



*Une expertise en énergie
au service de l'avenir*

L'énergie éolienne et les exportations d'électricité du Québec

Préparé pour :

TechnoCentre éolien

par

le Centre Hélios, en association
avec La Capra Associates

Philip Raphals, auteur principal

Décembre 2014, *rév. octobre 2015*

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900
Télécopieur : (514) 849 6357
sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

Le Centre Hélios est un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante en énergie et en changements climatiques. Par ses activités de recherche et la diffusion de ses nombreuses publications, le **Centre Hélios** produit et rend disponibles les connaissances requises pour le développement durable et équilibré du secteur énergétique.

Les opinions exprimées dans ce rapport sont celles du Centre Hélios. Les prévisions y contenues ont été préparées par La Capra Associates ainsi qu'à partir de données du domaine public jugées pertinentes par le Centre Hélios. Rien ne garantit que ces prévisions se concrétiseront.

Centre Hélios
326, boul. St-Joseph est, bureau 100
Montréal (QC) H2T 1J2
(514) 849-7900
www.centrehelios.org

Table des matières

Sommaire exécutif	viii
Introduction	1
PARTIE I : CONTEXTE	2
1. La structure institutionnelle du secteur de l'électricité au Québec	2
1.1. La restructuration des marchés d'électricité et la séparation fonctionnelle chez Hydro-Québec	2
1.1.1. <i>Le contrat patrimonial</i>	5
1.1.2. <i>L'énergie « postpatrimoniale »</i>	6
1.2. Les surplus d'Hydro-Québec	8
1.2.1. <i>Le surplus d'HQD</i>	8
1.2.1.1. L'Appel d'offres 2002-01	10
1.2.1.2. Les contrats post-patrimoniaux d'HQP	11
1.2.1.3. Les blocs d'énergie de source particulière	12
1.2.2. <i>Le surplus (« marge de manœuvre ») d'HQP</i>	13
1.3. La réglementation des exportations d'électricité	Error! Bookmark not defined.
1.3.1. <i>Fédéral</i>	Error! Bookmark not defined.
1.3.2. <i>Provincial</i>	Error! Bookmark not defined.
2. Les exportations d'électricité québécoise	15
2.1. Les interconnexions	16
2.1.1. <i>Interconnexions existantes</i>	16
2.1.2. <i>Interconnexions proposées</i>	18
2.1.2.1. Northern Pass	19
2.1.2.2. Champlain Hudson Power Express	19
2.1.3. <i>D'autres ajouts au réseau de transport de la NA</i>	20
2.2. L'accès aux réseaux de transport	21
2.3. Les exportations d'Hydro-Québec	21
2.3.1. <i>Les exportations d'énergie éolienne par HQP</i>	23
3. Les marchés d'électricité avoisinants	24
3.1.1. <i>Le marché d'énergie</i>	27
3.1.2. <i>Les marchés de puissance et des services auxiliaires</i>	30
3.1.3. <i>Les RPS et les CER</i>	31
3.2. Le marché de la Nouvelle-Angleterre	32
3.2.1. <i>Structure du marché</i>	32
3.2.2. <i>Conjoncture énergétique</i>	32
3.2.2.1. La dépendance au gaz naturel	33
3.2.2.2. Vétusté	34
3.2.2.3. Les importations	36
3.2.3. <i>Les RPS de la NA</i>	37
3.2.3.1. Les exigences en CER	39
3.2.3.2. L'évolution de la filière éolienne en NA	42
3.2.3.3. Les prix historiques des CER en Nouvelle-Angleterre	44
3.3. Les autres marchés avoisinants	46

3.3.1.	<i>New York</i>	46
3.3.1.1.	La structure institutionnelle	46
3.3.1.2.	Les principaux déterminants du marché	47
3.3.1.3.	L'importation d'électricité du Québec	49
3.3.1.4.	Le RPS de l'État de New York	49
3.3.2.	<i>Ontario</i>	51
3.3.2.1.	Structure institutionnelle	51
3.3.2.2.	Énergies renouvelables	51
3.3.3.	<i>Nouveau-Brunswick</i>	53
3.3.3.1.	Structure institutionnelle	53
3.3.3.2.	Vision d'avenir énergétique	54

PARTIE II: ANALYSE 55

4.	L'exportation de l'énergie éolienne	55
4.1.	Le marché d'énergie renouvelable en NA	55
4.1.1.	<i>Le mécanisme d'importation d'énergie renouvelable en NA</i>	56
4.1.2.	<i>Le mécanisme de création de CER en NA</i>	56
4.2.	L'exportation de l'énergie éolienne du Québec	57
4.2.1.	<i>L'exportation d'énergie éolienne par Hydro-Québec</i>	57
4.2.1.1.	Un portrait intégré	58
4.2.1.2.	Le contrat d'équilibrage entre HQD et HQP	59
4.2.1.3.	L'exportation par HQD	60
4.2.1.4.	L'exportation par HQP	62
4.2.2.	<i>L'exportation d'énergie éolienne par des producteurs</i>	65
4.2.2.1.	L'accès aux services de transport d'électricité	65
4.2.2.2.	Ajouts de capacité de transport	68
4.2.2.3.	Solutions pour pallier le manque de transport	68
4.2.2.4.	Les acheteurs potentiels	70
4.2.2.5.	La position concurrentielle de l'énergie éolienne québécoise	71
4.2.2.6.	Tarifs de transport	72
5.	Rentabilité de l'exportation d'énergie éolienne québécoise	73
5.1.	Les prix de l'électricité en NA	73
5.1.1.	<i>Prix historiques</i>	73
5.1.2.	<i>Prévisions des prix d'énergie</i>	74
5.1.3.	<i>Impact sur les prix d'une augmentation de la capacité de transfert entre QC et NA</i>	80
5.2.	Les prix du gaz naturel	81
5.2.1.	<i>Données historiques et prévisions</i>	81
5.2.2.	<i>La congestion du réseau gazier de la NA</i>	84
5.2.2.1.	Un développement d'infrastructures reliant le sud et le nord-est des États-Unis	86
5.2.2.2.	Trois nouveaux projets de gazoducs régionaux majeurs	86
5.3.	Prévisions des prix de CER	87
5.3.1.	<i>Méthode</i>	88
5.3.2.	<i>Prévisions de prix des CER</i>	89
5.3.2.1.	Scénarios de prix	89
5.3.2.2.	Prévisions tenant compte d'importations de CER du Québec	91
5.3.3.	<i>Prévisions de prix pour la vente d'énergie éolienne québécoise en NA</i>	92

6. Synthèse, conclusions et recommandations	95
6.1. Synthèse	95
6.1.1. La valorisation des attributs environnementaux d'HQD.....	95
6.1.2. Les perspectives des marchés d'exportation	98
6.1.2.1. Les marchés d'électricité et de gaz naturel	98
6.1.2.2. Le marché des CER	101
6.2. Conclusions et recommandations	106
 ANNEXE A : « Coûts échoués » (<i>stranded costs</i>) et « bénéfices échoués » (<i>stranded benefits</i>)	
 ANNEXE B : LES RÈGLEMENTS CER AU MASSACHUSETTS	
 ANNEXE C : Le modèle AURORA _{xmp} ®	
 ANNEXE D : Les prix d'électricité historiques en NA.....	
 ANNEXE E : Projets de gazoducs en construction et annoncés, selon la <i>Northeast Gas Association</i>	
 ANNEXE F : Projets éoliens publiquement annoncés en NA	
 ANNEXE G : Le projet Cape Wind	

Table des graphiques

Graphique 1. Les approvisionnements engagés d'HQD	9
Graphique 2. Prévion de l'énergie patrimoniale non utilisée	10
Graphique 3. Évolution des approvisionnements postpatrimoniaux découlant des règlements	12
Graphique 4. HQP – Bilan prévisionnel en énergie	14
Graphique 5. Le réseau et les interconnexions d'Hydro-Québec	17
Graphique 6. Les exportations d'HQP, 2001-12	23
Graphique 7. Les interconnexions du Nord-Est	24
Graphique 8. Prévisions de prix : MassHub, NYISO, Ontario et Nouveau-Brunswick	26
Graphique 9. Une courbe de l'offre typique	27
Graphique 10. Prix horaire, une semaine en août 2014	29
Graphique 11. Détail d'un pic dans le prix de marché	29
Graphique 12. Pourcentage de marché des filières énergétiques en NA en 2000 et 2013	33
Graphique 13. Rapport historique entre le prix de l'électricité et le prix du gaz naturel	34
Graphique 14. Vétusté des centrales au pétrole et au charbon	35
Graphique 15. Croissance prévue des ressources renouvelables et d'efficacité énergétique	36
Graphique 16. L'évolution des importations d'électricité en NA	37
Graphique 17. Les cibles 2014 et 2025 des RPS des États de la NA	38
Graphique 18. Sources de CER du Massachusetts (2012)	39
Graphique 19. Exigences annuelles de CER en NA	42
Graphique 20. Puissance installée éolienne, par État	43
Graphique 21. Prix historique des CER de la classe 1 en NA	45
Graphique 22. Les zones de NYISO	46
Graphique 23. Les prix moyens régionaux aux États-Unis	47
Graphique 24. Filières de production en Ontario	52
Graphique 25. Relations entre HQD, HQP et les marchés avoisinants	59
Graphique 26. Contrat d'équilibrage HQD-HQP	60
Graphique 27. Exportation d'énergie éolienne par HQD	60
Graphique 28. Contrat d'équilibrage HQD-HQP (modifié)	64
Graphique 29. Moyenne mensuelle de capacité de transport non utilisée entre HQT et la NA	66
Graphique 30. Disponibilité de transport HQT-NE en fonction du prix horaire	67
Graphique 31. Prix historiques Mass Hub	73
Graphique 32. Prix historiques Mass Hub	74
Graphique 33. Prévisions du prix de carbone (RGGI)	76
Graphique 34. Prix horaire de l'électricité en NA – historiques et prévisionnels	78
Graphique 35. Les années récentes vs les années à venir	79
Graphique 36. Conséquences sur le prix moyen d'une augmentation des importations du Québec	80
Graphique 37. Impact sur le prix en NA d'importations additionnelles du Québec	81
Graphique 38. Prévisions des prix de gaz naturels faits de 2010 à 2014	82
Graphique 39. Prévisions à court-terme du prix du gaz naturel (DOE)	83
Graphique 40. Prix du gaz naturel historiques, livré en NA (Algonquin City Gate) (moyens mensuels)	83
Graphique 41. Prévion des prix du gaz naturel, livré en NA	84
Graphique 42. Les projets de pipeline gazier proposés dans le Nord-Est américain	85

Graphique 43. Exigences annuelles de CER en NA	88
Graphique 44. Prévision de prix des CER (NA)	89
Graphique 45. Scénario d'importations de CER de source québécoise	91
Graphique 46. Prévision de prix des CER avec l'ajout de 1200 MW provenant du Québec (en quatre tranches de 300 MW chacune)	92
Graphique 47. Prévisions — prix combiné énergie plus CER (net des coûts de transport)	93
Graphique 48. Prévisions — énergie plus CER, avec importations du Québec (net des coûts de transport)	94
Graphique 49. Courbes de prix, marché d'ISO-NE	Error! Bookmark not defined.
Graphique 50. Histogramme 2010 à 2013	Error! Bookmark not defined.
Graphique 51. Histogramme pour 2012 à 2014	Error! Bookmark not defined.
Graphique 52. Histogramme cumulatif, 2010 à 2014	Error! Bookmark not defined.

Table des tableaux

Tableau 1. Appels d'offres de blocs d'énergie de source particulière	12
Tableau 2. Les interconnexions avec le Québec	18
Tableau 3. Interconnexions proposées avec le Québec.....	18
Tableau 4. Tableau comparatif des marchés avoisinants	25
Tableau 5. Les engagements de vente de puissance d'HQP en NA.....	31
Tableau 6. Les ressources éligibles des RPS (NA), par État	40
Tableau 7. Les cibles des RPS (NA), par État	41
Tableau 8. Potentiel éolien en NA	44
Tableau 9. Projets éoliens retenus dans l'A/O du Massachusetts (2014).....	70
Tableau 10. Retraits prévus de centrales électriques en NA.....	75
Tableau 11. CPP – Réductions d'émissions de GES escomptées.....	77
Tableau 12. CPP — Coûts annuels	77
Tableau 13. CPP — Coût estimé par tonne de CO ₂	77
Tableau 14. CPP — Coût estimé par tonne de CO ₂	78
Tableau 15. Prix moyens 2010-13	Error! Bookmark not defined.
Tableau 16. Distribution des prix horaire	Error! Bookmark not defined.

Sommaire exécutif

De tous les marchés d'exportation auxquels le Québec a un accès direct, la Nouvelle-Angleterre (NA) affiche systématiquement des prix plus élevés que les autres marchés avoisinants. C'est entre autres pour cette raison que cette étude se concentrera surtout sur le marché de la NA.

Comme les autres marchés de gros d'électricité, celui de la NA se base sur un marché horaire, selon lequel le prix payé à chaque heure à l'ensemble des producteurs actifs est le prix offert au dernier producteur retenu. Ainsi, plus l'offre d'électricité à bas prix augmente, moins il y aura besoin d'avoir recours à des énergies dispendieuses, et moins le prix horaire sera élevé. Ce mécanisme peut mener à des changements majeurs du prix horaire causés par des écarts relativement petits de la demande.

La norme sur les portefeuilles d'énergie renouvelable (*Renewables Portfolio Standard*, ou RPS) est un outil réglementaire visant à soutenir le marché des technologies de production jugées moins dommageables pour l'environnement. Le RPS oblige chaque distributeur d'une région à inclure dans les approvisionnements qu'il fournit à ses clients un pourcentage déterminé venant de sources d'énergie éligibles. Généralement, ces pourcentages augmentent avec le temps. Les règles régissant les marchés visés par les CER varient d'un État à l'autre, selon les normes de portefeuille d'énergie renouvelable de chacun des États, plus particulièrement en ce qui concerne le type d'énergie renouvelable qui est susceptible d'intégrer le marché.

HQ Distribution (HQD), en achetant les MWh d'électricité éolienne découlant des appels d'offres, achète également leurs attributs environnementaux.

Contrairement à la plupart des distributeurs des juridictions qui l'entourent, HQD n'a aucune obligation législative ou réglementaire de distribuer de l'énergie éolienne à ses clients. Ainsi, elle pourrait décider de ne plus leur distribuer d'énergie éolienne, mais plutôt de leur vendre seulement les kWh et de vendre les attributs ailleurs. Pour ce faire, toutefois, elle devra sans doute en informer sa clientèle, obtenir l'aval de sa haute direction et du gouvernement ainsi que de son organisme réglementaire : la Régie de l'énergie.

En NA, le RPS et le système de reconnaissance des CER qui l'accompagne sont ouverts aux importations, tant du Québec que des autres États. HQD ne peut pas vendre des CER en NA parce qu'elle n'a pas actuellement les moyens de s'assurer que l'énergie est physiquement livrée en NA dans l'heure où elle est produite. HQP, par contre, reçoit déjà la production des parcs éoliens en vertu du contrat d'équilibrage. Avec une telle configuration, HQD perdrait la possibilité de vendre les CER ailleurs, et elle créerait de la valeur réelle pour HQP. Elle devrait donc évidemment être compensée par HQP, en vertu d'une entente à développer entre les deux divisions.

Depuis quelques décennies déjà, les exportations d'électricité constituent une source importante de revenus pour HQ. Toutefois, l'arrivée soudaine des gaz de schiste aux États-Unis a radicalement modifié les marchés du gaz et de l'électricité. Entre 2007 et 2010, les prévisions des prix au MassHub ont diminué de 10 ¢ à 5 ¢/kWh.

