

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

DOSSIER : R-3864-2013

PREUVE DE

**ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING SEC
(EBM)**

**PRÉSENTÉE À LA
RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU QUÉBEC**

LE 8 MAI 2014

TABLE DES MATIÈRES

I.	INTRODUCTION.....	3
II.	PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ.....	4
	2.1 Prévision en énergie.....	5
	2.2 Prévision en besoin de puissance	6
III.	BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE DU DISTRIBUTEUR	7
	3.1 Besoins en énergie.....	7
	3.2 Besoins en puissance	10
IV.	STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT.....	13
	4.1 Recommandations pour l'optimisation de la gestion des besoins en énergie 14	
	4.2 Recommandations pour l'optimisation de la gestion des besoins en puissance.....	16
	4.2.1 Caractéristiques des différents produits de puissance	16
	4.2.2 Favoriser le marché de court terme	16
	4.2.3 Puissance additionnelle requise	16
	4.2.4 Revente de produit de puissance durant les mois d'été	17
	4.3 Attributs environnementaux.....	17
V.	CONCLUSION	18

I. INTRODUCTION

1. Énergie Brookfield Marketing sec (« EBM ») est l'unité marchande de Brookfield Renewable Energy Partners L.P. (« Brookfield ») qui possède un portefeuille principalement hydroélectrique représentant une puissance installée d'environ 6 000 MW. Les installations de Brookfield sont situées dans 5 pays (Canada, États-Unis, Irlande, Irlande du Nord et Brésil), dans 13 marchés énergétiques et sur 70 réseaux hydrographiques. Certaines sont dotées d'une capacité d'emmagasiner d'eau permettant la modulation de la production d'énergie en période de pointe.
2. EBM est un important fournisseur de produits énergétiques auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « Distributeur »). Aussi, elle transige avec Hydro-Québec dans ses activités de production (« HQP ») sans oublier qu'elle est le deuxième client en importance du service de transport point à point d'Hydro-Québec TransÉnergie (« HQT »), et ce, après HQP.
3. Son intérêt à intervenir dans le présent dossier est manifeste et a été reconnu par la Régie dans ce dossier comme dans les derniers dossiers des plans d'approvisionnement du Distributeur tels le dossier R-3648-2007 (phases 1 et II) visant la période 2008-2017 ainsi que le dossier R-37 48-2010 visant la période 2011-2020.
4. La participation d'EBM au présent dossier s'inscrit dans un contexte similaire à ses dernières interventions et participations dans ces dossiers. EBM entend démontrer l'importance de bien prévoir la prévision de la demande et d'optimiser les stratégies d'approvisionnement compte tenu des surplus d'énergie récurrents, des besoins en puissance et des coûts associés.
5. Dans la première procédurale du dossier (D-2013-183), la Régie a rappelé la toile de fond et le cadre juridique applicable au présent dossier. Au niveau des coûts et des risques associés aux approvisionnements, la Régie mentionnait conformément à sa décision D-2008-002 (R-3648-2007) dans un dossier de plan d'approvisionnement précédent ce qui suit:

« Coûts et risques associés aux approvisionnements

[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 liés aux approvisionnements font donc partie des sujets d'intérêt dans l'analyse d'un plan d'approvisionnement. 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.

[20] Les coûts et revenus estimés associés aux achats de court terme et à la revente ainsi que les coûts estimés associés aux nouvelles stratégies d'approvisionnement doivent être examinés. 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. »

(Nos soulignés)

6. L'on retient de ce qui précède que le Distributeur doit démontrer que les stratégies d'approvisionnement permettent de minimiser les coûts en tenant compte des risques. Nous estimons que la preuve du Distributeur ne permet pas de faire cette démonstration et que les stratégies d'approvisionnement proposées ne sont pas optimales. De plus, préalablement à cette analyse, il y a lieu de constater à nouveau la problématique de la performance de la prévision de la demande créant les importants surplus et rendant encore plus difficile la gestion par le Distributeur entre ses différentes options d'approvisionnement.

II. PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

7. La prévision de la demande est un élément primordial dans le présent dossier. En effet, les stratégies d'approvisionnement du Distributeur découlent directement de l'évolution de la demande.
8. De façon plus spécifique, les surplus exceptionnels du Distributeur sont en grande partie associés aux prévisions de demande en électricité qui se sont avérées erronées depuis plusieurs années.
9. La diminution de la prévision de la demande est principalement due au secteur industriel. Le Distributeur confirme cette affirmation dans sa preuve (HQD-1, document 1, p. 5). Les baisses relatives aux besoins en énergie sont fort importantes tel qu'il appert de la preuve du Distributeur à la figure 1-1 du document HQD-1, Document 1.
10. Cette figure démontre une baisse significative de la prévision de la demande en énergie dans le présent dossier par opposition à celle du plan d'approvisionnement précédent. Cet écart s'élève à plus de 10 TWh annuellement sur la période 2015 à 2018. Cela équivaut à 2.34 fois la production annuelle de la centrale de TransCanada Energy Ltd (« TCE »). D'ailleurs, les coûts associés à l'arrêt de production de TCE est un autre exemple patent de l'impact de la surévaluation de la demande.
11. Avant de revoir les stratégies d'approvisionnement du Distributeur, il y a lieu de s'attarder sur sa prévision de la demande d'électricité qui comporte deux éléments : une prévision en énergie et une prévision en puissance et ce, pour chacun des secteurs de consommation.

