

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-3848-2013

**DEMANDE D'APPROBATION DES
CARACTÉRISTIQUES DU SERVICE
D'INTÉGRATION ÉOLIENNE ET DE LA
GRILLE D'ANALYSE EN VUE DE
L'ACQUISITION D'UN SERVICE
D'INTÉGRATION ÉOLIENNE**

HYDRO-QUÉBEC
(ci-après le «DISTRIBUTEUR»)

Demanderesse

et

**L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS
D'ÉLECTRICITÉ**
(ci-après « AQCIE »)

et

**LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE
DU QUÉBEC**
(ci-après « CIFQ »)

Intervenants

MÉMOIRE DE L'AQCIE et DU CIFQ

L'AQCIE et le CIFQ n'ont pas participé à l'étude de la question de l'intégration éolienne au cours des dernières années (dossiers R-3748-2010, R-3775-2011, R-3799-2012 et R-3806-2012), croyant à tort qu'il ne comportait pas un enjeu monétaire important. Ils s'y sont intéressés par le biais du dossier tarifaire R-3814-2012 après s'être rendus compte de l'ampleur des sommes en jeu – notamment celles qui n'apparaissent pas dans la preuve que dépose le Distributeur en début de dossier tarifaire, mais qui sont incluses dans les tarifs des années suivantes à travers le compte de *pass-on*.

En tant que représentants des intérêts des consommateurs industriels d'électricité, l'AQCIE et le CIFQ tiennent à s'assurer que le modèle qui sera ultimement retenu pour l'intégration des ressources éoliennes permette de rencontrer les normes applicables au plus bas coût possible. Ceci implique à la fois de limiter les services offerts par ce modèle au minimum requis et de favoriser la concurrence. Afin de fournir à la Régie un

éclairage complet sur la question, l'AQCIE et le CIFQ ont retenu conjointement avec ÉBM les services d'un expert en la matière, M. William K. Marshall.

Considérant la décision procédurale D-2013-133 rendue le 30 août 2013 dans le présent dossier, l'AQCIE et le CIFQ se borneront à formuler quelques commentaires sur ce qu'ils considèrent les éléments essentiels de la proposition du Distributeur, s'en remettant par ailleurs pour les questions d'ordre technique aux analyses, commentaires et conclusions de leur expert, qu'ils endossent entièrement. Ils ajouteront quelques remarques sur la validité et sur la portée des règlements relatifs à l'approvisionnement en énergie éolienne.

LES ÉLÉMENTS ESSENTIELS DE LA PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR

Premier élément : Les retours d'énergie fixes/Livraisons uniformes à 35%

La proposition du Distributeur reprend essentiellement les caractéristiques de l'actuelle EIÉ qui prévoit la transformation de la production variable des éoliennes en « produit de base » assurant des livraisons d'énergie fixes. Le niveau de ces livraisons reste le même, à 35% de la capacité en place, bien que l'expérience ait démontré que la contribution historique en énergie des éoliennes est de 31%.

En présumant, à juste titre nous semble-t-il, que la tendance d'une production éolienne inférieure à 35% de la capacité installée se maintiendra, le Distributeur se verrait donc toujours obligé d'acheter de l'énergie superflue alors que ses surplus ne cessent de croître de prévision en prévision. Voici d'ailleurs son plus récent bilan en énergie, déposé le 20 septembre 2013 dans le dossier tarifaire R-3854-2013¹ :

¹ HQD-1, Doc-4.2

**TABLEAU R-2.1
BILAN EN ÉNERGIE (EN TWH)**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
= Besoins visés par le Plan	183,6	182,6	184,8	185,6	187,1	191,4	193,8	194,4	195,7	197,0	199,0	199,4	200,6	201,9
- Volume d'électricité patrimoniale	171,5	168,9	169,1	168,7	169,1	171,5	173,0	173,1	173,8	174,4	175,2	175,7	176,3	178,3
- Appro. non patrimoniaux	12,1	13,7	15,7	16,9	18,0	20,0	20,8	21,3	21,9	22,6	23,8	23,6	24,3	23,6
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	1,1	1,1	1,1	0,7	-
• HQP - Base et cyclable	3,3	3,2	3,2	3,3	3,3	4,1	4,5	4,5	4,6	4,7	4,3	3,9	4,0	0,8
• Cyclable	0,2	0,1	0,2	0,2	0,3	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,4
• Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
• Énergie différée	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• Énergie rappelée	-	-	-	-	-	0,6	0,9	0,9	0,9	1,0	0,5	-	-	-
• Autres contrats de long terme	8,6	10,4	12,4	13,4	14,4	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,1	15,1	14,7
• Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
• Biomasse II : 125 MW	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Biomasse III : 300 MW	0,8	1,1	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
• Éolien I : 990 MW	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,2
• Éolien II : 2000 MW	4,3	5,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
• Éolien III : 500 MW	0,1	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Éolien IV : 800 MW	-	-	0,1	0,7	1,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
• Petite hydraulique : 150 MW	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
• Achat de court terme	0,2	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	1,1	0,9	1,4	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0
• Achat de long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,5	1,5	5,1
= (Surplus)	(7,3)	(9,9)	(9,8)	(10,2)	(9,8)	(7,4)	(5,9)	(5,8)	(5,1)	(4,4)	(3,7)	(3,1)	(2,6)	(0,5)

Cette conséquence fâcheuse de l'actuelle EIÉ avait été dénoncée par l'AQCIE et le CIFQ dans le dossier R-3814-2012.² La Régie, ayant pris acte de ce problème (et d'autres problèmes découlant de l'EiÉ) avait conclu, dans sa décision D-2013-021 :

« [54] L'AQCIE/CIFQ indique que cet écart d'environ 4 % entre le FU réel et celui de 35 % prévu à l'EiÉ revient à un achat d'énergie par le Distributeur de 500 à 700 GWh à 9,1 ¢/kWh en 2013, alors qu'il a des surplus importants et que les prix de marché sont beaucoup plus faibles. L'intervenant ajoute que cette vente d'énergie est un « accessoire » de l'EiÉ qui n'a pas comme objectif la vente d'électricité du Producteur au Distributeur.