Par contre, durant les hivers 2013 et 2014, les prix de l'électricité dans le nord-est se sont appréciés de façon importante. Une analyse plus pointue de cette augmentation révèle qu'elle est attribuable à un nombre restreint d'heures par année. Pour les autres heures de l'année, les prix sont similaires à ce qu'ils étaient au cours des années antérieures.

Les heures de pics de demande d'électricité correspondent aux heures de pics de demande de gaz naturel. Ces pics sont la conséquence de la congestion dans le réseau gazier qui alimente la NA. Toutefois, cette congestion devrait être résorbée sous peu, puisqu'il y a un grand nombre de projets d'expansion du réseau gazier de la NA en planification, dont quelques-uns sont déjà en construction. Cela fait en sorte que les prix moyens du gaz naturel devraient baisser d'ici 2018, pour ensuite observer une croissance modique, tout comme le gaz naturel. Cette baisse importante du prix moyen du gaz se reflétera dans les prix de l'électricité. Après 2018, on s'attend à une augmentation constante mais légère des prix, soit d'environ 1,5 % par année en termes réels. **(MISE À JOUR À VENIR ...)**

Il est bel et bien possible de valoriser le parc éolien sous contrat à HQD en vendant des CER dans le marché de la NA. Toutefois, pour ce faire, certaines démarches seraient nécessaires. Dans la mesure où HQD désire tirer avantage de l'occasion qui représente le marché des CER en NA, elle devrait entamer ces démarches dès maintenant.

Le marché de CER de la NA est néanmoins fragile. Les prix y sont très volatils, et les prévisions comportent un grand niveau d'incertitude. Cela dit, il ressort de notre analyse que la quantité d'énergie éolienne installée au Québec est suffisamment grande pour que la vente de CER québécois en trop grande quantité puisse avoir un effet substantiel sur les prix ayant cours sur ce marché. Il y donc a des limites à ce que l'on peut attendre de ce marché, en termes de revenus additionnels.

C'est la congestion du réseau gazier pendant les heures de pointe en NA qui a été responsable des pics importants de prix observés dans les dernières années. Selon nos recherches, des projets importants d'expansion du réseau gazier qui alimente la NA sont déjà en cours de réalisation. Ainsi, il est prévu que ces pics disparaîtront graduellement au cours des prochaines années; ce qui aura comme conséquence que les augmentations des prix moyens observées au cours des dernières années disparaîtront.

Toutefois, comme les prévisions économiques sont de nature incertaine, il est important de continuer à suivre les marchés d'exportation, tant de l'énergie que des CER, et d'ajuster les politiques d'exportation en fonction de leurs évolutions réelles.

Introduction

Ce rapport est le fruit d'un mandat octroyé au Centre Hélios par le TechnoCentre éolien sur l'énergie éolienne et les exportations d'électricité du Québec. Il a été préparé en collaboration étroite avec Alvaro Pereira et ses collègues à La Capra Associates, de Boston.

La plupart des prévisions présentées ici sont produites par l'équipe de modélisation chez La Capra. Certaines de ces prévisions sont complétées par des prévisions de source publique.

Le rapport est composé de deux parties : Contexte et Analyse.

La Partie I (Contexte) essaye de fournir au lecteur non spécialisé suffisamment de contexte sur les réseaux d'électricité au Québec et dans les régions avoisinantes pour suivre les analyses présentées à la Partie II.

La partie I couvre donc la structure institutionnelle du secteur de l'électricité au Québec (la section 1), les exportations d'électricité québécoise (la section 2) et les marchés d'électricité des régions avoisinantes (la section 3), notamment celui de la Nouvelle-Angleterre.

La Partie II (Analyse) couvre tant les mécanismes que la rentabilité d'exportation de l'énergie éolienne du Québec vers le nord-est américain. Elle s'oriente autour de quatre questions fondamentales :

1. Est-ce que les attributs environnementaux découlant de la production d'énergie éolienne québécoise peuvent être commercialisés ailleurs?
2. Le cas échéant, quelles sont les démarches nécessaires afin de les valoriser?
3. Quelles sont les opportunités présentées par les marchés d'exportation d'électricité et dans les marchés d'attributs environnementaux?
4. Est-ce envisageable de développer la production d'énergie éolienne au Québec aux fins d'exportation?

PARTIE I : CONTEXTE

1. La structure institutionnelle du secteur de l'électricité au Québec

À la section 1.1, nous décrivons la structure institutionnelle de l'industrie de l'électricité au Québec, qui est surtout marquée par le régime de séparation fonctionnelle en place chez Hydro-Québec. Cette notion étant à la base de la structure réglementaire en place, nous l'examinons en détail.

À la section 1.2, nous explorons les surplus d'HQ Distribution et d'HQ Production.

Finalement, à la section 1.3, nous ferons un survol rapide de la réglementation applicable aux exportations d'électricité, tant au niveau fédéral que provincial.

1.1. La restructuration des marchés d'électricité et la séparation fonctionnelle chez Hydro-Québec

Hydro-Québec est une entreprise verticalement intégrée. Cela veut dire qu'elle exerce des activités de production, de transport et de distribution d'électricité. Toutefois, depuis 1997¹ et 2001², respectivement, les divisions de transport (HQT) et de distribution (HQD) sont fonctionnellement séparées des autres divisions d'Hydro-Québec.

La notion de séparation fonctionnelle qui prévaut au Québec a été développée par l'agence américaine de réglementation de l'énergie, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), dans la foulée de la restructuration des marchés d'électricité américains. Cette restructuration se fonde sur la connaissance que la transmission et la distribution d'électricité sont des monopoles naturels³, mais que la production d'électricité, quant à elle, ne l'est pas. Dans les années 1990, sous un mandat législatif de promotion du développement de marchés concurrentiels de

¹ Décret no 276-97, 1997 G.O. II, page 1248, approuvant le règlement 659 adopté par Hydro-Québec.

² La loi 116.

³ Il ne serait pas rentable d'opérer plusieurs systèmes de transport ou de distribution d'électricité en parallèle, notamment car les coûts d'entrée dans le marché pour les nouveaux joueurs seraient prohibitifs. Ainsi, pour assurer un prix juste et raisonnable pour ces services, les tarifs de transport et de distribution sont réglementés, généralement en fonction de leurs coûts, incluant un rendement « raisonnable » pour l'investisseur.

l'électricité⁴, la FERC a conclu que les fonctions reliées au transport d'électricité devaient être séparées de celles reliées à la production d'électricité, afin d'éviter que les services publics utilisent leur contrôle du réseau de transport pour bloquer l'accès aux marchés de leurs concurrents. Ce processus, connu comme la « restructuration » des marchés d'électricité, a modifié en profondeur les structures institutionnelles de l'industrie de l'électricité.

Aux États-Unis, les objectifs de la restructuration étaient clairs : remplacer la réglementation par la concurrence, afin de réduire les prix aux consommateurs. Dans ce sens, cette restructuration faisait écho au mouvement promu par les gouvernements de Thatcher en Angleterre et de Reagan aux États-Unis, voulant éliminer la réglementation en faveur des marchés.

Dans une étude antérieure, nous avons exploré les différentes formes prises par ce mouvement dans les marchés énergétiques des États-Unis et du Canada⁵. Cette étude a permis de constater que la restructuration québécoise a poursuivi des objectifs différents, axés surtout sur l'accès d'HQP aux marchés américains plutôt que sur la mise en place des marchés concurrentiels au Québec.

En permettant la séparation fonctionnelle, plutôt que d'exiger la séparation corporative, la FERC a choisi de ne pas forcer les compagnies d'électricité à vendre soit leurs réseaux de transport, soit leurs actifs de production. Elle permettait donc la création de deux divisions, l'une dédiée à la production et l'autre à la transmission, au sein de la même entreprise, avec des structures empêchant tout traitement préférentiel de l'une envers l'autre⁶.

Comme HQ désirait participer directement aux marchés américains, elle a choisi de suivre les préceptes de la FERC et a ainsi créé une séparation fonctionnelle entre HQP et HQT⁷.

La séparation fonctionnelle entre HQD et HQP, par contre, n'est survenue que plus tard, en 2000, avec la loi 116. Cette séparation n'était aucunement exigée par la FERC. Selon notre analyse, il

⁴ La Energy Policy Act (« EPAAct ») de 1992.

⁵ P. Raphals, avec P.A. Bradford, "The Evolution of Competitive Energy Markets in North America," Centre Hélios, mars 2005 (pour l'Organisation latinoaméricaine de l'énergie, OLADE). Pour les principes qui sous-tendaient la restructuration américaine, voir les pages 36 à 38. Pour la situation au Québec, voir les pages 72 à 74.

⁶ C'est dans son ordonnance 888 de 1996 que la FERC a établi les règles de base de ce nouveau régime. Ensuite, en 2005, elle a lancé un nouveau processus afin d'examiner l'efficacité réelle de ce régime (Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service). Ce processus de rulemaking a mené à l'ordonnance 890 (2007), qui identifiait des lacunes importantes dans ce régime et y apportait des modifications majeures. Voir <http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg.asp>.

⁷ La séparation entre HQT et HQP fut entérinée par le Règlement 651, la première version de ce qui est maintenant connu comme les Tarifs et conditions de transport d'HQT, en décembre 1996.

Formatted: English (Canada)

Formatted: English (Canada)

s'agissait plutôt d'une décision législative voulant surtout attribuer une part des bénéfices économiques du parc hydroélectrique à l'actionnaire plutôt qu'aux consommateurs québécois, tout en permettant l'approvisionnement des besoins futurs des consommateurs québécois à des entreprises autres qu'Hydro-Québec. En même temps, en limitant la quantité d'énergie hydroélectrique à laquelle les consommateurs québécois avaient accès au prix coûtant, cette politique allait nécessairement engendrer des hausses de tarifs.

La loi 116 définit toujours le régime réglementaire au Québec. Il est donc important de comprendre sa logique et son fonctionnement.

Selon la loi 116, HQD est titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire du Québec^{8,9}. En contrepartie de ce droit, HQD est tenue de distribuer l'électricité à toute personne qui le demande dans le territoire où s'exerce son droit exclusif¹⁰. Elle est aussi soumise à la compétence de la Régie de l'énergie, notamment pour la détermination de ses tarifs et l'approbation de ses contrats d'approvisionnement¹¹.

Toutefois, les centrales hydroélectriques et les autres ressources de production d'Hydro-Québec¹², y compris le contrat d'approvisionnement conclu avec la Churchill Falls (Labrador) Company, propriétaire de la centrale de Churchill Falls, demeurent sous le contrôle d'HQP qui, avec la loi 116, est exemptée du contrôle réglementaire de la Régie.

La loi 116 a modifié en profondeur le régime de réglementation de l'électricité au Québec, qui, jusqu'alors, était régie par la loi 50¹³, soit la première Loi sur la Régie de l'énergie, adoptée en 1996 suite au Débat public sur l'énergie. En vertu de la loi 50, les tarifs d'Hydro-Québec devaient être fixés en fonction des coûts (production, transport, distribution, revenus requis, etc.)¹⁴, et les choix futurs devaient être guidés par une Planification intégrée des ressources. Les exportations faisant aussi partie des activités réglementées, selon la loi 50, les revenus qui en découlent

⁸ Loi sur la Régie de l'énergie, L.R.Q., c. R-6.01, article 62.

⁹ À l'exception des territoires desservis par les neuf réseaux municipaux ou la seule coopérative régionale d'électricité.

¹⁰ *Ibid.*, art. 76.

¹¹ *Ibid.*, art. 73 et ss.

¹² Sauf les centrales dans les réseaux autonomes, qui sont sous le contrôle d'HQD.

¹³ Loi sur la Régie de l'énergie, L.Q. 1996, c. 61.

¹⁴ Notons toutefois que la Régie n'a jamais eu l'occasion de fixer les tarifs d'Hydro-Québec dans le cadre de la loi 50, parce qu'Hydro-Québec avait annoncé un gel des tarifs, et donc n'est pas allée devant la Régie pour demander une hausse.

auraient été pris en compte lors de l'établissement des revenus requis d'Hydro-Québec, et donc des tarifs.

Selon la réorganisation engendrée par la loi 116, les tarifs d'HQD sont dorénavant basés, pour ce qui est des coûts d'approvisionnements, sur le tarif légiféré pour le bloc patrimonial et sur le prix convenu des contrats éventuels entre HQD et HQP et d'autres fournisseurs, plutôt que sur les coûts de production d'HQP¹⁵. Lorsque HQP fournit de l'énergie postpatrimoniale à HQD, ceci lui permet de réaliser un profit accru, au-delà du profit qu'elle fait sur les ventes de l'énergie patrimoniale.

Le fait que les divisions d'Hydro-Québec soient fonctionnellement séparées l'une de l'autre implique qu'elles devraient agir dans leur intérêt propre, lequel peut parfois être opposé à celui d'une autre division ou la société Hydro-Québec. C'est le cas, notamment, lorsque ces divisions concluent des contrats entre elles¹⁶. L'efficacité réelle de la séparation fonctionnelle fait l'objet d'un débat qui dépasse la portée de la présente étude.

1.1.1. Le contrat patrimonial

La pierre angulaire de la loi 116 est le « contrat patrimonial », qui oblige HQP à vendre une quantité limitée d'énergie à HQD (le « bloc patrimonial »), à un prix légiféré. Ainsi, Hydro-Québec, par sa division HQP, est obligée de fournir chaque année à HQD un bloc de jusqu'à 165 TWh (178,9 TWh, avant pertes) à un tarif moyen fixé par la loi à 2,79 ¢/kWh, indexé depuis 2014¹⁷.

Ce volume d'électricité représente approximativement le niveau de ventes que pouvait fournir le parc d'équipements existants au moment de l'adoption de la loi 116 en l'an 2000, y compris les achats de Churchill Falls (Labrador). Selon des études de Merrill Lynch faites à la demande du

¹⁵ Ces coûts sont inférieurs à 1,98 ¢/kWh actuellement. Rapport annuel d'Hydro-Québec 2013, page 12.

¹⁶ Par exemple, si HQD achète de l'électricité d'HQP, il est dans l'intérêt d'HQD et de ses clients, mais pas d'HQP ni d'Hydro-Québec, que le prix soit le plus bas possible.

¹⁷ L'article 24.1 de la Loi sur Hydro-Québec, adopté aussi en vertu de la loi 116, précise que le gouvernement peut, par décret, diminuer — mais pas augmenter — le coût de l'électricité patrimoniale, ce qui est conforme à la logique de la loi 116, selon laquelle le prix du bloc patrimonial devait compenser HQP pour les coûts que lui imposait l'obligation de le fournir. Malgré cela, le premier ministre Charest a proposé, en 2011, d'augmenter le coût patrimonial de 1 ¢ le kilowattheure, étalé sur cinq ans, et de l'indexer à l'inflation par la suite. En campagne électorale, le Parti québécois s'est opposé à toute augmentation du prix de l'énergie patrimoniale. Toutefois, en gouvernement, il a modifié la loi afin de l'indexer.

Ministère des Ressources naturelles et invoquées par le gouvernement à l'appui de la loi 116, la vente de ce bloc à ce prix comportait déjà un rendement sur l'avoir propre de 18 %¹⁸. Ainsi, l'énergie patrimoniale vendue aux consommateurs québécois n'est pas « subventionnée », selon la définition standard de ce concept¹⁹.