2.1 Prévision en énergie

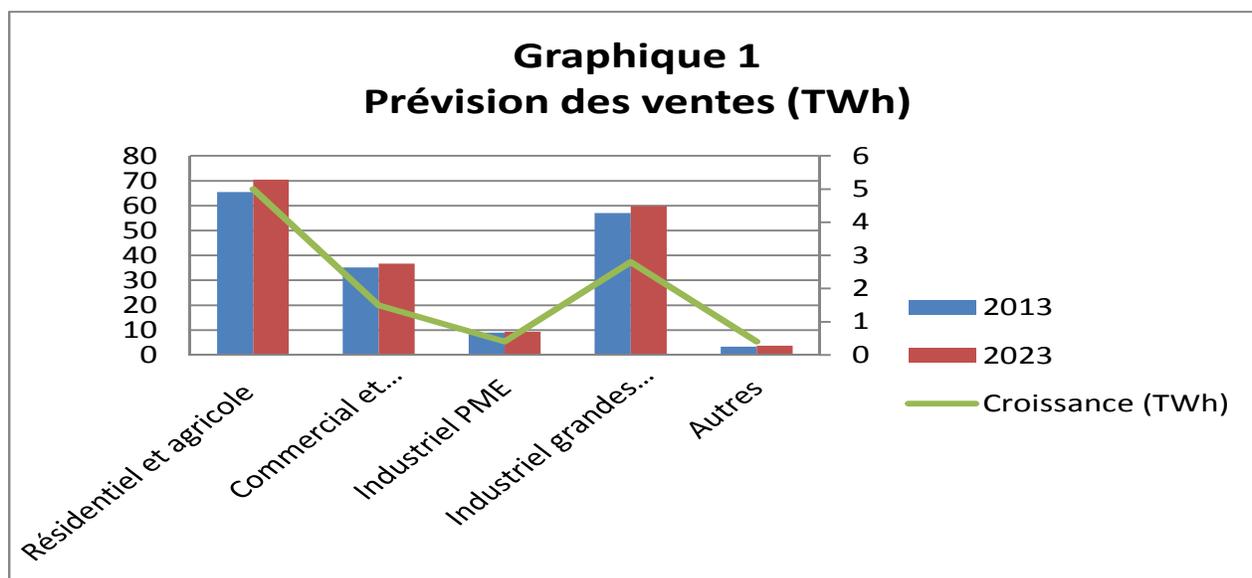
12. La prévision en énergie représente la somme de tous les besoins de sa clientèle au cours d'une année. La prévision sectorielle en énergie se trouve au tableau 2A-3 de la pièce HQD-1, document 2.2 annexe 2A et reproduite ci-dessous :

TABLEAU 2A-3
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC
(EN TWh)

En TWh	2013 ¹ 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023											Croissance 2013-23	
												TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	65,5	65,7	66,0	66,7	67,1	67,8	68,3	69,3	69,5	70,0	70,5	5,0	0,7%
Commercial et institutionnel	35,2	35,4	35,6	35,9	36,0	36,1	36,3	36,5	36,6	36,7	36,7	1,5	0,4%
Industriel PME	8,9	9,0	9,1	9,2	9,2	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	0,4	0,4%
Industriel grandes entreprises	57,0	54,3	52,8	53,6	53,7	54,2	57,4	58,4	58,6	59,1	59,8	2,8	0,5%
Alumineries	23,2	20,7	19,2	19,3	19,1	19,8	22,5	23,0	23,2	23,3	23,3	0,1	0,0%
Pâtes et papiers	13,7	12,7	12,3	12,1	12,0	11,2	11,0	10,9	10,7	10,5	10,3	-3,4	-2,8%
Pétrole et chimie	5,7	5,8	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,5	5,5	5,5	-0,2	-0,4%
Mines	3,5	3,8	4,2	4,6	4,8	5,2	5,5	5,9	6,2	6,7	7,4	3,9	7,6%
Sidérurgie, fonte et affinage	7,5	8,2	8,5	8,7	8,8	9,1	9,3	9,4	9,4	9,5	9,6	2,1	2,4%
Autres	3,3	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6	3,7	0,4	1,1%
Autres	5,5	5,5	5,6	5,6	5,7	5,7	5,7	5,8	5,8	5,8	5,9	0,4	0,7%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	172,1	170,0	169,0	171,1	171,7	173,2	177,1	179,3	179,8	181,0	182,2	10,1	0,6%

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2013, normalisées pour les conditions climatiques.

13. Comme nous pouvons le constater à la lecture du tableau 2A-3, deux grands secteurs d'activités, le secteur résidentiel et le secteur industriel, accaparent plus de 70% des besoins sur l'ensemble de la période. Le graphique 1 représente cet état de fait :



14. La prédominance actuelle et future du secteur industriel dans la prévision de la demande du Distributeur démontre bien l'importance de la performance de la prévision dans ce secteur. A titre d'exemple, au tableau 2A-3, nous pouvons constater que plus de 39% de l'augmentation de la demande de 10.1 TWh prévue sur la période 2013-2023 est attribuable au seul secteur des mines. Afin de mettre en perspective l'importance de cette prévision, il y a lieu de rappeler que 3.9TWh de demande liée au secteur minier équivaut à une production horaire de base de 445 MW.
15. Étant donné la volatilité du prix des commodités dans ce secteur, il serait important que la Régie porte une attention particulière à la méthodologie utilisée par le Distributeur pour sa prévision dans la catégorie industrielle compte tenu de l'augmentation suggérée et connaissant l'impact qu'une prévision erronée peut avoir sur les stratégies d'approvisionnement du Distributeur.
16. Autre fait intéressant, l'évolution de la demande sur la période 2013-2023 montre une progression plus rapide de la demande du secteur résidentiel et agricole par rapport au secteur industriel. En effet, la moitié de la croissance prévue sur la période de la prévision, soit 5 TWh, est attribuable au secteur résidentiel et agricole. Comme nous en discuterons à la section 3.2, cette hausse de la croissance de la demande du secteur résidentiel aura un impact important sur les besoins en puissance du Distributeur.