(...)

[58] La Régie estime à environ 40 M\$ l'impact dans le « pass-on » de la modification proposée par l'AQCIE/CIFQ. Elle est d'accord avec l'intervenant sur le fait que l'objectif de l'EiÉ n'est pas la revente d'énergie. Son but est plutôt de fournir un service d'équilibrage de la production des parcs éoliens, tel que requis par les décrets gouvernementaux. (...)

[63] La preuve soumise dans le présent dossier et le débat sur cet enjeu démontrent que les coûts de l'intégration éolienne sont très élevés. Ils doivent être ajustés à la baisse et les paramètres discutés plus haut doivent être modifiés dans les prochaines ententes à venir. La Régie demande au Distributeur de tenir compte de ces préoccupations lors de l'élaboration du prochain produit d'intégration éolienne. »

[Nous soulignons. L'emphase est de la Régie]

² Voir notamment le mémoire de l'AQCIE et le CIFQ dans ce dossier ainsi que les notes sténographiques de l'audience du 17 décembre 2012, pages 122 et suivantes

Depuis, par le dépôt du suivi de la décision D-2006-27 pour l'année 2012, le Distributeur a confirmé que la tendance se maintient, le Distributeur se voyant obligé d'acheter d'Hydro Québec Production (le « Producteur »), en 2012, 327 GWh d'énergie en application de l'EIE à un prix frôlant les 90\$/MWh, plutôt que de l'énergie patrimoniale à 26\$/MWh.³

Nous comprenons de la réponse 6.2 du Distributeur à la DDR de la Régie que les résultats de 2013 seraient meilleurs que ceux des années passées, avec une moyenne de 31,5% pour les trois premiers trimestres de 2013, soit trois points de pourcentage de plus que pour les années 2010-2012, selon lui. Or, ce résultat n'indique pas que le seuil de 35% sera atteint en 2013 : tout au plus, il hausse légèrement la moyenne des dernières années pour les trimestres du printemps et de l'été.

Incidentement, nous constatons que le suivi de la décision D-2006-27 pour le deuxième trimestre de 2013 n'apparaît toujours pas, en date du 7 novembre 2013, sur le site de la Régie, alors que par les années passées, le Distributeur déposait cette information aux mois de juillet, août ou septembre.

Par ailleurs, s'il est vrai qu'une production éolienne annuelle plus près d'un facteur de capacité de 35% permettrait de réduire le montant versé en fin d'année au Producteur, cela ne justifie pas pour autant les retours d'énergie fixes tout au long de l'année. En effet, tel qu'expliqué par M. Marshall, ces retours d'énergie fixes agissent comme un service de modulation en déplaçant de la production d'énergie éolienne en hiver, alors qu'elle est utile, vers le printemps et l'été, où elle aggrave le problème des surplus.

De plus, si les FU historiques ne sont pas garants des FU réels futurs (bien que, à notre avis, ils en donnent une bonne indication), les 35% prévus à l'actuelle EIE le sont encore bien moins. La cible de 35% est arbitraire, et selon le Distributeur lui-même (réponse 4.2 aux DDR d'UC), n'est pas établie selon ses besoins :

« Les retours d'énergie établis à 35 % de la puissance éolienne installée assurent au Distributeur un volume annuel d'énergie correspondant aux paramètres des contrats intervenus avec les fournisseurs éoliens et, ainsi, à la production éolienne attendue. Le niveau de retour n'est donc pas établi selon les besoins du Distributeur mais selon les paramètres des contrats avec les fournisseurs de production éolienne. »

[Nos soulignements]

En fait, il semble très difficile, voire impossible, de prédire d'ores et déjà quel sera le niveau exact du FU dans les années à venir. Ainsi, pour éviter de se retrouver avec des achats inutiles d'énergie en période de surplus – surtout au printemps et à l'été – il nous semble préférable de renoncer à cette caractéristique du service d'intégration éolienne. À ce sujet, soulignons que dans sa réponse aux demandes de renseignements (DDR)

³ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2006-27/Suivi_R-3573-2005_D-2006-27_entente_05mars13.pdf

de l'expert Marshall, le Distributeur admet que cette caractéristique ne s'appuie sur aucune base légale :

«2.4 In your opinion, are there legal provisions rendering uniform deliveries mandatory?

Réponse :

Non. »

Cette caractéristique n'est pas non plus requise sur le plan technique, tel qu'il ressort du rapport de M. Marshall :

«The Modulation component is not required for reliability purposes but rather is a commercial banking and scheduling service that, if deemed necessary or economic, should be procured separately via a separate RFP »⁴

Dans ses DDR, M. Marshall avait demandé à Hydro-Québec quelle était la logique (*rationale*) soutenant les retours d'énergie fixes. La réponse d'Hydro-Québec (2.4.2) se limite à un renvoi à la réponse 6.5 aux DDR de la Régie :

«Dans les motifs de la décision D-2011-193, au paragraphe 134, la Régie émettait notamment l'avis que « [les retraits modulés conformément aux besoins du Distributeur] ne sont pas requis pour fournir la "garantie de puissance [...] sous forme de conventions d'équilibrage" ou le "service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne" exigée par les Décrets [...].

En plus, au paragraphe 139 de cette même décision, la Régie soulignait qu'« En ce qui a trait à la puissance complémentaire de 15 % prévue à l'EGM, la Régie est d'avis que ce pourcentage va au-delà de la puissance requise aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne exigés par les Décrets. » Or, si le Distributeur devait moduler les retours en fonction du profil de la demande (notamment, entre les périodes d'été et d'hiver), la puissance complémentaire, présentement proposée à 5 %, devrait forcément devenir plus importante en période de forte demande. Par exemple, avec des retours de 45 % en période hivernale, la puissance complémentaire atteindrait 15 %, un niveau que la Régie semblait trouver élevé dans la décision susmentionnée.

