur le transport des capacités non fermes.

Et de plus, il est important de mentionner qu'il y a aussi les capacités de transport ferme qui peuvent être disponibles pour le Distributeur. Quand EBM fait une offre pour acheter des surplus au Distributeur, il achète, l'offre, généralement, c'est un achat de mégawatts au point HQT, à l'intérieur du Québec; et EBM, lui, possède des accès pour aller en Nouvelle-Angleterre.

Donc ce potentiel-là, le douze cents mégawatts (1 200 MW), par exemple, sur la ligne, l'interconnexion phase 1, phase 2 qui s'en va en Nouvelle-Angleterre, qui est le marché le plus intéressant, c'est un bassin, il y a douze cents mégawatts (1 200 MW) de personnes qui transigent, d'entités qui ont du transport ferme qui pourraient très bien acheter des surplus du Distributeur dans certaines circonstances, quand l'économique le permet. »

57. La stratégie actuelle du Distributeur en vertu de laquelle « l'électricité patrimoniale s'ajuste en fonction des besoins du marché du Québec et des contrats postpatrimoniaux » n'est pas justifiable sur le plan économique, favorise l'affilié non-réglementé du Distributeur (HQP) au détriment des compétiteurs et est contraire aux décisions passées de la Régie au niveau de l'ouverture des marchés dont la revente (D-2008-133 p. 37 et D-2011-162 par. 216 à 225).
58. Cette stratégie, à l'égard des contrats postpatrimoniaux va également à l'encontre de l'article 74.1 de la Loi qui vise à assurer un traitement équitable et impartial des fournisseurs et l'obtention des approvisionnements au plus bas coût possible. Le traitement de la disposition des surplus devrait répondre aux mêmes considérations. À ce titre, il est important de rappeler les commentaires de cette formation en début de dossier (D-2013-183) :

« [18] L'article 74.1 de la Loi prévoit que la procédure d'appel d'offres favorise l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées. Dans cet esprit, la stratégie d'approvisionnement retenue en amont du lancement d'appels d'offres doit être celle permettant de minimiser les coûts, compte tenu des risques. Ainsi, la Régie examine les stratégies d'approvisionnement du Distributeur dans une perspective de long terme et doit prendre en compte les principes de suffisance et de fiabilité de ces approvisionnements ainsi que l'objectif de la minimisation des coûts. Quant à la question des risques, l'article 72 de la Loi stipule que le plan d'approvisionnement doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement.

[19] La question des coûts générés par les stratégies d'approvisionnement et leur minimisation ainsi que la notion des risques reliés aux approvisionnements font donc partie des sujets d'intérêt dans l'analyse d'un plan d'approvisionnement¹⁰. À cet égard, la question des options à la disposition du Distributeur pour faire face aux surplus d'énergie est pertinente dans le cadre de l'examen d'un plan d'approvisionnement, puisqu'elle a trait aux choix des stratégies pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. »

59. La référence par le Distributeur aux modifications législatives annoncées dans le Plan budgétaire 2014-2015 ne doit pas être prise en compte puisque la Régie doit décider en fonction de sa loi actuelle et de ses décisions passées (voir à ce sujet l'objection de Me Fraser dans le présent dossier n.s. 17/6/2014 p. 230 l. 13 à p. 231 l. 1).

60. Sur l'impact de ces modifications possibles nous reprenons ici les commentaires formulés par M. Cormier d'EBM suite à une question soumise par la présidente de la présente formation (n.s. 20/6/2014 p. 68 l. 13 à p. 70 l. 12) :

« Q. [39] Concernant la revente de l'énergie patrimoniale qui est inutilisée, bon, comme vous savez, il y a eu des intentions, là, qui ont été énoncées dans le cadre du dernier budget du gouvernement qui ferait en sorte que tous les surplus patrimoniaux seraient automatiquement laissés au producteur. Est-ce que ça change, bon si cette orientation-là est, se concrétise, là, pour le moment, ce n'est pas le cas, est-ce que ça fait en sorte qu'effectivement toutes les suggestions 21 qui sont faites en ce qui a trait à l'optimisation, là, de la gestion des surplus, tombe à l'eau?