2.2 Prévision en besoin de puissance

17. Le Distributeur affirme à la pièce HQD-1, document 2.2, annexe 2A, p. 18, lignes 1 à 12 que la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver doit tenir compte non seulement de la prévision des « *besoins en énergie mais aussi de la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production du Producteur associé à l'électricité patrimoniale puisque le profil horaire de l'électricité patrimoniale, tel qu'il est présenté dans le décret 1277-2001, l'inclut* ».
18. Le Distributeur mentionne aussi dans ce même extrait que la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver tient compte de l'effacement de la charge découlant des mesures de gestion de la demande en puissance qui ne sont pas sous le contrôle du Distributeur (voir la référence au paragraphe précédent). Ce type de mesure inclut la biénergie résidentielle (tarif DT) et les chauffe-eau à trois éléments.
19. Il est important ici de noter que les moyens de gestion de la pointe qui sont sous le contrôle du Distributeur, comme par exemple, l'électricité interruptible, ne sont pas tenus en compte dans la prévision de puissance du Distributeur. Plus précisément, les besoins en énergie des clients industriels qui offrent des services de puissance (électricité interruptible) au Distributeur sont incorporés à la demande totale prévue pour la pointe hivernale. Le chiffre de pointe hivernale que dépose le Distributeur au Northeast Power Coordinating Council (« NPCC ») à chaque automne, inclut la demande de tous les clients industriels indépendamment de leur participation ou non au programme de l'électricité interruptible. C'est pourquoi, les clients industriels peuvent offrir un produit de puissance comptabilisé dans le bilan en puissance du Distributeur. Cet aspect sera plus amplement discuté à la section 3.2.

20. La prévision sectorielle en besoin de puissance se trouve au tableau 2A-6 de la pièce HQD-1, document 2.2 annexe 2A et est reproduite ci-dessous :

TABLEAU 2A-6
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES
(EN MW)

En MW	2012-	2013-	2014-	2015-	2016-	2017-	2018-	2019-	2020-	2021-	2022-	Croissance 2012-22	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	MW	tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques¹													
Chauffage résidentiel et agricole	11 231	11 345	11 472	11 600	11 733	11 867	11 991	12 102	12 196	12 289	12 367	1 137	1,0%
Chauffage commercial et institutionnel	3 546	3 584	3 631	3 681	3 724	3 764	3 802	3 835	3 867	3 896	3 922	376	1,0%
Eau chaude résidentiel et agricole	1 840	1 859	1 876	1 889	1 907	1 924	1 940	1 954	1 967	1 978	1 988	148	0,8%
Industriel PME	1 533	1 511	1 536	1 542	1 555	1 568	1 571	1 569	1 569	1 571	1 575	42	0,3%
Industriel Grandes entreprises	7 174	6 833	6 505	6 590	6 627	6 692	7 088	7 183	7 234	7 285	7 355	181	0,2%
Autres usages	12 074	12 242	12 249	12 305	12 407	12 523	12 639	12 753	12 893	13 018	13 134	1 060	0,8%
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	37 397	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340	2 943	0,8%
Impact des conditions climatiques¹	1 475												

¹ Et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

21. À la lecture des informations fournies dans ce tableau, nous notons que la croissance des besoins en puissance est principalement due aux besoins de chauffage résidentiel et agricole ainsi qu'à la catégorie « Autres usages » qui englobe entre autres les électroménagers résidentiels qui sont énergivores ainsi que l'éclairage du secteur résidentiel et agricole. Conformément à l'évolution des besoins en énergie décrit à la section 1.1, le secteur résidentiel et agricole engendrera la plus grande part des besoins en puissance du Distributeur.
22. Contrairement aux besoins en énergie où le secteur industriel représente 33 % des ventes d'électricité en 2013 (source : Tableau 2A-3, HQD-1, document 2.2, annexe 2A, p. 16), le secteur industriel grandes entreprises représente uniquement 19% des besoins en puissance à la pointe d'hiver 2012-2013. Ce secteur connaîtra le plus faible taux de croissance pour les besoins en puissance sur la période 2012-2013 à 2022-2023.

III. BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE DU DISTRIBUTEUR

23. Afin d'évaluer les stratégies d'approvisionnement pour répondre aux besoins en énergie et en puissance du Distributeur, une compréhension des besoins ainsi que la composition du portefeuille d'approvisionnement est nécessaire. Cette analyse permettra d'élaborer des stratégies d'optimisation d'approvisionnement.

3.1 Besoins en énergie

24. Les besoins en énergie visés par le plan ainsi que les moyens à la disposition du Distributeur sont représentés au Tableau 4-2, Bilan en énergie, qui se trouve à la pièce HQD-1, document 1, page 27 de 39.