En même temps, il est également vrai que cette énergie pourrait être vendue à d'autres à un prix plus élevé. Le fait de la réserver aux consommateurs québécois à un prix qui reflète son coût plus une marge bénéficiaire, mais qui est néanmoins moins élevé que les prix disponibles à certains moments sur les marchés externes, représente donc une perte d'opportunité pour Hydro-Québec et son actionnaire. Ce choix est tout à fait cohérent avec les principes reconnus dans la restructuration de l'industrie électrique en Amérique du Nord. Voir l'Annexe A.

1.1.2. L'énergie « postpatrimoniale »

Bien que le bloc d'électricité patrimoniale eût suffi pour les premières années qui suivirent la séparation fonctionnelle d'HQD en 2000, HQD aurait éventuellement à obtenir des approvisionnements supplémentaires, dits « postpatrimoniaux », afin de pourvoir à la croissance de la demande d'électricité au Québec.

À l'heure actuelle, ces approvisionnements ne représentent qu'une mince part des approvisionnements totaux d'HQD, lesquels sont composés majoritairement de l'électricité patrimoniale. Toutefois, leur impact sur les tarifs d'HQD commence à se faire sentir étant donné que le coût moyen de ces approvisionnements est largement supérieur à celui de l'électricité patrimoniale.

Durant la période suivant le Débat public sur l'énergie (1994-95), la société civile réclamait des investissements dans les nouvelles filières d'énergie renouvelable, notamment l'énergie éolienne.

¹⁸ « Le tarif de fourniture de 2,79 ¢ tient compte de la structure de coûts d'Hydro-Québec et inclut un rendement d'environ 18 % de l'avoir propre affecté à la production, avant rabais des contrats spéciaux. » Charles A. Trabant, Merrill Lynch, Le tarif de fourniture d'électricité au Québec et les options possibles pour introduire la concurrence dans la production d'électricité, 14 janvier 2000, p. 30.

¹⁹ Selon le Petit Robert, une subvention existe lorsqu'un gouvernement accorde une aide financière à une compagnie. Plus largement, on considère comme une subvention tout geste gouvernemental qui permet de réduire le prix d'un produit en deçà de son coût de production (www.businessdictionary.com/definition/subsidy.html). La définition incluse dans l'Accord sur les Subventions et les Mesures Compensatoires de l'OMC inclut également toute situation où les recettes « normalement exigibles » ne sont pas perçues, comme dans le cas des crédits d'impôt. Selon ces définitions, le bloc patrimonial n'est pas subventionné. Toutefois, il existe aussi des définitions beaucoup plus larges de ce qui constitue une subvention. Certains traitent aussi comme subvention toute situation où une action gouvernementale limite le prix qu'un acteur économique puisse obtenir pour son produit. Selon cette dernière définition, le bloc patrimonial serait effectivement subventionné — comme le serait aussi tout tarif réglementé.

Au début des années 2000, l'intérêt public (et du public) pour initier l'intégration de l'énergie éolienne au Québec était clair. Le ministre avait déjà sollicité l'avis de la Régie à cet égard, dès 1998.

Or, la loi 116 a éliminé la Planification intégrée de ressources (PIR) d'Hydro-Québec, qui était au cœur de la loi 50. Selon la PIR, les ressources futures devaient être choisies afin de minimiser les coûts à la société, y compris les coûts environnementaux et sociaux. La loi 116 a remplacé ce régime avec des appels d'offres en fonction du Plan d'approvisionnement d'HQD²⁰ qui doivent « favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas »²¹. Ainsi, la Régie n'a pas le loisir de contrebalancer des écarts de prix, par exemple, contre des bénéfices environnementaux ou sociaux. Il était donc prévisible que ce mécanisme attribuerait des contrats d'approvisionnement en grande partie à la filière gazière, la filière conventionnelle au plus bas coût²².

Ainsi, le processus du Plan d'approvisionnement ne permettrait pas à la Régie de choisir entre différentes filières énergétiques pour tenir compte de leurs caractéristiques environnementales et sociales, comme elle aurait pu le faire dans le processus de PIR prévu selon l'ancienne loi 50.

Par ailleurs, rien dans la loi 116 n'empêche HQP de participer à des appels d'offres d'HQD, même avec des sources d'énergie déjà existantes. Il était prévisible qu'HQP pourrait gagner des appels d'offres avec des soumissions légèrement moins chères que les coûts de la filière gazière, et ce, même si ses coûts réels étaient beaucoup plus bas. Ce fût effectivement le cas, tel que cela sera expliqué à la section 1.2.1.

Ainsi sachant que la nouvelle procédure d'appel d'offres dans la loi 116 aurait bloqué l'avenir de toute autre filière renouvelable, le gouvernement s'est réservé le droit d'obliger HQD à acquérir des blocs d'énergie d'une filière particulière (« de source particulière », selon le langage de la loi 116²³). Quand le gouvernement exerce ce pouvoir, HQD doit procéder à des appels d'offres et ensuite signer des contrats à long terme avec des promoteurs privés afin d'acquérir ces blocs d'énergie.

²⁰ Le Plan d'approvisionnement d'HQD est produit tous les trois ans et est assujéti à l'approbation de la Régie.

²¹ L'art. 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie (« LRÉ »).

²² Quoique les coûts comptables des anciens projets hydroélectriques sont généralement très en-deça des coûts de la filière gazière, ce n'est pas nécessairement vrai pour les coûts de projets futurs.

²³ Paragraphes 2.1° et 2.2° du premier alinéa de l'article 112 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01).

Ce pouvoir discrétionnaire n'est encadré par aucun processus formel. Rien n'oblige le gouvernement, dans les décrets entérinant ces appels d'offres, à faire référence aux besoins identifiés dans un Plan d'approvisionnement²⁴.

À l'opposé du mécanisme réglementaire, ce mécanisme discrétionnaire ne comporte pas de débat public sur les paramètres d'application, outre le débat politique qui peut résulter d'une décision du gouvernement. Une telle participation favorise non seulement la prise de décisions éclairées, mais aussi l'acceptabilité sociale des décisions qui en découlent.

1.2. Les surplus d'Hydro-Québec

Les surplus d'Hydro-Québec jouent actuellement un grand rôle dans les débats sur la politique énergétique. Étant donné la séparation fonctionnelle, il est nécessaire de distinguer les surplus d'HQD de ceux d'HQP.

Les surplus d'HQD reflètent l'acquisition de ressources énergétiques à long terme, qui dépassent ses besoins réels. Étant donné les forts coûts des ressources postpatrimoniales, par rapport à l'électricité patrimoniale, ce surplus crée une pression à la hausse sur les tarifs.

Le surplus d'HQP, par contre, consiste plutôt en un « inventaire » acquis pour alimenter les ventes, ce qui produit des profits dans la mesure où les prix de vente dépassent les coûts. Nécessaire aussi afin de se protéger contre les aléas de l'hydraulicité, ce surplus est au cœur même du plan d'affaires d'HQP.

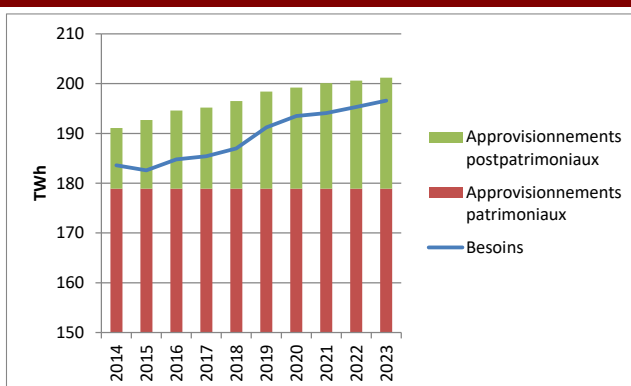
Dans les prochaines sections, nous regardons plus en détail ces deux types de surplus.

1.2.1. Le surplus d'HQD

Le surplus d'HQD consiste en l'excédent des approvisionnements d'HQD déjà engagé (y compris l'énergie patrimoniale) par rapport à ses besoins prévus, tel qu'illustré au Graphique 1.

²⁴ Dans le cadre de l'audience sur le Plan d'approvisionnement 2014-2023, l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité (AQCIE) a contesté la validité du décret autorisant l'A/O 2013-01, en alléguant que la loi ne permet pas au gouvernement de fixer de tels blocs d'énergie en l'absence de besoins à satisfaire. La Régie a rejeté ses arguments, dans sa décision D-2014-175.

Graphique 1. Les approvisionnements engagés d'HQD²⁵



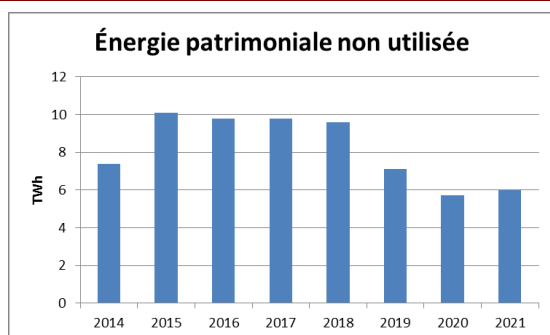
L'énergie acquise par HQD pour l'année 2014 excède ses besoins d'environ 11,7 TWh. Avec la suspension des livraisons de la centrale TCE à Bécancour (à un coût d'environ 50 millions \$ par année, au-delà des 95 millions \$ payés en prime de puissance), ce surplus est réduit à 7,3 TWh. Il diminuera avec le temps, mais il est prévu d'exister jusqu'en 2027.

Selon son Plan d'approvisionnement 2014-2023, déposé en automne 2013 devant la Régie de l'énergie, HQD répondra à ce surplus en réduisant les volumes d'électricité patrimoniale qu'elle utilise²⁶. Ainsi, on aurait pu renverser l'ordre des blocs du Graphique 1, en indiquant les approvisionnements patrimoniaux en haut. La portion du bloc patrimonial qui dépasse la ligne bleue (les besoins) n'est pas prise par HQD en réalité. Les volumes préconisés d'électricité patrimoniale non utilisée sont présentés au Graphique 2.

²⁵ Source : HQD, Plan d'approvisionnement 2014-2023.

²⁶ Régie de l'énergie, dossier R-3864-2013. Certains intervenants ont proposé d'autres stratégies, afin de minimiser l'impact tarifaire. La cause est toujours en délibéré.

Graphique 2. Prévission de l'énergie patrimoniale non utilisée



Il n'y a pas de doute que le surplus d'HQD est onéreux pour les consommateurs. Il mine aussi la rentabilité des mesures d'efficacité énergétique pour le distributeur et donc, à la longue, le niveau des gains en efficacité qui seront obtenus.

D'où vient ce surplus? Comme on l'a vu dans la section précédente, la loi 116 a créé deux mécanismes distincts pour l'acquisition par HQD d'approvisionnements post-patrimoniaux. C'est en fait l'interaction entre ces deux mécanismes qui a produit le surplus d'HQD.

1.2.1.1. *L'Appel d'offres 2002-01*

Le mécanisme d'appel d'offres afin d'acquérir des ressources à long terme suite à un Plan d'approvisionnement n'a été utilisé jusqu'ici qu'une fois. Suite au dépôt du Plan d'approvisionnement 2002-2011, la Régie a acquiescé à une demande urgente d'HQD d'autoriser l'appel d'offres A/O 2002-01 — et ce, avant même l'étude du Plan d'approvisionnement proposé. Cet appel d'offres a mené à la signature par HQD de trois contrats d'approvisionnements : un avec Trans-Canada Energy (TCE) (4,3 TWh/an), et deux avec HQP (un contrat de base pour 3,1 TWh/an et un contrat cyclable pour un volume allant jusqu'à 2,2 TWh/an). Sans ces approvisionnements, l'ampleur du surplus actuel serait grandement réduite²⁷.

Il est surprenant de constater que la prévision de la demande qui sous-tendait la demande d'HQD devant la Régie en 2002 reflète assez bien la réalité connue depuis. En 2002, HQD avait prévu des ventes de 174,6 TWh en 2011, reflétant des gains de 5 TWh en efficacité énergétique (EÉ), soit une demande « brute » de **179,6 TWh**. Les ventes réelles en 2011 étaient de 170,8 TWh, ce

²⁷ Adapté du Mémoire du Centre Hélios devant la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, déposé le 9 octobre 2013, section 1.1.

qui inclut des gains de 8,7 TWh en EÉ, soit une demande « brute » de... **179,5 TWh**. Erreur de prévision, certes, mais de la prévision des gains en efficacité énergétique, plutôt que de la demande.

À l'époque, la Régie a choisi d'être « conservatrice » dans ses prévisions d'EÉ. Ce conservatisme excessif est donc responsable d'une partie significative du surplus²⁸. Ce n'est pas l'EÉ qui est responsable pour les surplus; c'est plutôt l'erreur de planification, en sous-estimant les gains futurs en efficacité, qui en est responsable.

1.2.1.2. *Les contrats post-patrimoniaux d'HQP*

Ainsi, une partie importante du surplus d'HQD est issue de « contrats » avec HQP. Au début, HQP n'offrait aucune flexibilité dans les termes conclus lors de l'appel d'offres. Or, en 2007, HQP a proposé des moyens de gestion qui permettaient à HQD de réduire, en partie, les coûts reliés aux surplus.

Rappelons que, dans le contexte actuel, les contrats de vente postpatrimoniaux d'HQP auprès d'HQD sont très rentables pour HQP, et donc pour son actionnaire. En vertu du contrat d'énergie de base avec HQP, l'énergie de la centrale Robert-Bourassa (LG-2) est vendue aux consommateurs québécois pour environ 5,6 cents/kWh en 2013, indexé. Cela est tout à fait conforme avec la logique de la loi 116, qui entre autres permet à HQP d'obtenir un « prix de marché » pour l'énergie postpatrimoniale qu'elle vend aux consommateurs québécois, sans égard à son coût de production.

D'où vient ce prix? Lors de l'A/O 2002-01, HQD a justifié le prix de ses contrats avec HQP par le fait qu'ils étaient légèrement moins onéreux que le coût de l'énergie thermique. Ayant un monopole sur l'exploitation de la grande hydraulique au Québec, l'offre « concurrentielle » d'HQP n'avait aucun rapport avec ses coûts, mais seulement avec les coûts de ses concurrents thermiques. Le « *windfall profit* » que cet appel d'offres a créé pour HQP et pour son actionnaire, aux dépens des consommateurs québécois, relevait de la volonté du Législateur²⁹.

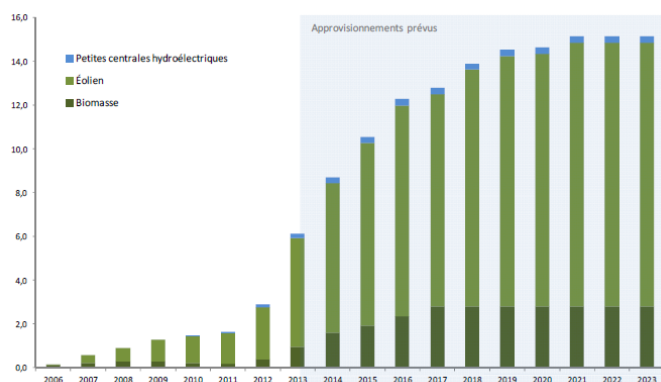
²⁸ Dans les faits, l'évolution réelle des gains en efficacité énergétique depuis 2002 suit étroitement les prévisions faites en 2002 par Philippe Dunsky du Centre Hélios, qui sont beaucoup plus élevées que celles d'HQD. L'écart est du même ordre de grandeur que le surplus actuel d'HQD.

²⁹ La chute des prix de l'énergie fossile a toutefois donné une ampleur inespérée à ce bénéfice excessif. L'idée originale était de permettre à HQP de vendre son énergie aux Québécois(es) au même prix qu'elle le vend ailleurs. Avec la chute des prix sur les marchés externes, les ventes à HQD sont devenues en réalité plus rentables que les exportations.