En établissant les retours d'énergie selon un taux uniforme, le Distributeur se conforme aux paragraphes 134 et 139 de la décision D-2011-193.»

Dans cette réponse, le Distributeur renvoie aux paragraphes 134 et 139 de la décision D-2011-193. Or, il n'est pas question de retours d'énergie fixes dans ces paragraphes, le paragraphe 134 portant plutôt sur deux caractéristiques de l'EGM (laquelle ne prévoyait pas de retours d'énergie fixes) et le paragraphe 139 traitant du « niveau de puissance requis seulement aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne ».

⁴ Rapport de W.K Marshall, page 56

En fait, par ses décisions antérieures, la Régie semble plutôt s'être prononcée contre les retours d'énergie fixes. Ainsi, par exemple, dans une section de sa décision sur le plan d'approvisionnement 2008-2017 portant sur les livraisons uniformes prévues à l'entente d'intégration éolienne, la Régie avait conclu qu'une puissance uniforme garantie douze mois par année ne serait pas requise :

«4.1.2 LIVRAISONS UNIFORMES

La Régie constate que la concordance des besoins du Distributeur et de la production supérieure des éoliennes en période d'hiver contribue à diminuer le besoin d'équilibrage tout au long de l'année.

De plus, le Distributeur dispose d'un contrat d'électricité patrimoniale qui permet un reclassement des bâtonnets de la courbe des puissances classées selon ses besoins réels ainsi que d'une entente cadre qui permet de répondre en temps réel aux besoins imprévisibles du Distributeur au-delà du profil de l'électricité patrimoniale. Ces deux outils fournissent au Distributeur une grande flexibilité et lui procurent un avantage unique par rapport aux autres distributeurs d'électricité.

Selon le rapport de balisage réalisé par le Distributeur, la variabilité de la production éolienne diminue avec une plus grande dispersion géographique des éoliennes sur le territoire. La Régie constate que la prise en compte de ce facteur dans le renouvellement ou l'élaboration d'une entente d'intégration éolienne deviendra importante avec la mise en service des parcs éoliens du second bloc d'énergie éolienne.

La Régie conclut, sur la base des informations disponibles à ce jour, qu'une puissance uniforme garantie douze mois par année ne serait pas requise.»⁵

Dans ce contexte, il est étonnant que le Distributeur propose encore des retours d'énergie fixes. Tel que démontré par M. Marshall, il s'agit d'un service de modulation qui n'est pas requis et qui, dans sa forme actuelle – que le Distributeur propose de reconduire – est contre-productif puisqu'il aggrave le problème des surplus en plus de déplacer de l'énergie hivernale utile vers d'autres saisons où elle devient superflue.

Nous soumettons que le Distributeur devrait éliminer l'aspect « retours fixes d'énergie » du produit recherché, ou, subsidiairement, chercher à mieux faire correspondre ces « retours fixes d'énergie » à la production historique des éoliennes, par exemple en établissant le niveau des retours d'énergie de manière mensuelle, en fonction des données historiques, tel que suggéré (à titre subsidiaire, aussi) dans le rapport de M. Marshall.

Cette proposition subsidiaire, bien qu'elle ne soit pas la proposition que favorisent l'AQCIE et le CIFQ puisqu'elle va au-delà du minimum requis, a, à tout le moins, le mérite d'être moins désavantageuse pour les consommateurs que la proposition du Distributeur, considérant la concordance entre les besoins de chauffage de la clientèle

⁵ Décision D-2008-133, pages 41-42

et la production éolienne hivernale. Elle a aussi le mérite de fixer la cible des retours d'énergie en fonction des données historiques plutôt qu'en fonction d'un pourcentage théorique contredit par la réalité.

Deuxième élément : La puissance garantie à 35%

Un autre élément de l'actuelle EIÉ qui n'a plus sa raison d'être est le niveau de puissance garantie, fixé lui-aussi à 35%. On sait maintenant que les éoliennes contribuent en elles-mêmes pour 30% de leur capacité installée au bilan de puissance du Distributeur. Ceci a amené la Régie, dans la décision sur l'EGM⁶ à déclarer que la tranche de « puissance complémentaire » allant au-delà des 30% de puissance contributive des éoliennes, soit 15% dans le cas de l'EGM et 5% ici, pouvait et devait être dissociée des services d'intégration éolienne :

«[134] Ainsi, la Régie est d'avis que les services suivants ne sont pas requis pour fournir la « garantie de puissance [...] sous forme de convention d'équilibrage » ou le « service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne » exigés par les Décrets, mais qu'ils répondent notamment aux besoins de flexibilité d'utilisation des sources d'approvisionnement du Distributeur :

- les retraits modulés conformément aux besoins du Distributeur;*
- la puissance complémentaire à la hauteur de 15 % en hiver;*

(...)

[135] Ces services contenus à l'EGM sont présentés comme « indissociables » par le Distributeur. Ils ont été regroupés dans un contrat afin de répondre, tel que cité ci-haut, spécifiquement aux besoins particuliers du Distributeur et ont fait l'objet d'une négociation avec le Producteur.

[136] Or, tel qu'indiqué précédemment, la Régie a conclu que les divers services prévus à l'EGM constituent, chacun, une fourniture d'électricité et donc un approvisionnement. La Régie est d'avis que le fait que le Distributeur ait négocié une entente sur mesure, « un tout global », ne le dispense pas de procéder par appels d'offres tel qu'exigé par l'article 74.1 de la Loi.

(...)