**TABLEAU 4-2
BILAN EN ÉNERGIE**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Besoins visés par le Plan	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6
– Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
– Approvisionnements non patrimoniaux	12,2	13,8	15,7	16,3	17,6	19,5	20,3	21,2	21,7	22,3
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• HQP - Base et cyclable	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	4,3	4,6	4,6	4,6	4,8
• Autres contrats de long terme	8,7	10,6	12,3	12,8	13,9	14,5	14,6	15,1	15,1	15,1
• Biomasse	1,6	1,9	2,4	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
• Éolien	6,8	8,4	9,6	9,7	10,8	11,5	11,5	12,1	12,1	12,1
• Petite hydraulique	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
• Achats de court terme	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	1,1	1,4	2,0	2,4
= Approvisionnements additionnels requis (surplus)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)	(7,1)	(5,7)	(5,9)	(5,3)	(4,6)

25. Afin de comprendre les enjeux associés aux approvisionnements en énergie du Distributeur, une description sommaire des différents outils à la disposition du Distributeur sont ci-après repris :

Électricité patrimoniale

26. Le bloc patrimonial d'électricité découle d'un décret gouvernemental où le Producteur garantit une quantité de 165 TWh livrée au Distributeur. Le profil des livraisons d'électricité patrimoniale est aussi déterminé par décret (http://www.regie-energie.qc.ca/regie/Decrets/Decret_1277-2001_24oct01.pdf). Dans ce décret, les 165 TWh sont scindés en 8760 bâtonnets horaires pour former une courbe des puissances classées.
27. Contrairement à un contrat de type « take or pay », le Distributeur n'a pas à payer l'énergie patrimoniale non consommée, ce qui rend cette source d'approvisionnement très flexible. De plus, son coût moyen est de 2,82 ¢/kWh, ce qui est avantageux par rapport aux autres sources d'approvisionnement du Distributeur.
28. Le mode de fonctionnement de cette entente est basé sur un calcul qui est fait à la fin de chaque année de calendrier. Le Distributeur place alors en ordre décroissant les besoins horaires patrimoniaux. Les besoins horaires patrimoniaux correspondent aux besoins horaires du Distributeur moins la fourniture à cette heure d'approvisionnement postpatrimonial. Par la suite, le Distributeur juxtapose ses besoins horaires postpatrimoniaux classés en ordre décroissant avec les bâtonnets de l'électricité patrimoniale qui eux aussi sont classés en ordre décroissant. La différence entre chaque heure de consommation et le bâtonnet correspondant détermine s'il y a de l'énergie

patrimoniale inutilisée ou s'il y a un dépassement. Tout dépassement sera alors couvert par l'entente globale cadre.

L'entente globale cadre (EGC)

29. L'EGC est une entente entre le Distributeur et le Producteur qui détermine les modalités de paiement requises pour rémunérer le Producteur lors des dépassements horaires en sus de la fourniture de l'électricité patrimoniale. L'énergie fournie dans le cadre de l'EGC correspond à la somme des différences horaires entre la demande du Distributeur et la somme des ressources patrimoniale et postpatrimoniale. Ce calcul ne peut être fait qu'après l'allocation des bâtonnets à la fin de l'année de calendrier puisque l'on doit savoir quel bâtonnet s'applique à chaque heure de l'année. Les modalités de paiements de l'EGC pour l'année 2014 sont :

- Pour les 40 plus petites heures de consommation : Le minimum entre le prix de l'électricité patrimoniale (28.40\$/MWh) et le prix DAM HQ_Gen Import du NYISO (zone M)
- Pour les 300 heures de plus grande consommation : Le maximum entre 300\$/MWh et le prix DAM HQ_Gen Import du NYISO (zone M).
- Pour les autres heures de l'année : 96\$/MWh

30. Afin de mieux comprendre la fonctionnement de l'EGC prenons un exemple fictif : Le 2 septembre 2013 à 17h00, le Distributeur avait une demande de 20 459 MW. À cette même heure, le Distributeur avait accès à une production de 928 MW de ses ressources post-patrimoniales ainsi qu'à un bâtonnet de 19 454 MW, soit un approvisionnement total de 20 382 MW. Donc, l'EGC établit les modalités pour rémunérer le Producteur pour la fourniture de l'énergie qui a servi à combler la différence entre la demande de 20 459 MW et les ressources qui étaient sous contrat du Distributeur de 20 382 MW

TransCanada Energy Ltd (TCE)

31. La centrale TCE est une centrale de cogénération au gaz naturel avec une puissance de base de 507 MW (4.4. TWh par année) et ayant le potentiel d'offrir un 40 MW additionnel pour répondre à des besoins de pointe. Cette centrale est mise à l'arrêt pour la totalité de la durée du présent plan d'approvisionnement. Une fois en fonction, le contrat est de type « take or pay », donc l'énergie non consommée doit être payée.

HQP – Contrat de base et cyclable

32. Le contrat de base consiste en une livraison ferme de 350 MW (3.01TWh par année) à un prix pour l'année 2014 de 46.52\$/MWh pour l'énergie et de 10.49\$/MWh pour la composante puissance. Ce contrat est de type « take or pay » donc le Distributeur a l'obligation de payer pour l'énergie et la puissance pour un total de 57\$/MWh.