1.2.1.3. *Les blocs d'énergie de source particulière*

C'est le deuxième mécanisme, celui de l'attribution par le gouvernement (par décret) de blocs d'énergie particulière, qui a donné lieu aux appels d'offres pour l'énergie éolienne, la petite hydraulique et la biomasse. Ces décrets ont mené à la signature par HQD de contrats d'approvisionnement de ces trois filières qui comptent, en 2014, pour 8,6 TWh/an, chiffre qui passera à 15,1 TWh/an en 2021, après la mise en service des approvisionnements déjà engagés, tel que l'indique le Graphique 3³⁰.

Graphique 3. Évolution des approvisionnements postpatrimoniaux découlant des règlements³¹



Une liste des appels d'offres issus de décrets émis dans ce sens est présentée au **Tableau 1**.

Tableau 1. Appels d'offres de blocs d'énergie de source particulière

Appels d'offres	Type	Quantités visées
-----------------	------	------------------

³⁰ HQD, Plan d'approvisionnements 2014-2023, R-3864-2013, HQD-1, doc. 1, p. 27, Tableau 4-2.

³¹ Ibid., p. 22, Figure 4-1.

A/O 2003-01	Biomasse	100 MW
A/O 2003-02	Éolien	1000 MW
A/O 2004-02	Biomasse	350 MW
A/O 2005-03	Éolien	2000 MW
A/O 2009-01	Biomasse	125 MW
PAÉ 2009-01	Petits projets hydroélectriques <50 MW	150 MW
A/O 2009-02	Éolien – municipalités et communautés autochtones	250 MW municipal 250 MW autochtone
PAÉ 2011-01	Biomasse forestière	300 MW
A/O 2013-01	Éolien	450 MW

Ainsi, c'est l'interaction entre ces deux mécanismes qui a créé le surplus actuel d'HQD.

1.2.2. Le surplus (« marge de manœuvre ») d'HQP

Le surplus d'HQP est d'une nature totalement différente. Contrairement à HQD, qui a comme mission de desservir les besoins en électricité du Québec, HQP a une mission commerciale, c'est-à-dire de faire des profits pour son actionnaire en produisant et en transigeant de l'électricité. Or, depuis 15 ans, les marchés d'électricité du Nord-Est sont dominés par des échanges à court terme. Dans ce contexte, le plan d'affaires d'HQP consiste à construire un portefeuille en électricité qui est basé surtout, mais pas exclusivement, sur sa propre production, afin de le vendre à profit. Ainsi, les centrales d'HQP construites depuis la loi 116 (Eastmain 1A, La Romaine) sont en réalité des « *merchant plants* », construites aux risques de l'actionnaire, pour alimenter des ventes en exportation, surtout dans le marché à court terme.

À la fin des années 1990, un grand nombre de producteurs indépendants aux États-Unis ont construit des *merchant plants* afin de profiter des marchés nouvellement déréglementés. Avec la chute des prix en 2001 et 2002, plusieurs d'entre eux ont fait faillite³². L'imprévisibilité des marchés énergétiques continue à confondre les prévisionnistes, souvent au péril des investisseurs.

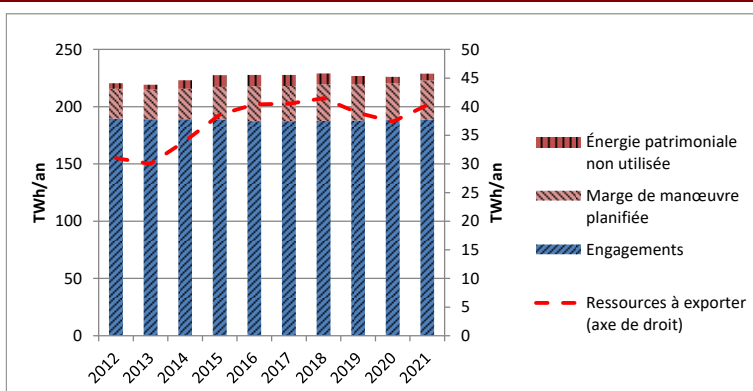
Lors des audiences sur le projet Suroît en 2006, HQP annonçait son intention de se doter d'une « marge de manœuvre » de 18 TWh. Le Plan stratégique 2009-2013 prévoyait une marge de manœuvre de presque 25 TWh déjà en 2010; avec la mise en service prochaine du Complexe de la Romaine, cette marge va continuer à augmenter.

³² C. Ireland, « An Examination of Distress in the Electric Power Industry, » 1^{er} avril 2005.

Les prévisions les plus récentes du bilan énergétique d'HQP datent du Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec. Pour des raisons inconnues, un nouveau Plan stratégique n'a toujours pas été émis.

Le **Graphique 4** démontre que les volumes à exporter continueront à croître jusqu'à 40 TWh/an, en tenant compte de la mise en service du Complexe La Romaine et des volumes importants d'électricité patrimoniale non utilisée par HQD.

Graphique 4. HQP – Bilan prévisionnel en énergie³³



³³ Sources : Hydro-Québec Plan Stratégique 09-13, p. 18; NSUARB, Maritime Link Hearings, Témoignage de J-F Blain au nom du Low Power Rates Alliance, Tableaux 5-A et 5-B; Régie de l'énergie, R-3864-2013, Réponses d'HQD aux Demandes de renseignements #1 de la Régie, HQD-3, doc. 1, p. 46.

2. Les exportations d'électricité québécoise

Les exportations jouent un rôle important dans les affaires d'Hydro-Québec depuis la mise en service du projet La Grande. Tel qu'on l'a vu à la section 1.2.2, avant la mise en place de la séparation fonctionnelle, les revenus des exportations d'Hydro-Québec contribuaient à défrayer les coûts des immobilisations et donc à réduire les tarifs d'électricité. Toutefois, depuis l'adoption de la loi 116, les revenus d'exportation, comme les coûts de production, font partie des activités non réglementées d'HQP.

En même temps, avec l'ouverture du réseau de transport en 1996, tout participant dans le marché de gros de l'électricité peut également emprunter les lignes de TransÉnergie afin de vendre de l'électricité hors Québec. Les principaux participants dans le marché de gros au Québec sont :

Producteurs

- Hydro-Québec Production;
- La société McLaren;
- La société Brookfield Energy Marketing (BÉMI).

Distributeurs

- Hydro-Québec Distribution;
- Les neuf distributeurs municipaux québécois et la coopérative St-Jean-Baptiste de Rouville³⁴.

Il importe également de mentionner que les producteurs et courtiers ailleurs (par exemple, en Ontario, au Labrador ou au Nouveau-Brunswick) peuvent aussi emprunter les lignes de TransÉnergie pour transiter par le Québec afin de vendre leur énergie, notamment aux États-Unis.

Afin d'exporter de l'énergie de ou à travers le Québec, ces entités doivent se servir d'un nombre limité d'interconnexions qui relient le Québec à ses voisins. Ces interconnexions et leurs capacités respectives sont présentées à la section 2.1.

Avec l'ouverture des réseaux de transport, ce sont maintenant les tarifs et conditions de transport qui gouvernent l'accès aux marchés de gros. Aux États-Unis, les transporteurs sont sous la compétence de la FERC. Quoique cette entité n'a aucune compétence au Canada, elle exerce néanmoins une influence prépondérante, au point où les tarifs et conditions de TransÉnergie et des autres transporteurs d'énergie canadiens reflètent en très grande partie les principes énoncés par la FERC. Nous présenterons ces principes dans la section 2.2.

³⁴ Quoiqu'ils ont tous le droit d'acheter leurs propres approvisionnements dans le marché du gros, aucun des distributeurs municipaux ne s'en prévaut, préférant s'approvisionner auprès d'HQD.

Finalement, à la section 2.3, nous regarderons de plus près les exportations d'Hydro-Québec Production.

2.1. Les interconnexions

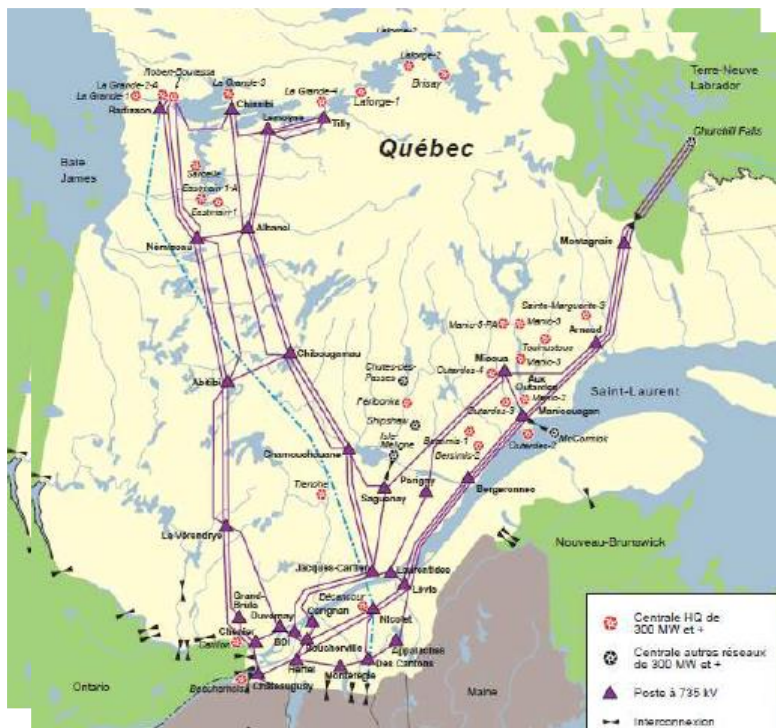
Tout transfert d'électricité entre le Québec et ses voisins doit nécessairement passer par des interconnexions de type « dos à dos » (CA-CC-CA) parce que le réseau de transport de TransÉnergie fonctionne de manière asynchrone avec celui de ses voisins. Même si le courant alternatif utilise la même fréquence au Québec que dans le reste de l'Amérique du Nord, ces régions ne sont pas en phase l'une avec l'autre³⁵. TransÉnergie doit donc recourir à des interconnexions pour exporter ou importer de l'électricité.

2.1.1. Interconnexions existantes

Le **Graphique 5** fournit une indication de la localisation géographique des interconnexions existantes entre le Québec et ses voisins.

³⁵ Il existe en fait cinq zones d'interconnexions en Amérique du Nord, chacune étant non synchronisée avec ses voisins. Il s'agit de l'interconnexion de l'Est, celle de l'Ouest, le Québec, le Texas et Terre-Neuve.

Graphique 5. Le réseau et les interconnexions d'Hydro-Québec³⁶



TransÉnergie possède ainsi 17 interconnexions, construites au fil des 30 dernières années, lui permettant d'exporter une puissance maximale de 8 038 MW³⁷. Elles ont permis, en 2013, des exportations nettes de 1,4 G\$³⁸.

Le taux d'utilisation des interconnexions varie énormément. Alors que celles avec l'Ontario ne furent utilisées qu'à 15 % de leur capacité en mode export en 2013, certaines avec l'État de New York ont été utilisées à leur pleine capacité, tel que l'indique le **Tableau 2**. Celles avec la Nouvelle-Angleterre (« NA ») sont également utilisées dans une très grande mesure.

³⁶ Régie de l'énergie, R-3903-2014, HQD-9, doc. 1, p. 10.

³⁷ Hydro-Québec (2014) TransÉnergie, www.hydroquebec.com/transenergie/fr/index.html.

³⁸ Hydro-Québec (2014) « Le développement des marchés extérieurs », hydrosourcedavenir.com/projets/34/le-developpement-des-marches-exterieurs.

Field Code Changed

Field Code Changed

Tableau 2. Les interconnexions avec le Québec³⁹

Réseau	Chemin	capacité de livraison (MW)	transfert maximal (TWh)	transfert en 2013 (TWh)	f.u. en 2013
Ontario	CHNO DYMO LAW ON OTTO	2545	22.3	3.4	15%
New York et Cornwall	CORN DEN	325	2.8	2.9	101%
New York et Cornwall	MASS	1400	12.3	9.6	78%
Nouvelle-Angleterre	DER	50	0.4	0.1	16%
Nouvelle-Angleterre	HIGH	225	2.0	1.8	92%
Nouvelle-Angleterre	NE	1464	12.8	12.1	94%
Nouveau-Brunswick	NB	1029	9.0	5.3	58%
Total			61.7	35.1	57%

2.1.2. Interconnexions proposées

Il y a plusieurs initiatives en cours pour augmenter la capacité de transport vers le nord-est américain. Trois de ces projets rejoignent le Québec directement; deux autres auraient l'effet d'augmenter la capacité de transfert entre le Québec et le nord-est, sans se connecter directement avec le réseau d'Hydro-Québec.

Trois nouvelles lignes sont proposées qui, si approuvées et construites, permettraient d'accroître de 3 200 MW la capacité d'HQ d'exporter, tel que l'indique le **Tableau 3**. Il s'agit de Northern Pass, de Champlain Hudson Power Express et de Northeast Clean Power Link.

Tableau 3. Interconnexions proposées avec le Québec⁴⁰

Réseau	Chemin	capacité de livraison (MW)	transfert maximal (TWh)
Northern Pass	NE	1200	10.5
Champlain Hudson	NY	1000	8.8
Northeast Clean Power Link	NE	1000	8.8
Total		3200	28.0

³⁹ Régie de l'énergie, R-3903-2014, HQD-9, doc. 1, p. 19 et 20.

⁴⁰ Hydro-Québec « Le développement des marchés extérieurs », hydrosourcedavenir.com/projets/34/le-developpement-des-marches-exterieurs, © Hydro-Québec, page consultée le 1^{er} septembre 2014.

2.1.2.1. *Northern Pass*

Prévu pour être mis en service en 2017, ce projet vise à accroître de 1 200 MW la capacité d'échange entre le Québec et la Nouvelle-Angleterre, soit une augmentation de 15 % de la capacité totale des interconnexions actuellement installées. Plus précisément, cette interconnexion permettra de relier les réseaux électriques du Québec et du New Hampshire.

Projet colossal de 300 km et d'une valeur estimée de 1,4 G\$, la ligne comprendra la construction d'une section de 75 km sur le territoire québécois. Cette ligne, de 300 kV à courant continu, se prolongera aux États-Unis et permettra de raccorder le poste des Cantons au poste de Franklin situé à Deerfield, dans le sud du New Hampshire.

La ligne comprendra certaines sections souterraines, ce qui explique le coût important du projet. Le projet comprend également la construction au poste des Cantons de deux convertisseurs, d'une puissance d'environ 600 MW chacun. Ceux-ci permettront de convertir le courant alternatif en courant continu pour alimenter la ligne projetée.

Le chemin réglementaire à parcourir afin de faire approuver cette ligne est tortueux. Il lui faut en effet obtenir des permis des U.S. Department of Energy, U.S. Department of Agriculture, U.S. Forest Service et, finalement, de la FERC (ISO New England a par contre déjà accepté le projet.)

Ce projet fait l'objet de contestations citoyenne et politique sérieuses⁴¹. Son destin demeure incertain.

2.1.2.2. *Champlain Hudson Power Express*

Avec une ligne d'une longueur totale de 536 km, au passage complexe reliant la frontière canado-américaine directement à la ville de New York, passant sous le lac Champlain de même que la rivière Hudson, le projet Champlain Hudson Power Express permettrait de desservir un des principaux pôles de consommation électrique du continent. D'une puissance de 1000 MW, soit 12 % du total des interconnexions actuellement installées, cette ligne aurait un impact majeur sur la capacité d'exporter du Québec, parce que les interconnexions existantes nous reliant à cet État sont utilisées à leurs pleines capacités, ou presque.