R. Bien, techniquement, la valorisation des produits environnementaux associée à l'énergie éolienne, deviendrait impossible à valoriser parce que pour vendre les attributs environnementaux, il y a de l'énergie qui doit être associée à ça.

Si par la mécanique proposée dans le budget, là, qui va... Premièrement, il n'y a pas eu de modification de loi encore. Selon nous, la décision de la Régie devrait tenir compte du cadre réglementaire actuel mais si ça arrive, évidemment, ça empêche, ça élimine la possibilité à tous les clients, puis ça, c'est assez inquiétant, là, aux clients du Distributeur, de bénéficier de ses approvisionnements qui lui appartiennent. Puis comme j'ai dit, ça se retrouve à être un transfert. La logique est pareille comme j'ai dit...

La solution proposée dans le plan d'apro de laisser du patrimonial inutilisé, là, c'est similaire à ce qui est prévu dans le budget. Donc ça, il y a un impact sur la valorisation des attributs puis effectivement, tout activité de revente deviendrait impossible parce qu'il n'y en aurait plus de surplus dans les mains du Distributeur.

*Toutefois, je dois dire que la possibilité d'acheter à des prix inférieurs au prix du patrimonial est toujours disponible, là. Mais, premièrement, ça n'a pas passé. L'impact est majeur pour la clientèle du Distributeur de cette modification de loi-là. J'imagine qu'il va y avoir un débat, là, avant que les lois passent, puis nous, ça nous inquiète aussi parce que ça nous impacte comme fournisseur, là. Ça nous enlève, ça nous met en position déloyale par rapport à un concurrent qui lui a accès à tous les surplus, sans être en compétition avec nous pour pouvoir valoriser les atouts que les clients du Distributeur possèdent, là, présentement. »
(nos soulignés)*

61. Il y a d'autres intervenants qui sont favorables à la revente (ROÉE-0040 p. 17 à 21, AQCIE/CIFQ-0018 p. 18) et le RNCREQ qui propose que le Distributeur effectue une mise à jour des disponibilités de transferts sur les interconnexions avec les prix et une analyse de l'intérêt économique de la revente des surplus (RNCREQ-0014 p. 38).

62. La Régie devrait selon nous émettre une conclusion claire à l'effet que le Distributeur doit optimiser son portefeuille d'approvisionnement et procéder à revendre les surplus sur les marchés.

iii) Les attributs environnementaux

63. Depuis quelques années la Régie encourage le Distributeur à valoriser les attributs environnementaux (D-2008-133, p. 44 et D-2011-162 aux p. 79 et 80) tel qu'il appert des

extraits suivants :

« [274] Quant au risque de voir les prix des CERs chuter de manière importante si le Distributeur parvenait à qualifier ses projets, la Régie note que la stratégie d'approvisionnement du Distributeur vise notamment à réduire les quantités d'énergie qu'il aura à revendre sur l'horizon du Plan. Elle considère par ailleurs que le Distributeur est en mesure de gérer son offre de CERs sur ces marchés tout en s'assurant que les prix ne s'écroulent pas.

[275] Dans le même ordre d'idées, le Distributeur a déjà bénéficié du programme Écoénergie et les subventions découlant de ce programme ont été partagées avec les producteurs éoliens. En ce qui a trait aux CERs, la Régie partage l'avis des intervenants sur le fait que les attributs environnementaux représentent un actif que le Distributeur ne doit pas négliger. À titre d'exemple, si celui-ci s'est assuré d'en être le propriétaire lors de la conclusion des contrats issus de ses appels d'offres réservés à l'éolien, il devrait chercher à les valoriser comme il le fait pour tout actif. La Régie s'attend donc à ce que le Distributeur reste à l'affût de tout changement sur les marchés avoisinants et à ce qu'il cherche concrètement à profiter d'opportunités qui pourraient se présenter pour réduire les coûts de ses approvisionnements d'énergie renouvelable, au profit de sa clientèle québécoise. »

64. Or, le Distributeur n'a pas entrepris de démarches pour la valorisation de ces attributs environnementaux (B-0005, HQD-1, Doc. 1 p. 39).