33. Le contrat cyclable offre la possibilité au Distributeur de moduler la livraison de l'énergie avec un délai minimum de 2 heures. La puissance totale associée au contrat est de 250 MW (2.19 TWh par année) à un prix pour l'année 2014 de 47.10\$/MWh pour l'énergie et de 14.42\$/MWh (10.53\$/KW mois) pour la composante puissance. Compte tenu de la nature cyclable de ce contrat, le Distributeur a uniquement l'obligation de payer la composante puissance et ce, pour l'ensemble de l'année.
34. À ces contrats d'approvisionnement s'ajoutent des conventions d'énergie différée qui permettent au Distributeur de réduire la livraison des contrats de base et cyclable afin de consommer l'énergie réduite dans les années à venir. Selon l'information fournie par le Distributeur, le solde d'énergie différée sera porté à zéro à l'échéance des conventions.

Autres contrats de long-terme

35. Ces contrats de type « take or pay » englobent la fourniture d'énergie en provenance de ressources de type éolien, biomasse et petite hydraulique. Ces contrats n'offrent aucune flexibilité au Distributeur car l'énergie produite doit absolument être prise en charge par le Distributeur.

Achats de court terme

36. Compte tenu des importants surplus du Distributeur, la fourniture d'énergie sur le marché court terme doit probablement répondre à des besoins de forte demande hivernale. Comme nous le verrons à la section 3.2, bien que le Distributeur fait face à d'importants surplus énergétiques, il doit aussi faire face à une forte demande de besoins de puissance pour répondre aux périodes de pointe hivernale.
37. Il est intéressant de noter que le Distributeur ne tient pas compte de la possibilité d'utiliser les nombreuses interconnexions à sa portée pour gérer son bilan en énergie tel que défini dans le tableau 4-2 (voir ci-dessus). Cet aspect sera abordé à la section suivante.
38. Finalement, à la lecture du bilan en énergie du Distributeur, il appert que le Distributeur fait face à un sérieux problème de gestion de surplus d'énergie. Cette gestion doit se faire dans l'intérêt de sa clientèle. C'est dans ce contexte que le Distributeur doit optimiser l'ensemble des outils à sa disposition et il doit aussi avoir une vision d'ensemble dans la gestion de ses outils.

3.2 Besoins en puissance

39. Les besoins en puissance visés par le plan ainsi que les moyens à la disposition du Distributeur sont représentés au Tableau 4-3, Bilan en puissance, qui se trouve à la pièce HQD-1, document 1, page 28 de 39.

**TABLEAU 4-3
BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021	2021 - 2022	2022 - 2023
Besoins à la pointe visés par le Plan	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 562	3 647	3 922	4 125	4 167	4 242	4 372	4 408	4 441	4 474
– Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
– Approvisionnements non patrimoniaux ⁽¹⁾	2 844	3 114	3 338	3 588	3 769	4 298	4 498	4 618	4 668	4 668
• TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
• HQP - Base et cyclable	600	600	600	600	600	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Autres contrats de long terme ⁽²⁾	994	1 264	1 488	1 538	1 669	1 748	1 748	1 818	1 818	1 818
• Biomasse (incluant Tembec)	181	265	326	376	376	376	376	376	376	376
• Éolien : 4000 MW ⁽²⁾	766	935	1 098	1 098	1 229	1 308	1 308	1 378	1 378	1 378
• Petite hydraulique : 150 MW	48	64	64	64	64	64	64	64	64	64
• Gestion de la demande en puissance	1 000	1 000	1 000	1 200	1 250	1 300	1 500	1 550	1 600	1 600
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
• Contrats d'interruptible avec Alouette	150	150	150	300	300	300	450	450	450	450
• Autres interventions en gestion de la demande en puissance	0	0	0	50	100	150	200	250	300	300
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise	650	360	750	1 050	1 290	1 530	1 830	2 070	2 370	2 700
• Contribution des marchés de court terme	650	360	750	1 050	1 290	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
= Puissance additionnelle requise	0	0	0	0	0	30	330	570	870	1 200

(Besoins arrondis au 10 MW près)

Note (1) : La puissance associée aux approvisionnements éoliens tient compte du raffermissement en puissance associé au service d'intégration qui établit une contribution totale garantie équivalente à 35 % de la puissance contractuelle.

40. Contrairement au bilan en énergie présenté à la section précédente, le bilan en puissance soulève une problématique où il y a un manque de ressource afin de répondre aux besoins du Distributeur.
41. Comme on peut le constater à la lecture du tableau 4-3, le Distributeur entend utiliser plusieurs moyens pour y répondre. À cet effet, le Distributeur mentionne, à la page 28 du document HQD-1, document 1, qu'à plus long terme, la stratégie en puissance du Distributeur s'appuie d'abord sur la gestion de la demande en puissance, puis sur la contribution des marchés de court terme. Ici, le Distributeur fait référence aux éléments de gestion de la demande en puissance qui sont sous le contrôle du Distributeur (voir la référence au paragraphe 17).
42. Cette distinction est importante car la notion de contrôle réfère ici à une option qui est détenue par le Distributeur, ce qui n'est pas le cas pour le tarif résidentiel biénergie. En effet, contrairement aux clients industriels qui offrent de la puissance interruptible, les clients résidentiels n'ont aucune obligation contractuelle de répondre aux instructions du Distributeur. Seul un incitatif monétaire leur est offert. Il est aussi important de mentionner que bien que les clients industriels aient l'option d'opter pour le tarif interruptible, tel que défini à la section 6.15 des Tarifs et Conditions du Distributeur (http://www.hydroquebec.com/publications/fr/tarifs/pdf/tarifs_distributeur.pdf), c'est le Distributeur qui décide quels clients signeront un contrat. C'est l'existence même de ces contrats et des obligations qui s'y rattachent qui permet au Distributeur d'inclure la puissance interruptible à son bilan en puissance.