Sur le plan réglementaire, la Commission de la fonction publique de New York a approuvé le projet l'an dernier. L'approbation de la US Army Corps of Engineers, elle, n'a toujours pas été

⁴¹ Voir Charest, Olivier, Northern Pass, CHPE et La Romaine : est-ce rentable ?, Bulletin l'ÉNERGIQUE - Vol. 6 - N°. 4 - Décembre 2012. aqcie.org/pdf/Energique_decembre_2012.pdf.

obtenue. Le permis présidentiel a pour sa part été accordé le 1^{er} octobre 2014. La date prévue de mise en service est fixée à 2017.

Il s'agit d'un *merchant line* — une ligne de transport qui sera financée directement par les frais payés par les utilisateurs, plutôt que d'être intégrée dans la base de tarification d'un distributeur. Ainsi, à l'opposé de cette forme plus traditionnelle de financement de lignes de transport, le promoteur n'est pas garanti d'obtenir un rendement raisonnable de son investissement. Le promoteur de ce projet de 2,2 G\$ est le groupe Blackstone / TDI. Afin de pouvoir financer la construction de la ligne, le promoteur requiert généralement des ventes fermes pour une partie importante de sa capacité, notamment par un client principal (*anchor client*). Dans le cas du projet CHPE, c'est clairement Hydro-Québec qui est appelé à jouer ce rôle⁴². Toutefois, à notre connaissance, Hydro-Québec ne s'est pas encore engagée financièrement, et aucun contrat de ce type n'a encore été conclu.

Pour qu'un tel investissement soit rentable pour Hydro-Québec, il faut que le revenu marginal (le revenu disponible à la ville de New York par rapport à celui qu'HQ peut autrement toucher) sur l'ensemble des heures de l'année soit plus grand que le coût annuel de la réservation ferme de transport engagée. Il est sans doute vrai que ce revenu marginal est important pendant les heures de pointe, mais est-ce suffisant pour justifier les coûts annuels de transport? La société d'État a sans doute préparé des analyses de ces risques, mais celles-ci n'ont pas été rendues publiques.

2.1.2.3. *Northeast Clean Power Link*

Cette autre ligne majeure, d'une puissance de 1000 MW relierait le Québec à Ludlow au Vermont, en passant également sous le Lac Champlain. Le projet d'un coût estimé de 1,2 G\$ est prévu pour 2019. Le projet en est encore à ses débuts. Une demande de permis a été déposée au Département de l'énergie des États-Unis, alors que celle à l'État du Vermont est prévue pour 2014. Le promoteur, TDI, est le même que pour Champlain Hudson Power Express.

2.1.3. D'autres ajouts au réseau de transport de la NA

Mis à part ces nouvelles interconnexions proposées, il existe plusieurs projets d'ajout au réseau de transport de la NA qui aideraient à réduire la congestion et donc faciliteraient le transport entre le Québec et le sud de la NA. Il s'agit des projets suivants :

- **Green Line.** Une ligne HVDC de 300 milles, dans l'État du Maine à Boston, qui transporterait 1000 MW. Ce projet facilitera l'intégration de nouveaux projets éoliens dans cet État.

⁴² Voir aussi Raphals, P., Power Supply Issues concerning the Champlain Hudson Power Express, 31 juillet 2011.

- **Maine Power Connection.** Une ligne à 345 kV, qui réduirait la congestion à l'intérieur du Maine.
- **Emera Line.** Une ligne à 138 kV entre le Nouveau-Brunswick et le Maine.
- **Northern Maine Reliability Tie.** Une courte ligne à 345 kV qui réduirait la congestion à l'intérieur du Maine.

2.2. L'accès aux réseaux de transport

Tel qu'on l'a vu à la section 1.1, dans la foulée de la déréglementation des marchés de l'énergie, officialisée en 1996 par l'ordonnance 888 de la FERC, les marchés du transport de l'électricité ont été libéralisés. Ceci a impliqué que les propriétaires des réseaux de transmission ont dû en ouvrir l'accès à tous les producteurs, sans favoritisme.

Afin d'assurer l'atteinte de cet objectif, chaque transporteur doit mettre en place un outil web permettant aux clients de réserver des services de transport, l'Open Access Same-Time Information System (OASIS)⁴³. Par le biais du système OASIS, tous les utilisateurs potentiels d'un réseau de transport sont informés simultanément des capacités de transport disponibles.

Une réservation ferme donne à l'utilisateur le droit d'utiliser la capacité réservée selon un chemin de transport précis à n'importe quel moment pendant sa réservation. Toutefois, avant de pouvoir l'utiliser, il doit programmer son utilisation la veille. Ainsi, les capacités réservées mais non programmées sont remises sur OASIS à titre de disponibilité non ferme.

Les réservations fermes peuvent être faites pour des termes allant d'un jour à un an. Toutefois, seules les réservations annuelles donnent le droit au renouvellement automatique. Dans les faits, une très grande partie des capacités sur les interconnexions avec le Québec en mode export sont déjà réservées avec des réservations annuelles (et donc renouvelables). Il est donc peu probable que ces capacités deviennent disponibles pour la réservation ferme par d'autres utilisateurs dans un avenir prévisible.

2.3. Les exportations d'Hydro-Québec

Les exportations d'Hydro-Québec sont gérées par HQP. Étant donné que cette division n'est par réglementée, il y a peu de données disponibles à l'égard de ces activités.

Dans le passé, les exportations d'HQ (et plus tard d'HQP) ont été très lucratives, parce que le prix unitaire disponible sur les marchés d'exportation était beaucoup plus élevé que le coût unitaire de production des anciennes grandes centrales hydroélectriques. Cette rente, qui auparavant

⁴³ Exigé par l'ordonnance 889 de la FERC.

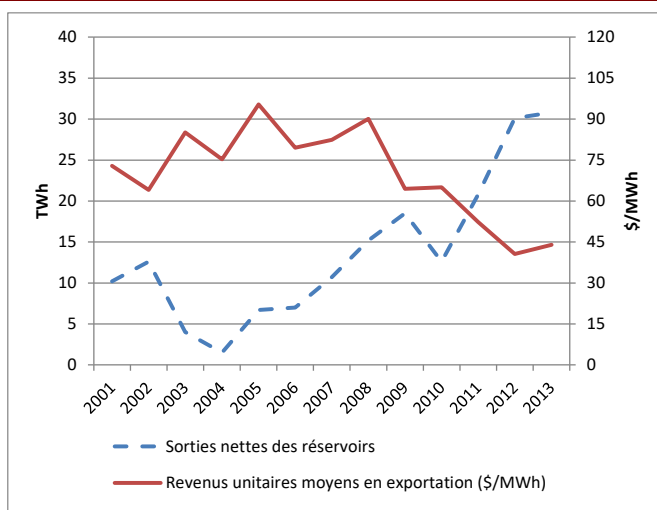
contribuait à maintenir bas les tarifs d'électricité au Québec, est, avec la loi 116, transférée à l'actionnaire à titre de bénéfices. Ainsi, les dividendes payés au gouvernement par Hydro-Québec sont passés de 539 millions de dollars en 2000 à 2,2 milliards de dollars en 2013.

Mais, comme l'explique tout prospectus financier, les gains passés ne sont pas garants des gains futurs. Certes, ces anciennes centrales continueront à produire de l'électricité pendant longtemps, ce qui crée une bonne base de rentabilité pour HQP, mais les décisions d'affaires se prennent à la marge. Est-ce que le coût d'augmenter sa production de 1 TWh/an est plus grand que le revenu additionnel que cette production apportera? Autrement dit, est-ce que le profit marginal qui découlera de cet investissement est plus élevé, en termes de rendement sur son apport en capital, que les autres options qui s'offrent, en tenant compte des risques de non-rentabilité? Sans réponse affirmative, des capitaux privés ne participeraient pas à de tels projets.

Avec la chute des prix d'électricité depuis 2008, la rentabilité des exportations a chuté aussi. Le Graphique 6 présente l'évolution tant des volumes exportés que du revenu unitaire.

Les volumes indiqués sont les « sorties nettes des réservoirs ». Cette appellation indique que ces données ne tiennent pas compte de l'énergie achetée et ensuite revendue aux marchés externes. Les volumes exportés chaque année dépendent de multiples facteurs, dont le niveau d'hydraulicité (précipitation), les niveaux des réservoirs, et les prix dans les marchés externes. Les réservoirs d'Hydro-Québec sont très grands, mais leur capacité est néanmoins limitée à environ 175 TWh.

Graphique 6. Les exportations d'HQP, 2001-12⁴⁴



Le graphique indique que les exportations ont beaucoup augmenté depuis 2004, pour atteindre 30 TWh en 2012. En même temps, toutefois, le prix moyen a baissé de 75 \$ à 40 \$ le MWh.

2.3.1. Les exportations d'énergie éolienne par HQP

Hydro-Québec exporte également de l'énergie éolienne, dont elle achète la production. Il s'agit de l'énergie produite par les parcs éoliens du Mont Copper et du Mont Miller (54 MW chacun) ainsi que par des turbines éoliennes appartenant au TechnoCentre éolien. Les modalités de ces exportations seront présentées plus loin.

⁴⁴ NSUARB, Maritime Link Hearings, Témoignage de J-F Blain pour le Low Power Rates Alliance, Tableaux 1A et 2. Sources : Rapports annuels, Hydro-Québec.

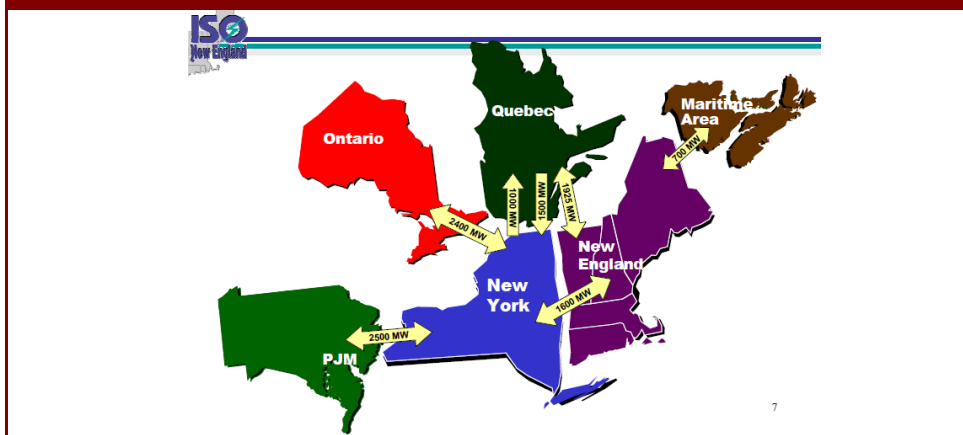
3. Les marchés d'électricité avoisinants

3.1. Les marchés

Les exportations d'Hydro-Québec remontent aux années 1970. Par le passé, ces exportations prenaient la forme de contrats à long terme, mais depuis la restructuration des marchés américains dans les années 90, il s'agit principalement de ventes sur le marché horaire à court terme.

Le **Graphique 7** illustre ces marchés et y expose l'ordre de grandeur des interconnexions entre elles.

Graphique 7. Les interconnexions du Nord-Est⁴⁵



Le **Tableau 4** présente quelques données de base à l'égard des marchés avoisinants. La notion du RPS sera traitée plus loin à la section 3.1.2.

⁴⁵ www.aims.ca/site/media/aims_ep_secondelectricity_burke.pdf.

Tableau 4. Tableau comparatif des marchés avoisinants⁴⁶

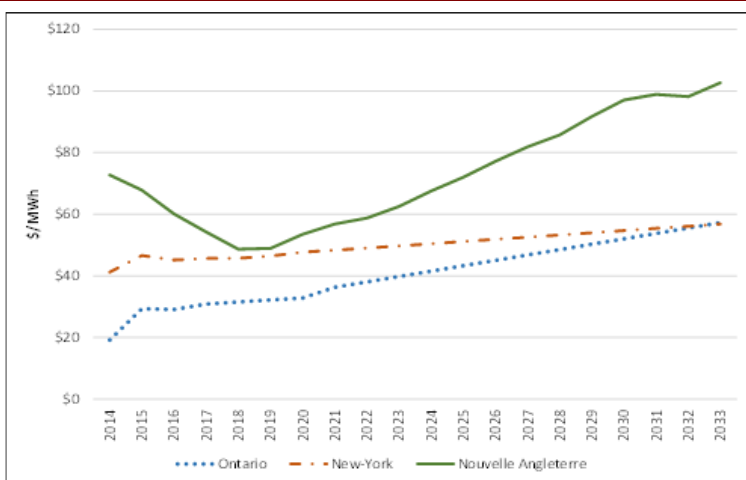
	Québec	Nouvelle-Angleterre	New York	Ontario	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse
Population (millions)	8,2	14	19,7	13,7	0,8	0,9
Puissance installée (MW)	36 068	31 000	39 138	33 771	2 853	2 254
Production annuelle (GWh)	178 150	112 040	163 000	141 247	11 073	11 663
RPS	Non	Oui	Oui	Non	Oui	Oui
Importations éligibles au RPS	N.A.	Oui	Non	N.A.	Oui	Oui

Le **Graphique 8** présente des prévisions récentes des prix de l'énergie dans certaines de ces régions.

⁴⁶ Sources: Hydro-Québec (2014) « Rapport annuel 2013 », http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_annuel/; ISO-NE (2014) "ISO NE Overview", [www2.leg.state.vt.us/CommitteeDocs/2014/Senate%20Natural%20Resources/ISO%20New%20England/W~Eric%20Wilkinson~ISO%20New%20England%20Overview%20\(power%20point\)~3-24-2014.pdf](http://www2.leg.state.vt.us/CommitteeDocs/2014/Senate%20Natural%20Resources/ISO%20New%20England/W~Eric%20Wilkinson~ISO%20New%20England%20Overview%20(power%20point)~3-24-2014.pdf) ; US Energy Information Administration (2014) "New York", www.eia.gov/state/data.cfm?sid=NY#EnergyIndicators; L'Ontario, Hydro One "Annual Report 2013", www.hydroone.com/InvestorRelations/Pages/AnnualReports.aspx ; NB Power (2013) "Annual Report", www.nbpower.com/html/en/about/publications/annual/2013_Annual_Report_EN.pdf; Nova Scotia Power (2014) "Who we are", www.nspower.ca/en/home/about-us/who-we-are/default.aspx; Nova Scotia (2014) "Renewable Energy Regulations", www.novascotia.ca/just/regulations/regs/elecrenew.htm#TOC1_2 ; US Energy Information Administration (2014) "New York", www.eia.gov/state/data.cfm?sid=NY#EnergyIndicators; GNB Energy and Mines (2014) "Renewable Portfolio Standards", www2.gnb.ca/content/gnb/en/departments/energy/energy_blueprint/content/renewable_portfolio.html

Field Code Changed

Graphique 8. Prévisions de prix : NA, New-York et Ontario⁴⁷



On constate que les prix en NA seront, selon les prévisions, sensiblement plus élevés que ceux des autres marchés avoisinants, comme ils l'ont été dans le passé. Ainsi, la NA est généralement vue comme le marché le plus intéressant par les exportateurs au Québec. Les analyses qui suivent aux sections 5 et 6 porteront donc sur ce marché. Les ISO et les marchés d'électricité

Les *Independent System Operators* (ISO) sont des entreprises sans but lucratif qui encadrent les transactions énergétiques du marché de gros entre les producteurs d'énergie et les acheteurs, c'est-à-dire les distributeurs (les *load-serving entities*, ou LSE, selon le jargon américain) et les grands consommateurs. En Nouvelle-Angleterre, ISO-NE a été créée en 1997 afin de chapeauter le marché de gros prévu par l'ordonnance 888.