[139] À cet égard, la Régie juge utile de préciser qu'à son avis, la garantie de puissance ou, selon le cas, la puissance complémentaire, exigée par les

⁶ Décision D-2011-193 Motifs

Décrets se limite au niveau de puissance requis seulement aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne.

[140] En ce qui a trait à la puissance complémentaire de 15 % prévue à l'EGM, la Régie est d'avis que ce pourcentage va au-delà de la puissance requise aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne exigés par les Décrets. »

Quelle est donc la nature de la « puissance complémentaire » qui serait maintenant requise ? Pour répondre à cette question, il faut distinguer, comme la Régie le fait aux paragraphes 139 et 140 ci-dessus (Décision D-2011-193 Motifs), entre la « puissance complémentaire » prévue à certains décrets (paragraphe 139) et la « puissance complémentaire » additionnelle, allant au-delà de ce qui est requis par les décrets (paragraphe 140).

Dans le premier cas (paragraphe 139), il s'agit d'une puissance *requise seulement aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne*. Or, tel que l'a démontré M. Marshall, tout ce qui est requis pour l'équilibrage ou l'intégration éoliens c'est la puissance associée à certains services complémentaires. Il ne s'agit donc pas de puissance au sens du bilan en puissance du Distributeur (*resource adequacy*), en planification, mais plutôt de puissance associée aux services complémentaires – soit, par exemple, de 80 à 126 MW de *Load Following* - pour rencontrer d'autres normes (*security and reliability*) en temps réel. C'est là tout ce qui serait requis par les Décrets.

Dans le second cas (paragraphe 140), il s'agit de puissance aux fins du bilan en puissance du Distributeur (*resource adequacy*) qui s'ajoute à celle fournie par l'éolien et par tous les autres contrats d'approvisionnement (bloc patrimonial, 250MW et 350MW d'HQP, etc.). C'est par exemple le cas des 5% de puissance complémentaire proposés ici, ou des 15% proposés à l'EGM, tous deux au-delà des 30% fournis par les éoliennes elles-mêmes. Tel que mentionné par la Régie aux paragraphes 134 et 140 de cette décision, cette puissance n'est pas requise aux fins de l'équilibrage ou l'intégration éoliens.

Incidentement, le fait que le Distributeur a choisi de l'exprimer en pourcentage de la capacité éolienne installée n'implique pas pour autant qu'il s'agit de capacité nécessaire ni même associée à l'éolien. Il aurait très bien pu l'exprimer en MW (i.e. 157 MW, soit 5% de 3 139MW), voire en pourcentage d'un autre contrat. (e.g. 45% du contrat entre le Distributeur le Producteur pour des livraisons de base de 350 MW). Par ailleurs, c'est lors du prochain dossier du plan d'approvisionnement que seront examinés les besoins du Distributeur pour son bilan de puissance (*resource adequacy*). Si un besoin en puissance additionnelle – allant au-delà de ce que peuvent offrir les moyens présentement à la disposition du Distributeur – était reconnu par la Régie dans ce dossier, nous comprenons que la Régie demanderait alors au Distributeur de procéder à un appel d'offres afin d'acquérir la puissance nécessaire.

À la fin de sa réponse à la question 8.1 des DDR de la Régie, le Distributeur explique clairement que les 5% de puissance complémentaire qu'il propose vont au-delà de ce qui est fourni par les éoliennes elles-mêmes :

«La puissance complémentaire, soit la différence entre 35% (livraisons garanties) et 30% (contribution en puissance de l'éolien), doit donc provenir des installations du fournisseur. »⁷,

[Nos soulignements]

De même, en réponse à la question 3.4 des DDR de BEMI, le Distributeur explique que si les retours d'énergie avaient été fixés à 30%, il n'y aurait pas de puissance complémentaire :

« 3.4 Si les retours d'énergie étaient fixés à 30% plutôt qu'à 35%, quels rôles joueraient, respectivement, la « puissance complémentaire » et la « garantie de puissance »? »

Réponse :

La puissance complémentaire est établie par la différence entre les retours d'énergie garantis par le fournisseur et la contribution en puissance de la production éolienne. Il n'y aurait donc, dans ce cas, aucune puissance complémentaire. »

Le Distributeur semble aussi indiquer par ces réponses – et par la réponse 6.5 à la DDR de la Régie précitée – qu'il ne comprend pas la nuance entre les paragraphes 139 et 140 de la décision D-2011-193, puisqu'il requiert de la « puissance complémentaire » du deuxième type (*resource adequacy*) – soit le même type que les 15% de l'EGM.

On pourra voir aussi sa réponse à la question 5.1 de la DDR de la FCEI :

«Le niveau des retours d'énergie fixé à 35 % de la puissance éolienne installée est basé sur l'engagement contractuel des fournisseurs éoliens envers le Distributeur, pour les raisons invoquées en réponse à la question 6.2 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1. Ces retours d'énergie sont maintenus au même niveau tout au long de l'année, pour les motifs exposés en réponse à la question 6.5 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.»

Les Règlements lient les services d'équilibrage et de puissance complémentaire. Le paragraphe 138 de la décision D-2011-193 reconnaît que les deux produits sont indissociables.

Un tel service est utile dans la mesure où il permet au Distributeur d'obtenir des livraisons fermes, particulièrement en période d'hiver où ce dernier doit

⁷ Nous comprenons du rapport de M. Marshall, page 29, que la puissance complémentaire pourrait peut-être même atteindre 35%, dans la mesure où les 30% de puissance contributive ne seraient pas attribués au fournisseur de services d'intégration éolienne. Il s'agit d'une nuance qui pourrait s'avérer pertinente mais dont nous faisons abstraction aux fins du présent mémoire.

régulièrement acheter des quantités importantes d'électricité sur les marchés. »

Ce qu'il faut retenir des propos du Distributeur, c'est que la puissance complémentaire de 5% serait requise parce qu'elle permettrait d'atteindre 35%, soit le niveau fixé arbitrairement par le Distributeur pour des retours d'énergie fixes. Le recours à des retours d'énergie fixes s'appuierait lui-même sur les paragraphes 134 et suivants de la décision D-2011-193.