43. En ce qui concerne la décision du Distributeur de recourir en premier lieu à l'électricité interruptible au lieu des marchés de court terme, il y aurait lieu d'exiger du Distributeur qu'il démontre que le recours à la gestion de la demande de puissance avant l'utilisation des marchés de court terme est une stratégie qui favorise sa clientèle.
44. Le premier exercice devrait être de déterminer les caractéristiques de chacun des produits et ensuite le coût par MW de chacun des moyens envisagés. Il y a certainement lieu d'évaluer les caractéristiques des différentes alternatives pour répondre aux besoins de puissance. A titre d'exemple, la puissance fournie par les industriels comporte des limitations au nombre d'heures d'exercice de l'option d'électricité interruptible par période hivernale.
45. En effet, ces fournisseurs ne peuvent offrir plus de 100 heures d'interruption par hiver. En contrepartie, les producteurs localisés au Québec ou ailleurs qui offrent de la puissance sont dans l'obligation d'offrir le service toutes les heures de la période assujettie au contrat (ex : 744 heures pour le mois janvier). Par contre, les fournisseurs d'électricité interruptible doivent répondre dans un délai de 2 heures contrairement à 36 heures pour les producteurs. Il y a lieu de mentionner que les producteurs ont aussi les capacités d'offrir un service de puissance dans un délai de 2 heures.
46. Quant à la contribution des marchés de court terme, le Distributeur mentionne qu'il limite à 1500 MW les capacités des interconnexions. Plus particulièrement, le Distributeur limite à 280 MW (HQD-1, document 2.3, annexe 4D, p. 48) la capacité d'importation de puissance en provenance de l'Ontario. Le Distributeur omet d'envisager la possibilité d'utiliser l'interconnexion de 1250 MW entre l'Ontario et le Québec afin de se procurer de la puissance sur les réseaux limitrophes à l'Ontario (NYISO, MISO,). Ces transactions pourraient se faire par des transactions de passage sur le réseau de l'Ontario. Ces transactions ne sont pas assujetties aux coupures que pourraient potentiellement imposer l'Independent Electricity System Operator (« IESO ») aux transactions d'exportation en cas de problème d'alimentation en Ontario.
47. À l'égard de l'interconnexion du réseau d'Énergie La Lièvre, le Distributeur indique dans sa preuve (HQD-1, document 2.3, annexe 4D, p. 48) qu'il présume la disponibilité d'une puissance d'environ 150 MW. A cet effet, il y a lieu de noter que la centrale de la production installée sur le réseau d'Énergie La Lièvre est qualifiée à hauteur de 250 MW sur le marché de la puissance sur le marché du NYISO/ISO-NE. Il y aurait donc lieu d'augmenter la puissance disponible à cette interconnexion au même niveau soit, 250 MW.
48. De plus, l'interconnexion Radisson – Nicolet – Sandy Pond peut être utilisée pour approvisionner le Distributeur en puissance en autant qu'une entente soit conclue avec les détenteurs de droits de passage ferme sur ce lien (HQD-1, Document 2.3, Annexe 4D, p. 47).

IV. STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

49. Les sections précédentes ont permis d'analyser les besoins du Distributeur en énergie et en puissance. Nous pouvons constater que le Distributeur fait face à des surplus importants d'énergie tout en faisant face à des besoins importants en puissance. Cette situation s'explique par une évolution différente des besoins de ses différentes catégories de clients. En effet, la demande industrielle occupe une moins grande part de la demande globale tandis que la demande résidentielle est en constante progression.
50. Compte tenu des caractéristiques de consommation des clients résidentiels (activités de consommation énergivores à des périodes coïncidentes soit le matin et le soir ainsi que le chauffage électrique des espaces habitables) les besoins incrémentaux du Distributeur nécessitent un apport en électricité plus important pendant des périodes plus restreintes. Ces nouveaux besoins sont nécessairement plus coûteux, car la production électrique ne sera pas requise véritablement que pour de courtes périodes.
51. En effet, le Distributeur doit s'assurer d'avoir suffisamment d'électricité pour répondre aux besoins de pointe qui représentent une petite portion des heures de l'année. En terme économique, on parle ici de capital inutilisé car les machines nécessaires pour répondre à la pointe seront à l'arrêt une grande partie de l'année.
52. Cette situation peut toutefois être optimisée en partageant l'utilisation de ces machines avec d'autres clients. Ces autres clients se trouvent sur les réseaux limitrophes. Le Québec a la chance d'être entouré de plusieurs marchés électriques qui ont les caractéristiques d'avoir des besoins de pointe en été. De plus, ces marchés sont accessibles grâce aux nombreuses interconnexions du réseau de TransÉnergie.
53. L'utilisation des marchés de court terme répond exactement à cette logique économique. En effet, les producteurs d'électricité situés dans les réseaux voisins répondent aux besoins de pointe de l'été de leurs marchés respectifs. L'utilisation de ces ressources en période hivernale ne peut qu'être bénéfique pour le Distributeur. Le Distributeur a donc tout intérêt à bénéficier de cette opportunité afin de réduire les tarifs pour ses clients. La section 4.2 traitera spécifiquement des moyens pour optimiser les approvisionnements en puissance.
54. En ce qui concerne l'autre constat de ce plan d'approvisionnement, le Distributeur doit faire face à d'importants surplus d'énergie à l'exception des périodes de pointe hivernale. La clientèle du Distributeur est en droit d'exiger de celui-ci qu'il optimise son portefeuille d'approvisionnement dans toutes les circonstances incluant les situations de surplus. Donc, le Distributeur se doit de saisir toutes les opportunités de profits incluant celles découlant de la revente d'énergie. La section 4.1 traitera spécifiquement des moyens pour optimiser les approvisionnements en énergie.
55. La section 4.3 traitera d'autres éléments pouvant servir à optimiser le portefeuille d'approvisionnement du Distributeur.