⁴⁷ Prévisions de La Capra basées sur :

- NY et Ontario : 2014 à 2020 basées sur les prix à terme selon OTCGH; 2015 à 2033 selon une régression linéaire;
- Nouveau Brunswick et MassHub, selon l'Integrated Resource Plan 2014 du NB.

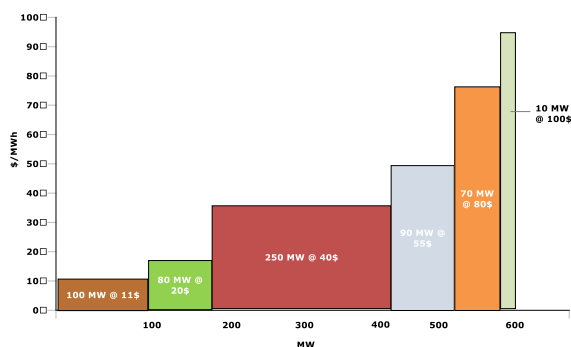
Ce sont les ISO qui encadrent les marchés horaires d'électricité⁴⁸. Sur une base régulière⁴⁹, les producteurs d'énergie doivent indiquer à l'ISO la quantité d'énergie qu'ils seront en mesure de livrer pour une période donnée, et le prix minimum auquel le producteur acceptera de vendre.

Parallèlement, les acheteurs (les grands consommateurs et les distributeurs) se prêteront au même exercice en faisant parvenir à l'ISO leurs besoins horaires pour le lendemain.

3.1.1. Le marché d'énergie

Le b.a.-ba de la science économique nous enseigne que si l'offre augmente sur un marché donné, mais que la demande y demeure constante, les prix auront tendance à diminuer. C'est aussi le cas sur les marchés de l'énergie réglementés par les ISO de la Nouvelle-Angleterre, de New York et de l'Ontario. Ces bourses qui fixent le prix horaire, ou le *market clearing price*, fonctionnent selon un mécanisme très particulier, où le prix du dernier MW requis pour combler la demande à un moment donné devient le prix horaire, payé à tous les producteurs. Ainsi, l'opérateur du marché dresse une courbe de l'offre pour chaque heure, indiquant le nombre de MW offert en fonction de leurs prix. Plus la demande est élevée, plus l'opérateur du marché doit avoir recours à des offres plus dispendieuses pour la combler, et plus le prix horaire sera élevé.

Graphique 9. Une courbe de l'offre typique



⁴⁸ On peut distinguer entre la gestion du réseau de transport et l'opération du marché horaire. Ici, nous nous concentrons sur cette deuxième fonction, qui peut s'exercer à l'intérieur de l'ISO ou par une entité distincte. En NA, c'est effectivement l'ISO-NE qui l'exerce.

⁴⁹ Généralement des prix sont fixés un jour à l'avance (Day-Ahead Market), une heure à l'avance (Hour-Ahead Market) et en temps réel (Real Time Market).

Le **Graphique 9** montre une courbe de l'offre typique pour une heure donnée. L'axe horizontal représente la quantité d'énergie offerte par un producteur, un courtier ou un LSE qui peut mobiliser des réductions de la charge (*demand response*), et l'axe vertical, son prix minimal exigé. Chaque bloc représente une offre soumise par un producteur différent. Dans cet exemple fictif, si la demande pour l'heure n'est que de 150 MW, l'ISO peut répondre aux besoins avec seulement les deux producteurs les moins chers (le brun et le vert). Ainsi, le prix du marché sera le prix le plus élevé proposé par le dernier producteur appelé à produire, soit **20 \$ le MWh**.

Si, par contre, les besoins sont de 500 MW, l'ISO fera aussi appel aux offres bourgogne et bleue, et le prix sera de **55 \$ le MWh**. Ce même prix serait aussi payé aux producteurs des blocs brun et vert, même si les prix de leurs offres étaient beaucoup plus bas.

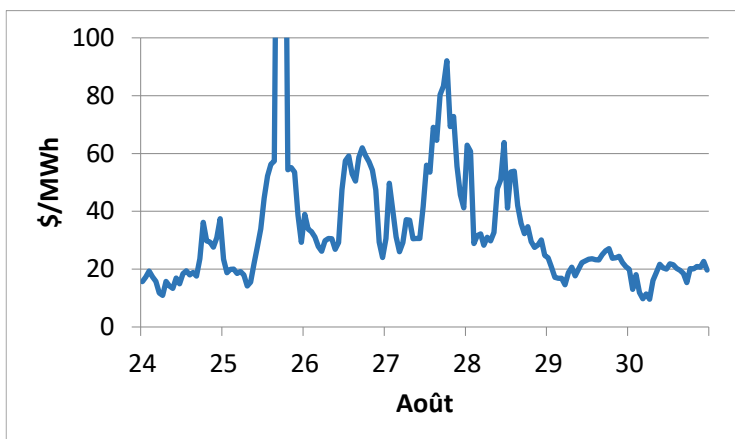
De la même façon, si les besoins sont de 600 MW, le prix sautera à **100 \$ le MWh**. Dans tous les cas, tous les producteurs appelés à produire — y compris le premier, avec une soumission de seulement 11 \$ le MWh — seront payés le dernier prix horaire, soit de 20 \$, de 55 \$ ou de 100 \$ pour les trois scénarios décrits précédemment.

Ce système a été conçu, notamment, pour inciter les producteurs à offrir leur énergie à leur coût marginal d'opération. Si le coût marginal d'opération d'un producteur est de 4 ¢, il aura intérêt à offrir son énergie à 4,1 ¢, même si son coût total est beaucoup plus élevé. Toutefois, un producteur d'hydroélectricité comme Hydro-Québec qui, contrairement à un producteur thermique, peut reporter la vente d'un kWh, aura plutôt tendance à fixer le prix de son offre en fonction de son estimation du coût d'opportunité, soit de son estimation des prix futurs. Ainsi, la décision d'Hydro-Québec de vendre dépend de ses propres prévisions des prix futurs du marché ainsi que de l'état de ses réservoirs. Cela dit, en temps réel, l'énergie hydraulique fonctionne généralement comme un *price taker*, c'est-à-dire qu'elle est offerte à la bourse à bas prix, le vendeur acceptant le prix horaire de la bourse, fixé par l'unité de production thermique à la marge.

Il découle nécessairement de ce système que, toute autre variable demeurant constante pour une heure donnée, plus l'offre d'électricité à bas prix augmente, moins il y aura besoin d'avoir recours à des énergies dispendieuses, et moins le prix horaire sera élevé.

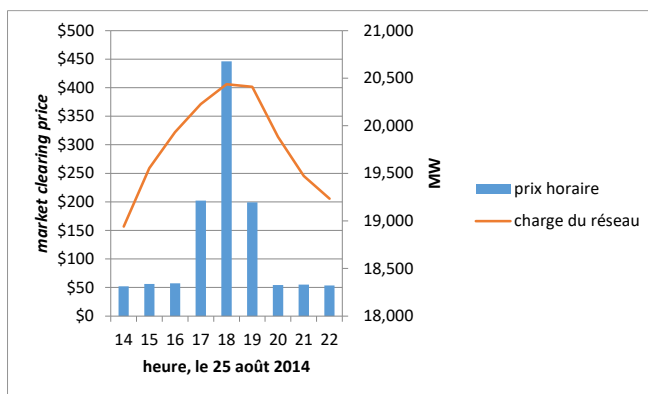
Ce mécanisme peut mener à des changements majeurs du prix horaire causés par des écarts relativement petits de la demande. Un exemple réel, vécu pendant la dernière semaine d'août 2014 en Nouvelle-Angleterre, est présenté au **Graphique 10**.

Graphique 10. Prix horaire, une semaine en août 2014



Le pic observé, qui représente les heures de 17 h à 19 h le 25 août 2014, démontre précisément le phénomène que nous venons de décrire. Le détail de ce pic est présenté au **Graphique 11**.

Graphique 11. Détail d'un pic dans le prix de marché



Ainsi, à 16 h, lorsque la charge du réseau était de 19 993 MW, l'ISO a réussi à combler la demande avec des ressources coûtant, au plus cher, 57,40 \$/MWh. Toutefois, lorsqu'à 17 h la

charge est montée à 20 227 MW, l'ISO a dû mettre en production une autre unité ayant un prix de 202 \$/MWh, faisant en sorte que, pendant cette heure-là, l'ensemble des producteurs en service ont aussi reçu ce même prix. Une heure plus tard, pour répondre à une charge de 209 MW de plus, l'ISO a eu besoin d'un autre générateur ayant un prix de 446 \$/MWh. Encore une fois, l'ensemble des producteurs ont reçu ce même prix, pendant une seule heure. Dès 20 h, le prix horaire est retourné à environ 50 \$ le MWh, comme auparavant.

Cet exemple réel démontre comment le système du *market clearing price* peut être hypersensible aux variations relativement mineures de la demande.

Cet exemple illustre comment, à certains moments, des augmentations modestes de la charge peuvent créer des pics importants dans le prix et, inversement, comment une petite augmentation de l'offre peut également réduire le prix horaire de façon significative.

3.1.2. Les marchés de puissance et des services auxiliaires

Le marché de puissance (*Forward Capacity Market*) est un marché de gros à long terme qui assure l'adéquation entre les ressources de production et la demande, localement et à l'échelle du système régional, à l'égard de la puissance. Ce marché est conçu pour promouvoir l'investissement dans les ressources de production là où elles sont le plus nécessaires. Les ressources de puissance peuvent être des ressources nouvelles ou existantes et comprendre les centrales électriques, les importations ou la réduction de la demande d'électricité.

Afin d'assurer d'une part un approvisionnement de ressources suffisant pour satisfaire les besoins futurs de la région et, d'autre part, d'allouer suffisamment de temps pour construire de nouvelles sources de capacité, des ventes aux enchères de puissance, appelées *Forward Capacity Auctions*, sont tenues annuellement en NA. Ces enchères portent sur des capacités futures environ trois années en avance⁵⁰.

Des données clés du FCM comprennent les besoins en capacité pour des zones spécifiques. Le but est de s'assurer d'une capacité suffisante pour répondre à la demande et maintenir la fiabilité du réseau. Seules les ressources de puissance qui se sont conformées à la qualification FCA et aux exigences de garantie financière peuvent participer à ces enchères.

⁵⁰ ISO-NE (6 mai 2014) « Introduction to New England's Forward Capacity Market », www.iso-ne.com/static-assets/documents/2014/08/iso101-t4-mkt-fcm.pdf.

Les marchés FCM de l'ISO-NE, comme ceux de NYISO et de PJM, sont complexes, et plusieurs processus sont déjà en marche qui risquent de modifier leurs règles⁵¹. Une présentation détaillée de ces marchés serait au-delà de la portée du présent mandat.

HQP participe déjà au marché de puissance de la NA. Ses engagements sur les prochains trois ans varient entre 599 et 993 MW, comme l'indique le Tableau 5.

Tableau 5. Les engagements de vente de puissance d'HQP en NA⁵²

	2015-16	2016-17	2017-18
minimum	724	993	599
maximum	875	993	599

Soulignons, d'une part, que les revenus découlant de ce marché sont beaucoup moins élevés que ceux des marchés de l'énergie et des CER, et, d'autre part, que la participation de l'énergie éolienne demeure problématique, même lorsque le parc éolien se trouve à l'intérieur de la zone de contrôle.

Les importations d'électricité du Québec et du Canada peuvent affecter le marché de puissance régional puisque celles-ci comblent certains besoins, diminuant d'autant les besoins futurs pour de nouvelles puissances. Toutefois, le traitement approprié de cet apport fait couler beaucoup d'encre.

Les marchés de services auxiliaires (*ancillary services*) sont également complexes⁵³. Il s'agit principalement des marchés de réserves, disponibles avec 10 ou 30 minutes de préavis. Les prix sont encore moins élevés que ceux du FCM. Une présentation détaillée de ces marchés serait aussi au-delà de la portée du présent mandat.

3.1.3. Les RPS et les CER

La norme sur les portefeuilles d'énergie renouvelable (*Renewables Portfolio Standard*, ou RPS) est un outil réglementaire visant à soutenir le marché des technologies de production jugées moins endommageantes pour l'environnement. Le RPS oblige chaque distributeur d'une région à inclure

⁵¹ Voir, par exemple, New England States Committee on Electricity (septembre 2013) *Incremental Hydro Power Imports : White Paper* », pages 10 à 12, pages 54 à 55, et l'Annexe A. [nescoe.com/uploads/Incremental_Hydropower_Imports_Whitepaper_Sept._2013.pdf](http://www.nescoe.com/uploads/Incremental_Hydropower_Imports_Whitepaper_Sept._2013.pdf).

⁵² <http://www.iso-ne.com/isoexpress/web/reports/auctions/-/tree/fcm-auction-results>.

⁵³ Voir, par exemple, P. Stonier (Vermont Public Service Board), *Pricing Method of Different Elements of Ancillary Services and Balancing Market: US Experience: ISO-New England Regional Market*, February 4-5, 2008.

dans les approvisionnements qu'il fournit à ses clients un certain pourcentage venant de sources d'énergies éligibles. Généralement, ces pourcentages augmentent avec le temps. Les règles régissant les marchés visés par les CER varient d'un État à l'autre, selon les normes de portefeuille d'énergie renouvelable de chacun des États, plus particulièrement en ce qui concerne le type d'énergie renouvelable qui est susceptible d'intégrer le marché.

Les RPS ont été adoptés dans plusieurs pays, dont la Grande-Bretagne, l'Italie, la Pologne, la Suède, la Belgique et le Chili, ainsi que dans 33 des 50 États américains, de même que dans le District de Columbia. Ensemble, ces États représentent plus de 42 % des ventes d'électricité aux États-Unis⁵⁴. La réglementation varie d'un État à l'autre; il n'y a pas encore de RPS de juridiction fédérale aux États-Unis, quoique plusieurs projets de loi dans ce sens ont été déposés dans les dernières années.

3.2. Le marché de la Nouvelle-Angleterre

3.2.1. Structure du marché

ISO New England (ISO-NE) est l'organisation régionale responsable du transport d'électricité, du fonctionnement fiable du réseau, de l'administration du marché de gros et du tarif de transport et, finalement, de la planification du réseau. L'ISO est une société sans but lucratif régie par un conseil d'administration indépendant. L'ISO ne possède pas d'actifs de transmission ni de production et n'a aucun intérêt financier dans des entreprises.

L'ISO-NE a en grande partie remplacé les fonctions du New England Power Pool (NEPOOL), créé pour favoriser la coopération entre les services publics des six États de la région en 1971⁵⁵.

Depuis la création de l'ISO-NE, cinq des six États de la région ont obligé leurs services publics à se départir de leurs actifs de production d'électricité.

3.2.2. Conjoncture énergétique

Depuis le début des années 2000, le paysage énergétique nord-américain a vécu de profondes transformations, et la Nouvelle-Angleterre n'y fait pas exception. Trois phénomènes principaux ont marqué l'évolution de ce réseau dans les années récentes, et continueront de la marquer dans les années à venir : 1) la dépendance au gaz naturel, 2) le grand nombre de centrales d'électricité arrivant en fin de vie et 3) l'intégration des énergies renouvelables.