Or, tel que mentionné, il n'est nullement question de retours d'énergie fixes dans ce passage. Au contraire, la Régie cherchait par ces paragraphes à limiter la question de l'intégration éolienne à ce qui est véritablement nécessaire, ce qui n'inclut ni modulation à la manière de l'EGM, ni les retours d'énergie fixes (qui sont une autre forme de modulation), ni de la puissance complémentaire. La position du Distributeur ne semble donc avoir aucune assise et être, ici encore, contraire aux décisions de la Régie.

La première EIÉ visait à transformer une production éolienne – laquelle est variable, par nature – en livraisons de base, soit le même genre de produit que le contrat de base entre HQD et HQP (350MW) conclu lors du premier appel d'offres. C'est tout ce modèle que la Régie a demandé à HQD de revoir. Il est étonnant que ces considérations de la Régie aient aussi été ignorées par le Distributeur.

Troisième élément : *Le niveau des services complémentaires*

Tel qu'il ressort de l'analyse qui précède, les seuls produits qu'il serait nécessaire d'obtenir pour intégrer ou équilibrer l'énergie éolienne sont des services complémentaires. C'est d'ailleurs la conclusion à laquelle M. Marshall arrive dans son rapport :

«□ The only services needed to reliably integrate wind generation are the intra hourly services of Regulating Reserve(AGC) and Load Following where hourly Energy Imbalance can be handled through the HQT OATT » (page 56)

Il est intéressant de constater aussi que selon M. Hanser, l'expert du Distributeur, l'intégration éolienne se résume généralement à des services intra-horaires (soit le champ couvert par certains services complémentaires) et qu'il n'est pas pratique courante de raffermer les ressources d'énergie variables (tel l'éolien) au-delà d'un horizon horaire :

«What services are typically included in the term “integration services”?

To date “integration services” include all of the services (and associated costs) necessary to compensate for the intra-hour variability and uncertainty associated with variable energy resources. It is important to note that variable energy resources are not typically made firm beyond an

hour with these integration services, unless the wind plant owner or a third-party aggregator controls a pool of resources including dispatchable resources, and sells the firm output, the wind power off-taker bears the burden of dealing with the wind plant variability and uncertainty beyond the hour. » (page 5)

Une fois que l'on accepte l'idée que les services d'intégration éolienne requis se résument à des services complémentaires, il faut en déterminer le niveau. Or, même à ce chapitre, la proposition du Distributeur va trop loin en exigeant une quantité démesurément grande de services complémentaires. Cette problématique résulte notamment de l'optique retenue par le Distributeur, selon laquelle l'énergie éolienne devrait faire l'objet d'un équilibrage en silo, isolément du reste du réseau, une pratique qui ne semble pas respecter les règles de l'art. Ici encore, nous faisons nôtre la conclusion de M. Marshall :

« The intention of HQD to balance wind separately from other system variations is inconsistent with the utility industry throughout North America.

- It is opposed to the principles and intent of FERC expressed through Order 764*
- It adds additional balancing burden that exceeds the reliability standards of NERC*
- It is inefficient and costly and not consistent with a mandate to supply customers at least cost » (pages 56-57)*

En effet, considérant les synergies inhérentes à un réseau électrique, il ne semble pas opportun d'obtenir les services complémentaires pour chaque ressource ou charge prise isolément. Au contraire, il semble beaucoup plus simple – et beaucoup moins coûteux – d'équilibrer l'entièreté de la charge avec l'entièreté des ressources.

Dans son rapport, à la page 52 M. Marshall fournit un exemple éloquent de cette recherche d'efficacité en matière de fiabilité, en regroupant – plutôt qu'en scindant – les éléments d'un réseau, voire même les réseaux entre eux:

« Other studies by NBSO, GE for NS Power, Idaho Power and Hydro Québec focused on hourly and intra-hourly variations which are presented as Load Following requirements in Figure 9-2. Note that most studies consider different penetration levels of wind. As would be expected the magnitude of Load Following requirement increases with wind penetration. Another interesting point is illustrated in the NBSO study. It included analysis of the Maritimes Area as a combined balancing area as well as two separate balancing areas for NB and NS. As one might expect the combined Maritimes Area requires less Load Following than the sum of the two separate areas. » [Nos soulignements. Références omises]

Par sa proposition, le Distributeur s'inscrit à l'encontre de cette logique. En effet, il cherche à isoler les ressources éoliennes du reste du réseau, du point de vue de la fiabilité⁸, ce qui augmente inutilement ses besoins d'équilibrage de manière draconienne.

Le Distributeur ne saurait s'appuyer, comme il le fait à ses réponses 4.4 et 4.9 à la DDR de BEMI⁹, sur le cadre réglementaire québécois pour justifier de procéder ainsi. À ce sujet, son principal argument consiste à dire qu'il est nécessaire de prévoir des services complémentaires spécifiques aux approvisionnements éoliens puisque ces approvisionnements ne seraient pas couverts par l'*Entente sur les services complémentaires* (ESC). Voir notamment HQD-1, Doc-1, page 12 :

« Compte tenu du cadre réglementaire québécois, les impacts de la production éolienne ne peuvent pas être pris en charge par les mêmes ententes que celles qui permettent de fournir les services complémentaires reliés à l'électricité patrimoniale. »

Que les approvisionnements éoliens soient ou non couverts par l'ESC n'est pas l'enjeu. En effet, même si on ne pouvait plus compter sur l'ESC pour l'équilibrage du réseau au-delà de l'énergie patrimoniale, on devrait quand même déterminer les quantités additionnelles de services complémentaires requises en considérant l'ensemble du réseau, plutôt que de traiter de l'énergie éolienne isolément. Il s'agit de déterminer ces quantités à la marge, en soustrayant les quantités couvertes par l'ESC de celles qui sont requises pour l'ensemble du réseau.