4.1 Recommandations pour l'optimisation de la gestion des besoins en énergie

a) *Revente de surplus*

56. Le Distributeur affirme dans sa preuve (HQD-1, doc1, p 27 lignes 3 à 8) qu'il utilisera la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale pour disposer des surplus énergétiques. Cette stratégie n'est appuyée par aucune analyse économique. En premier lieu, le Distributeur prétend que les surplus n'auraient aucun débouché puisqu'il n'existerait presque plus de transport ferme disponible pour accéder aux marchés.
57. Le Distributeur omet ici de tenir compte que s'il y avait des reventes de surplus au Québec, les détenteurs de ces droits fermes pourraient être intéressés à acheter cette énergie.
58. À cet effet, nous confirmons qu'à titre de détenteur de transport ferme, EBM serait grandement intéressée à acheter une partie de ces surplus. Nous avons manifesté cet intérêt à plusieurs reprises durant les derniers mois et années par des sollicitations auprès du Distributeur pour des offres d'achat d'électricité à des prix supérieurs au prix de l'électricité patrimoniale. Le Distributeur a rejeté certaines de ces offres. Pourtant, le Distributeur a déjà accepté, en 2010, 2011 et 2012, de vendre des surplus à des prix supérieurs à la valeur de l'électricité patrimoniale.
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.
60. Maintenant, concernant l'accès aux interconnexions, il faut mentionner que le transport ferme n'est pas l'unique solution. Le Distributeur pourrait très bien revendre ses surplus sur différents horizons de temps. Il pourrait revendre ses surplus sur une base annuelle, mensuelle, hebdomadaire, quotidienne. A titre d'exemple, les ventes sur une base quotidienne pourraient bénéficier des disponibilités de transport non ferme sur les interconnexions.

Tableau 1

year	Prix de l'électricité (\$/MWh)**				Profit unitaire (\$/MWh)		
	IESO	NE	NYZM	Patrimonial*	IESO	NE	NYZM
2014	34.94	60.44	40.95	28.82	6.12	31.62	12.13
2015	33.36	51.84	36.16	29.40	3.97	22.44	6.76
2016	33.13	46.09	36.43	29.98	3.15	16.10	6.44
2017	32.87	45.34	37.92	30.58	2.29	14.75	7.34

* Nous assumons un taux de croissance de 2%

**Source: ICE

61. Afin de s'assurer que le Distributeur ne subisse pas de perte associée à ses activités de revente (ce qui n'est pas admis), il n'a qu'à imposer un prix plancher couvrant le coût d'acquisition de l'électricité vendue. Avec une telle protection, le Distributeur n'aurait que des effets positifs pour sa clientèle. Évidemment, le Distributeur devra s'assurer de gérer les volumes de revente en fonction de ses propres besoins.
62. En d'autres mots, il ne serait pas optimal de revendre des surplus en période de pointe hivernale. La stratégie optimale serait d'orienter la revente en ayant comme objectif d'éliminer les volumes d'énergie patrimoniale inutilisée. Le tableau 1 présente la valeur moyenne des prix à terme de pointe et hors pointe « forward » en date du 6 mai 2014.
63. Si nous prenons comme hypothèse que le Distributeur réussit à revendre la moitié des surplus énergétiques pour les années 2014 à 2017, soit 18.45 TWh, les profits oscilleraient entre 69 millions pour le marché le moins lucratif (Ontario) et 380 millions pour le marché le plus lucratif (Nouvelle-Angleterre). Il faut mentionner que les hypothèses utilisées pour cette simulation sont conservatrices puisque nous assumons une revente de surplus fixe pour toutes les heures de l'année en prenant la moyenne des prix à terme pour tous les mois de l'année. Nous avons aussi estimé un taux de change au pair, ce qui est conservateur par rapport au taux de change actuel. En réalité, il serait possible pour le Distributeur de revendre ses surplus en période de pointe où les prix sont plus intéressants et surtout durant les mois où le Distributeur doit gérer des surplus plus importants.
64. Bien que le processus de revente de surplus comporte des contraintes, la présence d'arbitrage pour le Distributeur, justifie des efforts nécessaires pour ainsi optimiser la gestion des approvisionnements et ainsi tenter de réduire les tarifs pour les clients du Distributeur.

b) Achat d'énergie

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. À 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 apparaît 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 1^{er} 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.