65. EBM dans sa preuve (EBM-0010) indique ce qui suit :

« 80. Toujours dans un souci d'optimisation de la gestion de ses approvisionnements du Distributeur, EBM est d'avis que le Distributeur devrait également monétiser les attributs environnementaux qu'il possède grâce à ses contrats d'énergie renouvelable. Ces attributs pourraient très bien être joints à l'énergie qu'il peut vendre sur les marchés. Ces attributs apporteraient une plus-value et permettraient d'accroître potentiellement les revenus du Distributeur. »

66. En audience, M. Cormier d'EBM ajoute : (n.s. 20/6/2014, aux p. 50 et 51)

« Puis cette logique-là s'applique aussi pour la revente des produits, des attributs environnementaux. On a parlé hier que les attributs environnementaux ne pouvaient pas être transigés parce qu'il n'y avait pas de transport ferme disponible pour accéder au marché qui est plus lucratif de la Nouvelle-Angleterre, par exemple. Bien nous, on dit qu'il pourrait très bien y avoir un appel d'offres pour ces produits-là puis, avec les gens qui possèdent du transport ferme, ils pourraient participer à l'appel d'offres puis avoir un partage de profit sur les attributs environnementaux. Et plus qu'il y a d'offreurs, bien, plus que le partage de profit est au bénéfice des clients du Distributeur.

Puis un dernier commentaire, on parlait de l'impact de submerger le marché de la Nouvelle-Angleterre avec des volumes importants d'attributs environnementaux. C'est important de comprendre que dans une stratégie d'optimisation, il y a un juste milieu, il y a une analyse à faire, est-ce qu'on submerge le marché ou on vend une portion des attributs environnementaux disponibles, pour justement éviter la baisse de prix et bénéficier de la vente. Donc cette analyse-là devrait être faite pour s'assurer que le portefeuille soit optimisé puis que les consommateurs aient le plus bas coût d'approvisionnement possible. » (nos soulignés)

67. Plusieurs intervenants ont également mis en preuve l'importance de valoriser les attributs

environnementaux (AQCIE/CIFQ-0008 p. 12 et la présentation AQCIE/CIFQ-0018 p. 17 et 18) ainsi que l'AQPER par le biais de son rapport d'expertise AQPER-0010 et témoignage en audience (25/6/2014) appuyant les suggestions d'EBM.

68. La Régie devrait requérir du Distributeur qu'il effectue des démarches concrètes afin de valoriser les attributs environnementaux.

iv) Autres stratégies d'approvisionnement

69. Le Distributeur aurait clairement avantage à se procurer de l'énergie en Ontario lorsque les prix sont moins chers que le coût de l'électricité patrimoniale.

70. Dans sa preuve l'AQCIE/CIFQ (AQCIE/CIFQ-0008 p. 11) fait état du nombre d'heures sur une période de deux ans où l'électricité en Ontario se vendait à un prix inférieur au prix de l'électricité patrimoniale et l'importance de s'approvisionner à plus bas coût en Ontario afin de réduire la facture des consommateurs (AQCIE/CIFQ-0018 p. 15-16).

71. EBM dans sa preuve écrite indique (EBM-0010 par. 65 à 67) :

« 65. En plus des possibilités de revente de surplus quand les prix sont supérieurs au prix de l'électricité patrimoniale, il existe aussi des opportunités pour le Distributeur d'acheter de l'énergie sur les réseaux voisins quand le prix ajusté des coûts de transport est inférieur au prix de l'électricité patrimoniale. Cela est possible compte tenu de la flexibilité que procure le mécanisme de livraison de l'électricité patrimoniale. A titre d'exemple, EBM a déjà offert des blocs d'énergie à des prix, une fois livrée au Québec, inférieurs au coût de l'électricité patrimoniale.

66. De plus, suite à une analyse historique des prix à l'interconnexion principale entre le Québec et l'Ontario de 1250 MW (<http://www.ieso.ca>), il appert qu'une part non négligeable des prix horaires était suffisamment basse pour concurrencer le prix d'acquisition de l'électricité patrimoniale (inférieur à 20\$ de l'heure).