Par exemple, s'il faut 1000 MW d'un service complémentaire X en l'absence d'éoliennes – lesquels sont fournis par une entente existante – et qu'il faudrait 1050 MW de ce même service en ajoutant les éoliennes, ce ne sont que 50 MW qu'il faut obtenir. Cela n'implique pas pour autant que ces 50 MW seront couverts par l'entente existante : ils peuvent provenir d'une ou de plusieurs autres ententes. Tant les premiers 1000 MW de services complémentaires que les 50 MW additionnels seraient mis à la disposition de l'entité responsable de l'équilibrage du réseau du Transporteur, qui utiliserait alors cette puissance pour l'équilibrage de l'ensemble du réseau et remplir les obligations qui lui sont dévolues par la loi et les normes de fiabilité.

La confusion qu'entretient le Distributeur dans sa preuve sur cette question semble découler de son interprétation de la décision D-2012-144 de la Régie. Cette décision a été rendue dans un cadre bien spécifique, soit celui du dossier R-3799-2012, qui visait à savoir si HQD avait déjà les moyens nécessaires pour équilibrer ou intégrer l'énergie éolienne, notamment à travers l'ESC ; et non si l'ESC pouvait contribuer à l'intégration éolienne, ou être utilisée conjointement à d'autres ententes similaires pour l'équilibrage de l'ensemble du réseau. Voici ce que la Régie a dit sur cette question :

⁸ Ceci est confirmé à la réponse 5.1 du Distributeur à la DDR de M. Marshall, pièce B-0017

⁹ pièce B-0019

« [102] En ce qui a trait à la possibilité que l'Entente sur les services complémentaires puisse couvrir les impacts liés à la production éolienne, la preuve au dossier ne permet pas de conclure que les quantités qui y sont prévues seraient suffisantes pour intégrer cette production. »

Ainsi, la Régie n'a pas statué sur la question qui nous occupe ici, à savoir la façon de déterminer les niveaux de services complémentaires requis (à la marge du réseau ou de manière indépendante). Au contraire, cette question devait être examinée lors du prochain dossier sur le plan d'approvisionnement, de manière conjointe pour tous les approvisionnements postpatrimoniaux :

« [103] La Régie est d'avis que la façon d'établir les quantités de services complémentaires nécessaires à l'intégration des approvisionnements postpatrimoniaux devra être examinée dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement du Distributeur. »

Dans l'intervalle, l'expert Marshall s'en est remis aux études existantes, pour conclure que seuls certains services complémentaires totalisant au plus 157 MW étaient nécessaires (voir page 57) :

- «• The required services to balance 3139 MW of wind in the Hydro-Québec system in 2015 based on existing studies is*
- o 6 to 31 MW of Regulating Reserve (AGC)*
 - o plus 80 to 126 MW of Load Following*
 - o which taken together is a total balancing capacity of 86 to 157 MW »*

L'AQCIE et le CIFQ peuvent concevoir que de nouvelles études pourraient démontrer qu'il faut, pour équilibrer l'énergie éolienne, des niveaux de services complémentaires différents de ceux identifiés aux études auxquelles M. Marshall fait référence – d'autant plus que ces études considéraient généralement l'intégration de 3 000 MW, et non 3 139MW – et qu'il serait peut-être opportun d'obtenir des services complémentaires pour l'ensemble des ressources postpatrimoniales plutôt que pour les seules ressources éoliennes. Mais ils sont portés à croire que l'ordre de grandeur des services complémentaires en question serait le même que celui suggéré par ces études, et non, tel que demandé implicitement par le Distributeur, 3 139MW, soit 100% de la puissance éolienne installée en 2015. Il s'agit d'une différence très importante qui ressort du tableau préparé par M. Marshall à ce sujet (page 34) :

Figure 5-1
Required Reliability Services For Wind Integration Compared to the Application
(For 3139 MW of Wind Capacity)

		Minimum Requirement For Reliability		Implicitly Required in the Application	
		<u>Winter</u>	<u>Summer</u>	<u>Winter</u>	<u>Summer</u>
<u>Adequacy</u>					
(Year, Month, Day ahead)					
Supplemental Capacity(%CF)		0%	0%	35%	35%
	(MW)	0	0	1099	1099
Forecast Risk Capacity	(MW)	45	45	1099	1099
<u>Security</u>					
(Real Time)					
Ancillary Service Capacity					
Regulating Reserve (0-10 min)	(MW)	6-31	6-31	3139	3139
Load Following (<60 min)	(MW)	86-157	86-157	3139	3139
Incremental LF (10-60 min)	(MW)	80-126	80-126	0	0
<u>Required Capacity</u>	(MW)	86-157	86-157	3139	3139

Source : Rapport de WKM, page 34

Par ailleurs, en amalgamant divers services – dont certains n’ont même rien à voir avec l’énergie éolienne – en un seul, le Distributeur limite la concurrence : si la Régie devait avaliser la structure proposée par le Distributeur, on peut s’attendre à ce que la soumission du Producteur soit retenue pour la quasi-totalité des services recherchés.

Ce problème est lui-même aggravé par le fait que le Distributeur demande que les équipements du fournisseur de services d’intégration éolienne, s’ils ne sont pas assujettis aux automatismes RFP, soient assujettis aux consignes émises par le CCR du Transporteur à chaque minute (HQD-1, Doc-1, page 10). Or, cette exigence n’est justifiée sur le plan technique qu’à l’égard de certains services et non de leur ensemble. Ainsi, en séparant les divers services, on permettrait aux soumissionnaires potentiels ne détenant pas des équipements en mesure de répondre à ces consignes de pouvoir néanmoins participer aux appels d’offres pour les autres services.