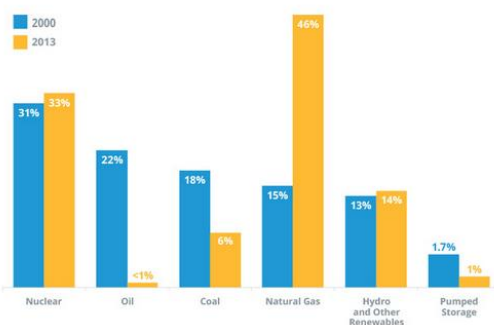
⁵⁴ US Energy Information Administration (3 février 2012) « Most states have Renewable Portfolio Standards », www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4850.

⁵⁵ Ce sont le Vermont, le New Hampshire, le Massachusetts, le Connecticut, le Rhode Island et le Maine.

3.2.2.1. La dépendance au gaz naturel

L'avènement de la « révolution du gaz de schiste » aux États-Unis a fait passer de 15 % à 46 % la proportion d'énergie électrique produite à partir de gaz naturel en Nouvelle-Angleterre entre les années 2000 et 2013⁵⁶. La proximité géographique du Bassin de Marcellus situé dans les États de la Pennsylvanie et de New York a facilité l'accessibilité à la ressource. Aujourd'hui, plus de la moitié des nouvelles centrales électriques planifiées sont des centrales au gaz naturel⁵⁷.

Graphique 12. Pourcentage de marché des filières énergétiques en NA en 2000 et 2013⁵⁸



Cette augmentation de la proportion de l'électricité produite à partir de gaz naturel est, pour l'essentiel, attribuable à la construction de nouvelles centrales au gaz, mais également à une augmentation du facteur d'utilisation des centrales existantes, en raison de la dynamique du *market clearing price*.

Auparavant, les offres des centrales au gaz naturel étaient beaucoup plus élevées que celles des centrales au charbon ou nucléaires. Par conséquent, les centrales au gaz étaient appelées à produire pendant les heures de pointe seulement. Toutefois, pendant la dernière décennie, le pourcentage des heures auxquelles la filière de gaz fixe le prix horaire du marché a beaucoup augmenté, et ce, en raison de deux facteurs. Comme le prix du gaz a chuté, le gaz se positionnait de façon prioritaire dans l'ordre du mérite du *market clearing price*. En même temps, la demande a également augmenté. Ensemble, ces deux facteurs expliquent l'augmentation fulgurante de la production d'électricité à partir de gaz de 15 % en 2003 à 46 % en 2013.

⁵⁶ ISO-NE, « Today's Challenges », www.iso-ne.com/about/what-we-do/todays-challenges.

⁵⁷ Ibid.

⁵⁸ Ibid.

Et tel que le montre le Graphique 13, les prix de l'électricité et du gaz naturel évoluent de façon coordonnée. Ainsi, une hausse des prix du gaz naturel entraîne une hausse similaire des prix de l'électricité.

Graphique 13. Rapport historique entre le prix de l'électricité et le prix du gaz naturel⁵⁹



3.2.2.2. *Vétusté*

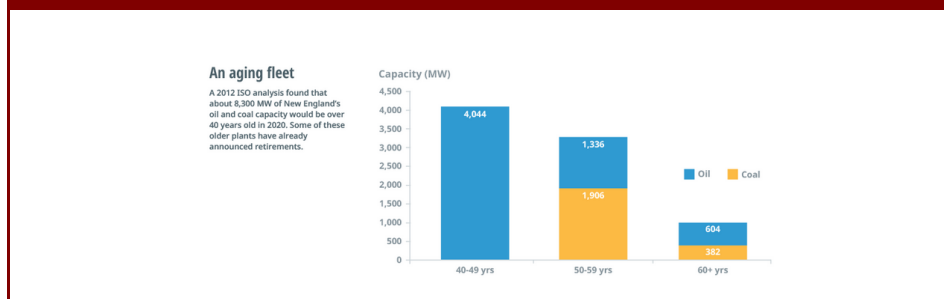
Une particularité du parc de production régional de la Nouvelle-Angleterre est sa vétusté. Au cours des cinq prochaines années seulement, 3 400 MW de capacités de production seront démantelés, ce qui représente plus de 12 % de la capacité totale installée⁶⁰.

Cette situation s'applique particulièrement aux usines carburant au charbon et au pétrole, puisqu'elles sont moins compétitives que les autres types de technologies de production. D'autre part, sur le plan environnemental, les usines utilisant le charbon et le pétrole font piètre figure, alors que, tel que nous le verrons plus en détail dans la section suivante, la Nouvelle-Angleterre s'est dotée d'une réglementation environnementale contraignante.

⁵⁹ US Energy Information Administration, « Annual Energy Outlook 2014 », www.eia.gov/forecasts/aeo/MT_naturalgas.cfm.

⁶⁰ ISO-NE, Fast Stats, www.iso-ne.com/about/what-we-do/key-stats.

Graphique 14. Vétusté des centrales au pétrole et au charbon⁶¹



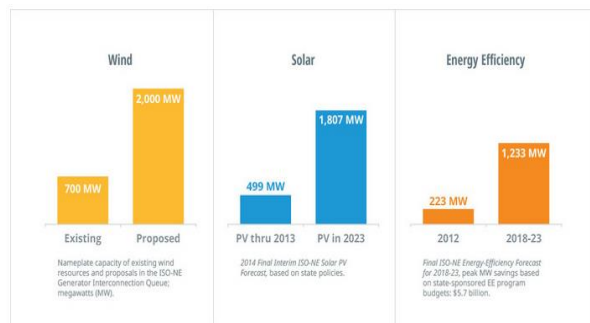
Cette situation de rareté pourrait potentiellement entraîner des difficultés à répondre à la demande durant les pics de demande estivaux et hivernaux. Toutefois, bien que 3 400 MW seront démantelés et que la demande durant les heures de pics de demande augmentera de 1,3 % par année⁶², d'autres éléments viennent limiter cet effet. Des milliers de MW de nouvelles capacités ont été proposés pour installation au cours des prochaines années⁶³. De plus, l'efficacité énergétique est prévue d'augmenter significativement, soit de 223 MW en 2012 à 1 233 MW entre 2012 et 2023.

⁶¹ ISO-NE, « Today's Challenges », www.iso-ne.com/about/what-we-do/todays-challenges.

⁶² Ibid.

⁶³ Voir la section 5.1.2, ci-dessous.

Graphique 15. Croissance prévue des ressources renouvelables et d'efficacité énergétique⁶⁴



3.2.2.3. Les importations

La Nouvelle-Angleterre est importatrice nette d'électricité, ce qui signifie qu'elle achète plus d'électricité aux juridictions extérieures qu'elle ne leur en vend. En 2013, elle a importé 14 % de sa consommation totale d'électricité⁶⁵.

Seulement trois juridictions exportent de l'électricité à la Nouvelle-Angleterre : le Québec, le Nouveau-Brunswick et l'État de New York. Le Québec est de loin le premier exportateur, avec 13,9 TWh exportés pour l'année 2013, durant laquelle le Québec a fourni 9 % de toute l'électricité consommée dans la région⁶⁶. Cette relation est bien établie, puisqu'entre 2000 et 2013 le Québec a fourni en moyenne 63 %⁶⁷ des importations totales de la Nouvelle-Angleterre.

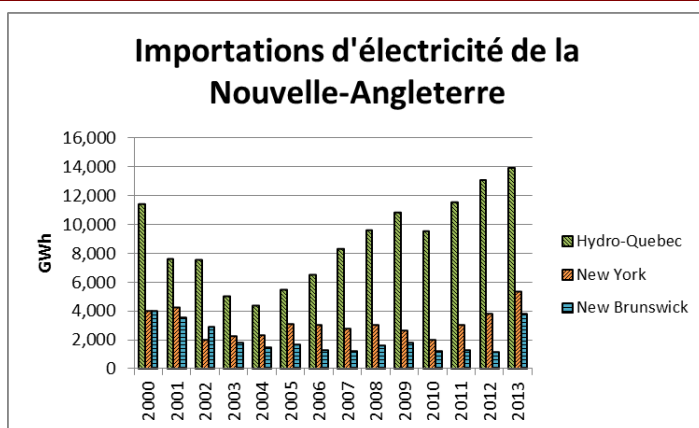
⁶⁴ ISO-NE, op. cit.

⁶⁵ Ibid.

⁶⁶ ISO-NE, Key Stats, www.iso-ne.com/about/what-we-do/key-stats/resource-mix.

⁶⁷ 8 918 GWh en moyenne entre 2000 et 2013, sur une moyenne d'importations totales de 14 057 GWh, ISO-NE, Key Stats, www.iso-ne.com/about/what-we-do/key-stats/resource-mix.

Graphique 16. L'évolution des importations d'électricité en NA⁶⁸



3.2.3. Les RPS de la NA

La Nouvelle-Angleterre fait partie des régions pionnières à avoir adopté les Renewable Portfolio Standards (RPS). Le Maine, le Connecticut ainsi que le Wisconsin sont les trois premiers États à avoir promulgué des lois RPS en 2000. Le Massachusetts a pour sa part été le 10^e État à les adopter, en 2003, alors que le New Hampshire et le Rhode Island les ont adoptés un peu plus tard, soit en 2007⁶⁹. Le Vermont quant à lui, est le seul État de la région à ne pas avoir de RPS. En contrepartie, le Vermont a un autre mécanisme appelé *Sustainably Priced Energy Enterprise Development* (SPEED) qui vise à promouvoir la production vermontoise d'énergie renouvelable, de même que des contrats à long terme entre les distributeurs et les développeurs d'énergie renouvelable⁷⁰.

Le Graphique 17 nous aide à mieux comprendre l'évolution des RPS de la NA d'ici 2025. Dans tous les États de la région sauf le Maine, le RPS doublera d'ici 2025. Dans le New Hampshire, il triplera.

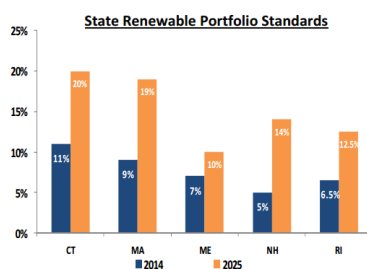
⁶⁸ ISO-NE 2014, « Sources of Electricity Used in 2013, www.iso-ne.com/static-assets/documents/markets/hstdata/rpts/net_eng_peak_load_sorc/energy_peak_source.xls.

⁶⁹ Ryan Wiser et al. (Avril 2007) « Renewable Portfolio Standards : A Factual Introduction to Experience from the United States », Lawrence Berkeley National Laboratory, p. 6, emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl%20-%202062569.pdf.

⁷⁰ Puisque le programme SPEED s'applique aux développements de nouvelles capacités de production à l'intérieur de l'État, les producteurs d'énergie éolienne du Québec ne pourraient en bénéficier.

En Nouvelle-Angleterre, les producteurs d'énergie renouvelable, dûment certifiés, obtiennent des certificats d'énergie renouvelable (CER) pour chaque unité d'électricité renouvelable qu'ils vendent. Ils peuvent vendre ces CER directement aux distributeurs, ou les vendre à une tierce partie. Ces CER sont éventuellement achetés par des distributeurs qui n'ont pas autrement réussi à avoir le pourcentage de ressources renouvelables requis par la loi. Les CER sont transigés librement, de gré à gré (*over the counter*) à des prix négociés. Les distributeurs transmettent ensuite les certificats à un organisme réglementaire afin de faire valider leur conformité. Advenant le cas où un distributeur n'atteint pas le pourcentage d'énergie renouvelable requis, il devra faire des paiements alternatifs de conformité (*Alternative Compliance Payments, ou ACP*) pour la partie manquante⁷¹. Les ACP pour chaque type de CER sont fixés périodiquement par règlement. Ainsi, les ACP servent de plafonds pour les prix des CER, puisque les distributeurs n'achèteront jamais des CER plus chers que les ACP.

Graphique 17. Les cibles 2014 et 2025 des RPS des États de la NA⁷²

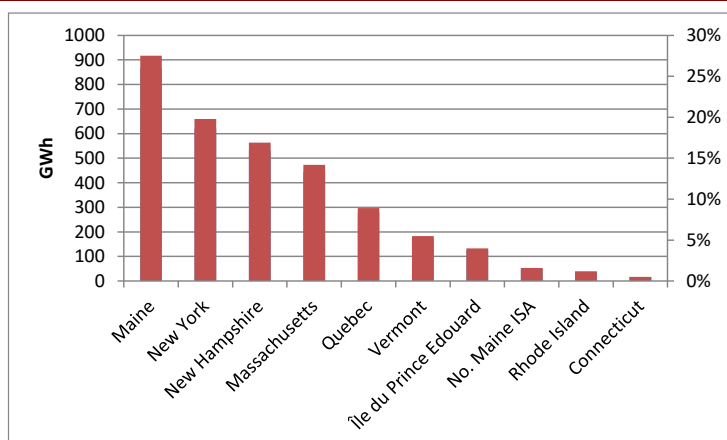


Le Graphique 18 indique la provenance des CER utilisés dans le Massachusetts en 2012. Sa demande de CER représente environ la moitié des besoins en CER de la Nouvelle-Angleterre.

⁷¹ Pour plus d'information sur les ACP, voir la section 3.2.3.3.

⁷² ISO-NE (2014) « Today's Grid Challenges », www.iso-ne.com/about/what-we-do/todays-challenges.

Graphique 18. Sources de CER du Massachusetts (2012)⁷³



3.2.3.1. *Les exigences en CER*

Les exigences du RPS de chaque État dans la NA sont définies par loi⁷⁴. Il existe plusieurs différences entre eux, tant en termes de l'éligibilité de différentes ressources que des quantités requises. Le nombre de classes ainsi que les règles précis d'éligibilité diffère d'un État à l'autre. Il y a des règles spécifiques pour l'énergie éolienne, hydraulique, solaire (distinguant entre le photovoltaïque centralisé, distribué et concentré), biomasse, biogaz, géothermique et de l'océan. À titre indicatif, le Tableau 6 fournit un aperçu simplifié des règles appliquant à l'énergie éolienne et hydraulique.

⁷³ www.mass.gov/eea/docs/doer/rps-aps/rps-aps-2012-annual-compliance-report-042214.pdf, p.34. Les CER du Québec représentent environ 106 MW de production éolienne, probablement les parcs éoliens du Mont Miller et du Mont Copper, dont la production est commercialisée par HQP. Si cela représente 10 % des CER de la Classe 1 au Massachusetts en 2012, on peut présumer que cela compte pour environ 5 % des CER de cette même classe de la NA.

⁷⁴ Voir la section 3.3.1.4, plus loin.

Tableau 6. Les ressources éligibles des RPS (NA), par État

	Classe	Éolien	Hydraulique
Connecticut	1	Oui	< 5 MW, mise en service depuis 2003
	2	Oui	< 5 MW
Maine	1	Oui (nouveau)	< 100 MW, nouveau, et rencontre toute exigence sur passage de poissons
	2	Oui (existant)	< 100 MW, existant, et rencontre toute exigence sur passage de poissons
Massachusetts	1	Oui	< 30 MW, certifié par Low Impact Hydropower Institute, mise en service depuis 1997, sans nouveau barrage
	2	Oui	< 7.5 MW, sans nouveau barrage
New Hampshire	1	Oui	Puissance incrémentale (barrage existant) seulement
	4	Non	< 5 MW (1 MW, si branché au système de distribution), avec passoires de poissons (approuvé par FERC)
Rhode Island	1		< 30 MW, mise en service depuis 1997, sans nouveau barrage
	2		< 30 MW, sans nouveau barrage
Vermont	N/A	N/A	N/A

On peut constater que, quoique l'énergie éolienne est éligible pour les CER de classe 1 de tous les États, l'énergie hydraulique est limitée aux petites puissances (jusqu'à 100 MW dans le Maine seulement), avec des contraintes particulières qui varient d'un État à l'autre.