4.2 Recommandations pour l'optimisation de la gestion des besoins en puissance

4.2.1 Caractéristiques des différents produits de puissance

68. Tel que mentionné précédemment, le Distributeur semble privilégier l'utilisation de la puissance fournie par l'électricité interruptible. En effet, notre compréhension est que le Distributeur répond en premier lieu à ses besoins en puissance en signant des contrats avec les clients industriels. Une fois cette démarche faite, il fait alors appel au marché de court terme pour répondre aux besoins manquants.
69. Indépendamment de la décision à être rendue dans le dossier de révision R-3878-2014, EBM est d'avis que le Distributeur devrait faire appel au marché 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.
70. Bien que ces deux produits peuvent être comptabilisés dans le bilan en puissance soumis au NPCC, les deux produits offrent des attributs différents.
71. Tel que mentionné plus haut, les produits offerts sur les marchés de court terme peuvent être contractés sur une base mensuelle et n'ont aucune limitation sur le nombre d'heures rappelables. Il serait à l'avantage de la clientèle du Distributeur d'avoir recours au plus grand nombre de fournisseurs pour la fourniture de puissance et ce, afin d'avoir le meilleur prix possible.

4.2.2 Favoriser le marché de court terme

72. Tel que mentionné précédemment, le Distributeur devrait augmenter la limite d'interconnexion associée à l'offre de puissance. En effet, le Distributeur devrait tenir compte du 250 MW disponible à l'interconnexion avec le réseau d'Énergie La Lièvre. De plus, l'interconnexion principale entre le Québec et l'Ontario de 1250 MW devrait aussi être incluse afin que la puissance des marchés limitrophes à l'Ontario puisse servir à alimenter les besoins du Québec. De plus, il devrait tenir compte de l'interconnexion Radisson – Nicolet – Sandy Pond.

4.2.3 Puissance additionnelle requise

73. EBM note que le Distributeur prévoit avoir besoin de puissance additionnelle à partir de la pointe hivernale de 2018-2019 (voir Tableau 3-4 ci-dessus). EBM est d'avis que le Distributeur devrait entamer dès maintenant les démarches d'appels d'offres pour répondre à ces besoins. En effet, la construction de centrales pouvant potentiellement répondre à ces besoins nécessite plusieurs années.

74. De plus, nous sommes d'avis, que ces nouveaux besoins devraient tenir compte des contraintes de transport à l'intérieur du réseau de TransÉnergie.
75. Lors de la rencontre sur la planification du réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie qui a eu lieu le 14 avril 2014, il a été question de la notion de bilan de puissance régional. Suite à ces discussions, nous avons constaté qu'il n'y avait pas de coordination entre le Distributeur et le Transporteur concernant la localisation des sources d'approvisionnement du Distributeur pour répondre aux besoins de puissance. Afin de réduire les frais de raccordement, il y aurait lieu de mieux coordonner les besoins du Distributeur avec les réalités du réseau du Transporteur.
76. Présentement, le Distributeur procède à des appels d'offres pour de la puissance de long terme sans tenir compte de la localisation des ressources pouvant répondre à un appel d'offres. La préparation d'un bilan en puissance régional pourrait tenir compte des contraintes de transport et ainsi pourrait réduire les coûts d'intégration sur le réseau du Transporteur. En effet, avec une évaluation régionale des besoins du Distributeur, il y aurait un incitatif à ce que les développeurs valorisent les projets situés à proximité des besoins.
77. En conséquence, le Distributeur devrait donc rendre publics ses bilans de puissance régionaux afin que les participants potentiels aux appels d'offres aient toute l'information disponible afin d'offrir la puissance requise au plus bas coût possible.

4.2.4 Revente de produit de puissance durant les mois d'été

78. A la lecture du bilan en puissance déposé par le Distributeur, il appert que les besoins en puissance sont définis en fonction des besoins de pointe en hiver. Cela signifie qu'en période estivale le Distributeur pourrait très bien rendre disponible sur le marché de la revente de la puissance qu'il possède sur une base mensuelle. Ces revenus supplémentaires pourraient permettre de réduire les tarifs pour les consommateurs.
79. Tel que pour les surplus d'énergie, EBM est d'avis que le Distributeur pourrait également revendre ses surplus de puissance qu'il possède sur les marchés durant les mois d'été. Le marché de la puissance du NYISO permet les transactions sur une base mensuelle. Ceci permettrait au Distributeur de pouvoir optimiser son portefeuille d'approvisionnement et ainsi possiblement faire bénéficier ses clients de baisses de tarifs additionnelles.

4.3 Attributs environnementaux

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.

V. CONCLUSION

81. L'étude du plan d'approvisionnement est un élément vital dans la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité au Québec. La gestion des éléments qui déterminent cet équilibre a un impact réel et substantiel sur la clientèle du Distributeur ainsi sur les autres acteurs de ce marché au Québec. Les conclusions recherchées par EBM dans le présent dossier visent à favoriser le développement de moyens concurrentiels bénéfiques pour les clients québécois. La situation dans laquelle le Distributeur se trouve présentement soit notamment, la présence de surplus énergétiques et les besoins de puissance en pointe hivernale, sont propices à la mise en place de stratégies d'optimisation des approvisionnements concurrentiels et apporte une valeur ajoutée au bénéfice de tous. Ces bénéfices pourraient se traduire par des revenus additionnels pour le Distributeur et des occasions d'affaires pour ses fournisseurs. Les recommandations faites par EBM ne peuvent qu'être bénéfiques pour la clientèle du Distributeur puisqu'elle favorise l'optimisation des outils d'approvisionnements et la valorisation du portefeuille du Distributeur ainsi que l'utilisation de toute la flexibilité qu'apporte le recours aux interconnexions. Ces interconnexions permettent au Distributeur d'optimiser ses stratégies d'approvisionnement en utilisant toute la flexibilité que procurent les différents marchés énergétique des réseaux voisins.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.