Notons enfin que M. Marshall est d'avis qu'en se limitant à ces services, le Distributeur pourrait procéder à l'intégration éolienne à un coût potentiellement moindre que celui auquel font face les entreprises américaines identifiées par M. Hanser dans son rapport. Évidemment, seul un appel d'offres permettra de connaître ce coût; lequel pourrait, selon l'AQCIE et le CIFQ, être même plus bas que celui rapporté par M. Marshall (2-3\$/MWh).

INVALIDITÉ ET PORTÉE DE CERTAINES DISPOSITIONS DES RÈGLEMENTS PRIS PAR LES DÉCRETS 353-2003, 926-2005, 1043-2008 ET 1045-2008

Ces décrets et règlements sont abondamment cités dans la preuve du Distributeur et l'ont également été par la Régie dans certaines de ses décisions. Pour les motifs exposés ci-après l'AQCIE et le CIFQ croient que les passages de ces règlements sur lesquels le Distributeur appuie certaines de ses prétentions ne sont pas valides ou, subsidiairement, n'ont pas la portée qu'il leur donne.

INVALIDITÉ DE CERTAINES DISPOSITIONS RÉGLEMENTAIRES

Les règlements comportent tous une disposition relative à l'intégration ou l'équilibrage éolien de même qu'à la garantie de puissance ou la puissance complémentaire :

A) Le deuxième alinéa de l'article 1 du Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse, D. 353-2003, (2003) 135 G.O. II, 1677 :

« Le bloc visé au paragraphe 1 du premier alinéa est assorti d'une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme de convention d'équilibrage souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'un autre fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité. »

B) Le deuxième alinéa de l'article 1 du Règlement sur le second bloc d'énergie éolienne, D. 926-2005, (2005) 137 G.O. II 5859B :

« Le bloc visé au premier alinéa est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'un autre fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité. [D. 926-2005, art. 1; D. 548-2007, art. 1] »

C) Le deuxième alinéa de l'article 1 du Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones, D. 1043-2008, (2008) 140 G.O. II, 5865 :

« Ce bloc d'énergie est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'Hydro-Québec

dans ses activités de production d'électricité ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois. »

D) Le deuxième alinéa de l'article 1 du Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires, D. 1045-2008, (2008) 140 G.O. II, 5866 :

« Ce bloc d'énergie est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois. »

De leurs préambules respectifs, on constate que les Décrets ont été émis sous l'autorité alléguée des paragraphes 2.1° et 2.2° du premier alinéa de l'article 112 de la Loi sur la Régie de l'énergie, L.R.Q. c. R-6.01. Nous reproduisons ici cet article en entier :

« 112. Le gouvernement peut déterminer par règlement:

1° les montants des frais d'enregistrement et les taux de la redevance annuels payables à la Régie par le transporteur d'électricité, par un propriétaire ou exploitant visé au paragraphe 2° de l'article 85.3, par une personne visée à l'article 85.33 ou par un distributeur, ainsi que leurs modalités de paiement, le taux d'intérêt sur les sommes dues et les pénalités exigibles en cas de non-paiement;

2° les frais payables pour l'étude d'une demande soumise à la Régie;

2.1° pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, le bloc d'énergie et son prix maximal établis aux fins de l'établissement du coût de fourniture de l'électricité visé à l'article 52.2 ou du plan d'approvisionnement prévu à l'article 72 ou de l'appel d'offres du distributeur d'électricité prévu à l'article 74.1;

2.2° déterminer les délais suivant lesquels le distributeur d'électricité doit procéder à un appel d'offres prévu à l'article 74.1;

2.3° la capacité maximale de production visée à l'article 74.3 pouvant varier selon les sources d'énergie renouvelable ou en fonction des catégories de clients ou de producteurs qu'il prévoit;

3° les dispositions d'un règlement adopté en vertu du présent article et de l'article 114 dont la violation constitue une infraction.

Les montants des frais, les taux, les modalités, le bloc d'énergie et le prix maximal visés aux paragraphes 1°, 2° et 2.1° du premier alinéa peuvent notamment varier selon le transporteur d'électricité, les catégories de propriétaires ou exploitants visés au paragraphe 2° de l'article 85.3, les distributeurs ou catégories de distributeurs ou de consommateurs. Le règlement peut aussi exclure le transporteur d'électricité, une catégorie de propriétaires ou exploitants visés au paragraphe 2° de l'article 85.3, un

distributeur ou une catégorie de distributeurs ou de consommateurs et, dans le cas d'un distributeur de produits pétroliers, l'exclure également en fonction des volumes d'essence ou de carburant diesel destinés aux marchés québécois qu'il raffine, échange avec un raffineur ou apporte au Québec.

Le montant de la pénalité que peut déterminer le gouvernement en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa ne peut excéder 15% du montant qui devait être payé.

Un règlement peut prévoir que la participation à l'appel d'offres du distributeur d'électricité est réservée à certaines catégories de fournisseurs et que la quantité d'électricité visée par chaque contrat d'approvisionnement peut être limitée dans les cas où les besoins seront satisfaits par un bloc d'énergie. »

[Nos soulignements]

Les paragraphes en question – 2.1° et 2.2° du premier alinéa – permettent uniquement au gouvernement de déterminer, pour une source particulière d'approvisionnement en électricité : (i) le bloc d'énergie, (ii) le prix maximal et (iii) les délais pour procéder à un appel d'offres. Ce sont les trois seuls paramètres qui relèvent de la compétence du gouvernement. Ainsi, le gouvernement n'a pas le droit d'assortir ces blocs d'énergie d'autres conditions, qu'il s'agisse d'intégration ou d'équilibrage éoliens, de garantie de puissance, de puissance complémentaire, de nationalité du fournisseur ou de localisation géographique de ses équipements.