67. En effet, 34.4 % des prix horaires compris entre le 1er janvier 2013 et le 30 avril 2014 étaient inférieurs à 20\$ par MW. Si on ajoute un frais de sortie de 5\$ par MWh le prix une fois l'énergie livrée est inférieur au coût de l'électricité patrimoniale. Il est bien important de comprendre que cette stratégie ne comporte aucun risque pour le Distributeur puisque compte tenu de la mécanique d'allocation de l'électricité patrimoniale décrite à la section 3.1 l'énergie achetée à bas coûts fera en sorte d'augmenter la quantité de l'énergie patrimoniale non utilisée. »

72. Le Distributeur a refusé à tort d'acheter de l'énergie de EBM à des prix inférieurs à l'électricité patrimoniale, tel qu'il appert de ce qui précède et de la pièce EBM-0018 p. 3-4.

73. Il n'y a rien qui empêche le Distributeur d'effectuer de telles transactions qui ne constituent pas de la spéculation (n.s. 20/6/2014 p. 45 l. 20 à la p. 47 l. 8) :

« R. Ici, je vais faire référence, en premier, à la possibilité pour le Distributeur d'acheter de l'énergie à des prix inférieurs aux options d'approvisionnement qui est présentement impossible.

Et, selon notre compréhension, présentement le contrat le moins cher c'est le contrat patrimonial qui est autour de vingt-huit (28 \$) et quelque chose. Il y a une indexation maintenant, là, de l'ordre de l'inflation. Mais, nous, on pense qu'il serait

approprié pour la clientèle du Distributeur qu'ils puissent bénéficier d'options d'acheter de l'énergie à moins... pour... un même mégawatt pour un prix moins cher. Par exemple, acheter un mégawatt à quinze dollars (15 \$) en Ontario contrairement à vingt-huit dollars (28 \$).

Et à cet effet-là, EBM a déjà fait des offres non sollicitées, mais pour offrir de l'énergie à des prix inférieurs au patrimonial et ça a été refusé pour des raisons que, quand il n'y a pas de besoins postpatrimoniaux, on n'achète pas sur les réseaux voisins.

Bien, nous, on dit que le contrat patrimonial actuel permet de faire ce type de transactions-là. Puis on ne parle pas de spéculation ici, là. Spéculation c'est quand il y a un risque. Là c'est une stratégie qui est sans risque. C'est la même stratégie que le Distributeur dit utiliser pour gérer ses surplus en disant : « J'ai des surplus, je n'utilise pas le patrimonial en surplus. »(9 h 28)

R. Moi, je dis qu'il est possible d'avoir la même stratégie d'utiliser moins de patrimonial pour pouvoir accéder à des mégawatts qui sont moins chers, ça dans l'intérêt des clients. Donc, comme j'ai dit, c'est une stratégie qui est sans risque puis on ne voit pas pourquoi le Distributeur refuserait de telles opportunités. »

74. Nous vous référons également aux commentaires de l'AQCIE/CIFQ en audience (AQCIE/CIFQ-0018 p. 15 et 16).
75. La Régie devrait dans sa décision demander au Distributeur de mettre à profit tous ses outils d'optimisation dont la possibilité d'acheter de l'énergie sur les marchés lorsque les prix sont moins chers que le coût de l'électricité patrimoniale.
76. En terminant, EBM appuie la position de divers intervenants dont l'AQCIE/CIFQ quant à l'utilisation de conventions d'énergie différée puisque le Distributeur se doit d'utiliser tous les moyens d'optimisation qu'il possède dans son portefeuille d'approvisionnement.

v) La question de l'électricité interruptible

77. En premier lieu, des distinctions importantes s'imposent entre l'électricité interruptible et la bi-énergie tel qu'indiqué par EBM dans sa preuve en chef (n.s., 20/6/2014 p. 40 l. 10 à la p. 41 l. 8) :

« Les apports ou les bénéfices associés au tarif DT bi-énergie font en sorte de réduire la pointe prévue pour l'hiver qui s'en vient. C'est-à-dire si on prévoyait une pointe de quarante mille mégawatts (40 000 MW) au mois de novembre pour l'hiver qui s'en vient, on dit le DT va nous apporter une réduction de deux cent cinquante mégawatts (250 MW) par exemple. Tandis que l'apport qui est apporté pour l'électricité interruptible ne fait pas baisser la pointe prévue. La pointe est de quarante mille (40 000), ça, ça inclut la consommation qui est faite par les clients industriels qui offrent de l'interruptible.