Ces paragraphes font aussi référence au *coût de fourniture de l'électricité visé à l'article 52.2, au plan d'approvisionnement prévu à l'article 72 et à l'appel d'offres du distributeur d'électricité prévu à l'article 74.1*. Or, les références à ces articles ne permettent pas d'élargir le champ de compétence du gouvernement : au contraire, le législateur limite par ces références le pouvoir du gouvernement de déterminer des blocs d'énergie, prix maximaux et délais, aux seules fins de l'établissement du coût de fourniture (lequel entre dans la fixation des tarifs, à l'article 52.1), du plan d'approvisionnement et d'appels d'offres prévus à des articles bien spécifiques.

Ainsi, ni l'article 112 de la Loi sur la Régie de l'énergie ni, à notre connaissance, aucun autre texte législatif n'autorise le gouvernement à décréter que les blocs d'énergie éolienne sont assortis, selon le cas,

- d'une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme d'une convention d'équilibrage souscrite par le distributeur d'électricité (D. 352-2003) ou
- d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité (D. 926-2005, D. 1043-2008 et D. 1045-2008).

Aucun texte n'autorise non plus le gouvernement à décréter qu'une telle « convention d'équilibrage » ou une telle « entente d'intégration » doit être souscrite « auprès

d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité » ou auprès d'un autre « fournisseur québécois » d'électricité.

L'AQCIE et le CIFQ invitent donc la Régie à reconnaître que les dispositions susmentionnées ne sont pas applicables et à déterminer les caractéristiques des services d'intégration éolienne sans en tenir compte.

PORTÉE DES DISPOSITIONS ATTAQUÉES

Si la Régie en arrivait à la conclusion que les parties attaquées des règlements doivent trouver application, il n'y aurait pas lieu pour autant de modifier les caractéristiques du service d'intégration éolienne requis. En effet, les exigences des décrets devraient dans un tel cas être interprétées comme n'allant pas plus loin que les services complémentaires identifiés par M. Marshall comme étant nécessaires au plan technique. On ne saurait donc se fonder sur ces décrets pour justifier les retours d'énergie fixes ou la puissance complémentaire du type visé au paragraphe 140 de la décision D-2011-193 (soit les 15% de l'EGM ou les 5% proposés ici), ni exiger un niveau démesuré de services complémentaires, comme le propose le Distributeur.

Nous référons une fois de plus la Régie aux paragraphes 139 et 140 de cette décision :

« [137] Par ailleurs, le Distributeur soumet que les modalités précises du service d'équilibrage ou d'intégration éolienne ne sont pas définies aux Décrets. À cet égard, la Régie est d'avis que le fait que les modalités précises du service d'équilibrage ou d'intégration éolienne ne soient pas définies aux Décrets n'autorise pas le Distributeur à concevoir un produit sur mesure négocié avec un seul fournisseur.

[138] Cela étant dit, la Régie constate qu'en vertu des Décrets, le service d'équilibrage et la puissance complémentaire (ou, selon le cas, la garantie de puissance) sont indissociables. Ceci découle des termes suivants des Décrets :

« Le bloc visé au paragraphe 1o du premier alinéa est assorti d'une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme de convention d'équilibrage [...].137 » [nous soulignons]

« Le bloc visé au premier alinéa [ou : Ce bloc d'énergie] est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne [...].138 » [nous soulignons]

[139] À cet égard, la Régie juge utile de préciser qu'à son avis, la garantie de puissance ou, selon le cas, la puissance complémentaire, exigée par les Décrets se limite au niveau de puissance requis seulement aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne.

[140] En ce qui a trait à la puissance complémentaire de 15 % prévue à l'EGM, la Régie est d'avis que ce pourcentage va au-delà de la puissance

requis aux fins de l'équilibrage ou de l'intégration éolienne exigés par les Décrets.

[141] Ce constat est confirmé par les propos du Distributeur, lorsqu'il indique que, par l'EGM, il se procure plus de puissance que celle prévue dans l'ElÉ pour répondre aux besoins de la modulation : (...)»

[Nos soulignements]

Tel que mentionné, le « *niveau de puissance requis seulement aux fins de l'équilibrage éolien ou de l'intégration éolienne* » serait de 6 à 31 MW de *regulating reserves* et 80 à 126 MW de *load following*, selon M. Marshall.

La portée des dispositions attaquées des règlements est loin d'être claire, ce qui n'étonne guère dans la perspective où elles ne paraissent pas autorisées par la loi. Nous voyons mal, toutefois, comment on pourrait valablement les invoquer pour justifier l'imposition d'un modèle qui déroge aux règles de l'industrie électrique et ne répond pas aux attentes du législateur quant à la protection des consommateurs et des fournisseurs.

L'AQCIE et le CIFQ joignent en annexe à ce mémoire copie de l'avis qui a été adressé au Procureur Général du Québec en vue de se conformer aux exigences de l'article 95 du *Code de procédure civile* à l'égard de leur contestation de la validité de certaines dispositions réglementaires.

CONCLUSION

Le modèle proposé par le Distributeur n'est tout simplement pas opportun. De l'avis de l'AQCIE et du CIFQ, celui-ci devrait limiter le produit recherché aux services complémentaires réellement nécessaires à l'intégration ou l'équilibrage éoliens, ce qui implique d'obtenir ces services à la marge de ceux offerts par l'*Entente sur les services complémentaires*, en considérant l'ensemble du réseau.

Il resterait par ailleurs à déterminer les niveaux exacts de ces produits si ceux déterminés dans les études citées par M. Marshall s'avéraient inadéquats. À ce sujet, le dossier du plan d'approvisionnement qui a été déposé le 1^{er} novembre 2013 pourrait représenter un forum intéressant. Le Distributeur pourrait par le fait même obtenir les services complémentaires requis pour l'intégration de ses autres ressources post-patrimoniales (biomasse, etc.) pour lesquelles il semble inefficace de procéder de manière séparée, comme dans le cas de l'énergie éolienne.

Le 8 novembre 2013