Ce qui explique pourquoi ils peuvent baisser, c'est pour ça que ça va au bilan en puissance, ils peuvent baisser cette pointe-là moment désiré. Et, évidemment, c'est la question de contrôle qui est importante ici. C'est pour ça que c'est au bilan de puissance, c'est pour ça que ça rassure, au niveau de la fiabilité, les gens qui sont responsables de cet aspect-là, c'est-à-dire qu'ils sont sûrs qu'au moment de la pointe, ils peuvent avoir recours aux clients interruptibles compte tenu des liens qui les unissent par contrat. »

78. La Régie a d'ailleurs émis des commentaires au même effet dans le dernier plan d'approvisionnement D-2011-162 par. 132 :

« [132] La prévision des besoins d'électricité du Distributeur tient compte de l'impact des économies d'énergie et de puissance. Par ailleurs, toute mesure de gestion de la consommation sous le contrôle direct du Distributeur en temps réel doit, selon lui, être traitée explicitement dans le plan d'approvisionnement à titre de moyen d'approvisionnement. Ces moyens de gestion de consommation, disponibles sur appel, sont abordés dans la présente section. Les autres moyens de gestion, qui ne sont pas sous son contrôle direct, sont traités de la même façon que les économies d'énergie, c'est-à-dire qu'ils sont pris en compte à même la prévision de la demande. »

79. Les Tarifs et conditions du Distributeur réfère à cette notion de contrôle :

« Date d'adhésion 6.15

Le client doit soumettre sa demande d'adhésion au Distributeur par écrit avant le 1er octobre en indiquant la puissance interruptible pour laquelle il désire s'engager. Le Distributeur a alors 30 jours pour analyser la proposition, notamment sur le plan de la fiabilité et de l'impact prévu sur le réseau de la puissance offerte, compte tenu des contraintes éventuelles associées à son emplacement, et pour aviser le client par écrit de sa décision d'accepter ou non cette proposition. »

80. EBM dans sa preuve a soumis que le Distributeur devrait faire appel aux marchés de court terme avant ou du moins au même moment qu'il fait appel aux clients industriels ayant opté pour l'option d'électricité interruptible (EBM-0010 p. 16).

81. En réponse à une demande de renseignements de la Régie le Distributeur a mentionné qu'il traitait indistinctement les contributions attendues de l'interruptible par rapport aux achats de court terme (B-0073, HQD-3, Doc. 1.2 p. 32-33).

82. Selon EBM, le Distributeur devrait considérer les prix et les attributs de ces différents moyens dans le cadre de sa planification (n.s. 20/6/2014 p. 39 l. 8 à l. 22) :

« Et, finalement, quand il y a une comparaison entre les produits offerts, bien la puissance offerte par les clients industriels dans l'énergie interruptible versus la génération, il faut tenir en compte que ce qu'on appelle la puissance de court terme offerte par les générateurs offre la flexibilité, la possibilité d'offrir un service mensuel. Donc au lieu d'acheter un bloc de puissance de cent mégawatts (100 MW) sur quatre mois, c'est possible de peut-être acheter cent vingt-cinq mégawatts (125 MW) sur deux mois ou un mois seulement. Donc il y a cette flexibilité-là qui doit être tenue en compte lors de la sélection des différents outils pour approvisionner les besoins du Distributeur. »

83. La Régie devrait aussi considérer que le taux de réserve associé à l'électricité interruptible pourrait s'élever jusqu'à 60% advenant que l'option 2 soit retenue dans le dossier R-3891-2014 (n.s. 18/6/2014 p. 88).

IV) CONCLUSION

84. La Régie devrait considérer l'importance de l'optimisation du portefeuille du Distributeur et émettre des conclusions spécifiques telles que celles proposées par EBM pour privilégier cette approche qui assure des revenus additionnels pour le Distributeur et sa clientèle et respecte les principes d'équité et de transparence entre compétiteurs.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.