Chaque État définit aussi les cibles applicables à chaque classe de CER. Le Tableau 7 décrit les taux de croissance des RPS pour les différentes classes.

Tableau 7. Les cibles des RPS (NA), par État⁷⁵

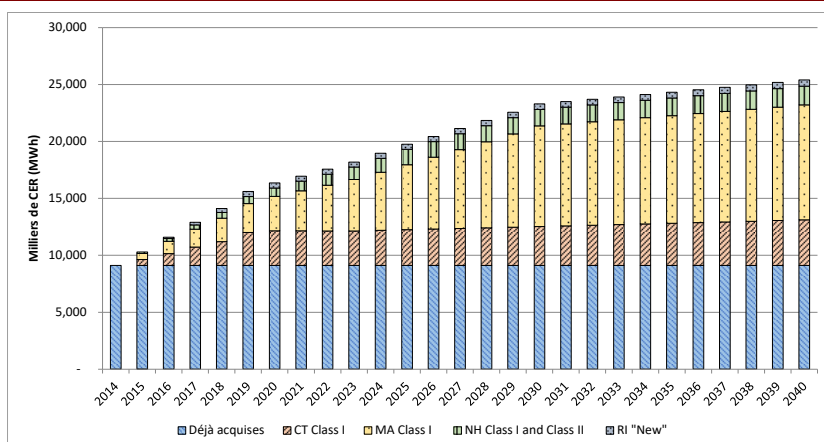
RPS Classes in New England

State	RPS Classes	RPS Target by 2022
Connecticut	I New	20%
	II Existing	3%
	III CHP/EE (Existing)	4%
Maine	"Existing"	30%
	New capacity	10% by 2017
Massachusetts	New (incl. Solar Carve-out)	16%
	Existing I and II	3.6% (I) 3.5% (II)
New Hampshire	I New (incl. "useful thermal energy")	12.3% by 2022
	II Solar	0.3% by 2015
	III Existing Biomass	8% by 2015
	IV Existing small hydro	1.5% by 2015
Rhode Island	Existing	2%
	New	14% by 2019
Vermont	Has no formal RPS	Goal of 20% by 2017
	SPEED Program	All energy growth above 2005

Le Graphique 19 indique les exigences totales des RPS en NA, qui augmentent d'environ 10 TWh en 2015 à 25 TWh en 2040. De ce montant, quelques 9 TWh d'énergie renouvelable sont déjà en place, indiqué par les barres bleues au graphique.

⁷⁵ ISO-NE (2013), www.ripuc.org/eventsactions/docket/4404-ISO-Presentation_8-27-13.pdf, p. 5.

Graphique 19. Exigences annuelles de CER en NA⁷⁶



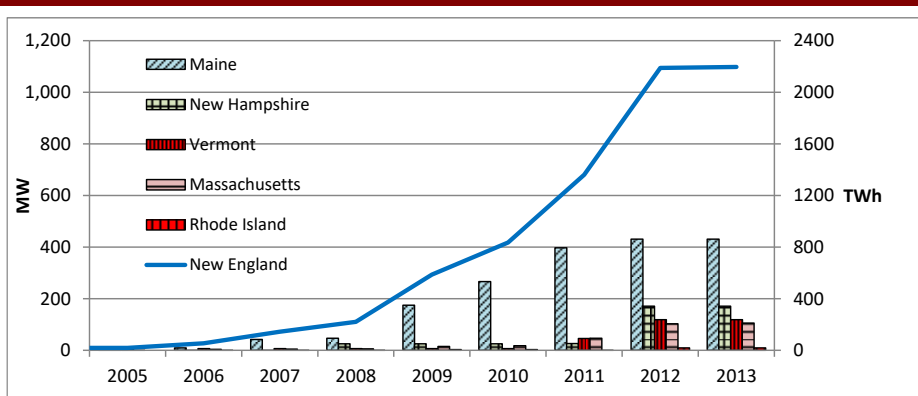
Les barres bleues indiquent les projets existants ou engagés. Quoiqu'il y a toujours la possibilité que certains des projets engagés ne voient pas le jour, c'est surtout l'espace au-delà de ces barres bleues qui constitue l'opportunité pour de nouveaux projets d'énergie renouvelable. Ainsi, d'ici les 10 prochaines années, près de 10 TWh additionnels de CER devront être achetés par les distributeurs de la NA.

3.2.3.2. L'évolution de la filière éolienne en NA

Comme l'indique le Graphique 20, le développement de la filière éolienne en Nouvelle-Angleterre est récent. Ce développement se concentre surtout dans l'État du Maine et, dans une moindre mesure, au New Hampshire. Il est à noter que ces deux États ont une demande d'électricité plutôt faible, alors que la demande d'électricité se situe davantage au sud-est de la NA. Sur le plan régional (la ligne solide), les quantités sont passées de 300 MW en 2010 à 836 MW en 2013.

⁷⁶ Source : La Capra Associates, basé sur la 2014 CELT Load Forecast.

Graphique 20. Puissance installée éolienne, par État⁷⁷



Il importe de mentionner que la puissance éolienne dans l'État de New York est environ le double de l'ensemble de la région de la Nouvelle-Angleterre. Quoique cette puissance éolienne est en grande partie appelée à répondre au RPS de New York, des ressources éoliennes à New York peuvent aussi vendre leur production en Nouvelle-Angleterre, à titre de ressources importées.

Le potentiel de l'énergie éolienne en NA demeure grand. Selon les données publiées par NREL, le potentiel de sites ayant des vents permettant un f.u. de 30 % ou plus à 80 m de hauteur est de 17 436 MW (53 GWh). Avec les mats à une hauteur de 100 m, le potentiel augmente à 42 587 MW (128 TWh) sur les cinq États de la NA, comme l'indique le Tableau 8. Ce potentiel exclut plusieurs catégories de terres non aptes au développement éolien, telles que les parcs, les zones urbaines, les milieux humides, etc.⁷⁸

⁷⁷ apps2.eere.energy.gov/wind/windexchange/wind_installed_capacity.asp.

⁷⁸ apps2.eere.energy.gov/wind/windexchange/docs/wind_potential.xls.

Tableau 8. Potentiel éolien en NA

Puissance installée (MW)	Production annuelle (GWh)		Puissance installée (MW)	Production annuelle (GWh)
80m			100m	
27	73		186	519
11,251	33,779		30,847	91,894
1,028	3,323		1,913	6,082
2,135	6,706		3,919	12,263
47	153		84	267
2,949	9,163		5,637	17,394
17,436	53,197		42,587	128,420

Évidemment, le potentiel commercialement réalisable sera moins élevé que ces valeurs. Cela dit, ces données démontrent qu'il existe toujours un potentiel éolien important non exploité en NA.

3.2.3.3. *Les prix historiques des CER en Nouvelle-Angleterre*

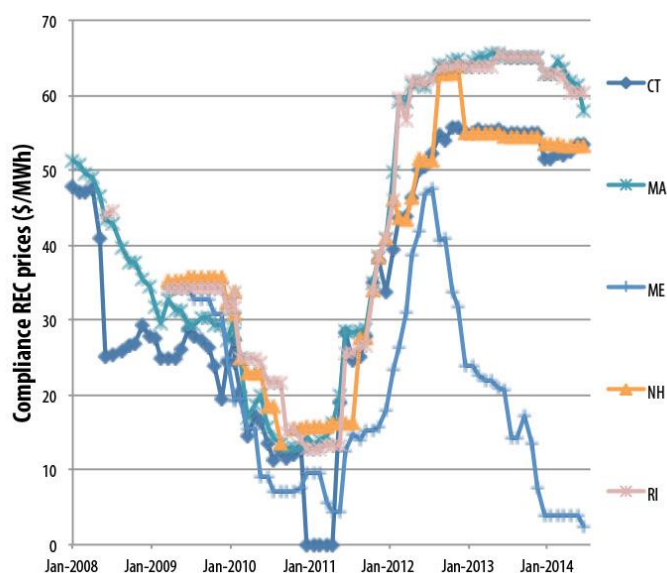
Les prix sont fixés selon les classes de CER, lesquelles varient d'un État à l'autre. Le Massachusetts par exemple a deux classes de CER qui comprennent certains types d'énergie solaire, éolienne, marémotrice, biomasse, petite hydraulique, biogaz, géothermique et des piles à combustible. Les énergies renouvelables développées à partir de 1998 sont éligibles pour la classe I (sujet à d'autres restrictions); les ressources développées avant 1998 le sont uniquement pour la classe II. La gestion de l'ensemble de ces régimes dépend du Generation Information System (GIS) qui opère sur une base régionale, et qui permet aussi la participation des générateurs à l'extérieur de la région.

Des *Alternative Compliance Payments (ACP)* doivent être payés si les cibles de RPS ne sont pas atteintes. Au Massachusetts, en 2014, leur prix est de 66,16 \$US/ MWh⁷⁹. Les *Alternative Compliance Payments* sont indexés des montants fixés à l'origine par règlement. Cependant, le marché des CER se transige à un prix moindre que celui des ACP, pour des raisons déjà mentionnées.

⁷⁹ www.mass.gov/eea/energy-utilities-clean-tech/renewable-energy/rps-aps/retail-electric-supplier-compliance/alternative-compliance-payment-rates.html.

Le Graphique 21 montre l'évolution des prix des CER de la classe 1 en Nouvelle-Angleterre de 2008 à 2014. En 2008, les prix frôlaient les ACP, à 50 \$/MWh. Entre 2008 et 2011, les prix ont chuté à 10 \$ au Massachusetts et même à 0 \$ au Connecticut, en raison surtout de l'expansion des ressources renouvelables dans la région, dont notamment des ressources de biomasse.

Graphique 21. Prix historique des CER de la classe 1 en NA⁸⁰



Par la suite, les prix ont explosé encore une fois de 2011 à 2014, en raison entre autres de la stagnation de cette expansion⁸¹. Pendant cette période, les prix pour les CER de classe I ont été parmi les plus élevés de tous les marchés aux États-Unis. Le marché régional des RPS étant sous-approvisionné, les prix des CER de tous les marchés, à l'exception du Maine, ont frôlé les 95 % du prix des ACP, atteignant même 60 \$/MWh par CER au Massachusetts, au New Hampshire et dans le Rhode Island.

⁸⁰ U.S. Dept. of Energy, [apps3.eere.energy.gov/greenpower/markets/certificates.shtml?page=5](https://www.eere.energy.gov/greenpower/markets/certificates.shtml?page=5).

⁸¹ Le retrait par le Massachusetts de l'éligibilité des ressources de biomasse était aussi un facteur important.

3.3. Les autres marchés avoisinants

3.3.1. New York

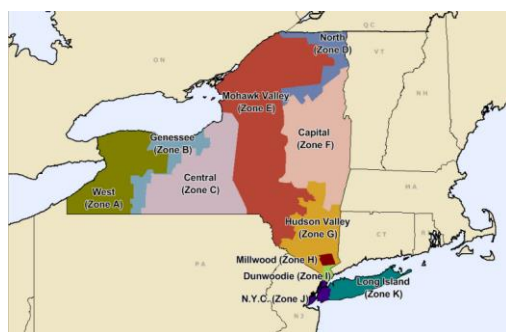
3.3.1.1. La structure institutionnelle

Tout comme c'est le cas en Nouvelle-Angleterre, le marché de l'électricité de l'État de New York est administré par un ISO, le *New York Independent System Operator* (NYISO), une organisation sans but lucratif qui a commencé ses opérations en 1999. Le NYISO exploite le marché de gros et administre la planification globale du système de gros de l'électricité de l'État.

Le mandat de planification du réseau de New York était assuré dès 1966 par une organisation du nom de New York Power Pool (NYPP). Cette organisation fut créée en réponse au *Great Northeast Blackout* du 9 novembre 1965, lorsque plus de 25 millions de personnes furent privées de courant pendant plus de 12 heures dans les États du Nord-Est et en Ontario. Cette situation a incité les sept monopoles régionaux de l'époque à créer le NYPP afin de mieux planifier le réseau, et ainsi éviter une autre coupure de courant de ce type.

La carte ci-dessous représente les 11 zones géographiques de gestion électrique de l'État. Celles-ci représentent — à peu de choses près — les territoires occupés par les monopoles régionaux historiques existant en 1966, lors de la création de la NYPP.

Graphique 22. Les zones de NYISO

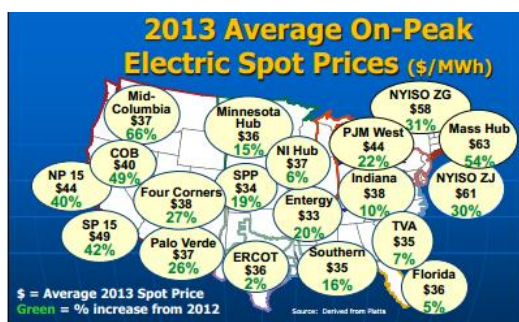


NYISO a été créé trois ans après l'adoption, en 1996, par la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) des règlements 888 et 889. Orchestrée dans le but d'en découdre avec le système des monopoles régionaux qui produisaient et transportaient l'énergie des New-yorkais, cette déréglementation à New York visait l'établissement d'un marché concurrentiel d'électricité dans l'État, y compris sur le marché au détail, en permettant ainsi aux consommateurs de choisir

leur distributeur d'électricité. Les services publics new-yorkais ont surtout opté pour le désinvestissement plutôt que pour la séparation fonctionnelle, en vendant leurs actifs de production à des entités indépendantes.

En 2013, le marché de l'État de New York était, conjointement avec celui de la Nouvelle-Angleterre, la région américaine où les prix moyens du marché horaire étaient les plus élevés.

Graphique 23. Les prix moyens régionaux aux États-Unis⁸²



3.3.1.2. Les principaux déterminants du marché

Les trois principaux moteurs de l'évolution du marché de l'État de New York au cours de la dernière décennie ont été les suivants :

- le doublement de l'approvisionnement énergétique venant des centrales au gaz naturel;
- l'« écologisation » du parc de production, et ;
- l'intégration aux marchés régionaux.

3.3.1.2.1. Le doublement de l'approvisionnement énergétique venant des centrales au gaz naturel

Au cours des dix dernières années, l'approvisionnement en électricité produite à partir du gaz naturel a doublé dans l'État de New York, passant de 27 000 GWh en 2004 à 53 271 GWh en 2013⁸³. Les raisons sous-jacentes sont très similaires à celles ayant mené à la situation décrite

⁸² Federal Energy Regulatory Commission (20 mars 2014) "2013 State of the Markets", Item no.A-3, www.ferc.gov/market-oversight/reports-analyses/st-mkt-ovr/2013-som.pdf.

⁸³ NYISO (2014) « Annual Report 2013 », p.7, www.nyiso.com/public/flipbooks/2013Annual/files/mobile/index.html.

dans les États de la Nouvelle-Angleterre : la chute des prix du gaz naturel due à la révolution des gaz de schiste, le démantèlement d'une partie de la puissance installée utilisant le charbon ou le pétrole comme combustibles. Cette reconfiguration du parc de production a entraîné deux conséquences majeures : d'une part une augmentation des prix de l'électricité et, d'autre part, une diminution des émissions polluantes attribuables à la production énergétique.

Les prix moyens d'électricité ont connu une augmentation de 30 % en 2013 (59,13 \$US/MWh) en comparaison à 2012 (45,28 \$US/MWh)⁸⁴. Cette hausse est attribuable à plusieurs facteurs. Premièrement, la température. Les froids intenses ont le double effet d'arrêter la production des puits et d'accroître la demande en électricité — et donc en gaz naturel. Cette situation réduit rapidement les stocks de gaz, exerçant ainsi un effet haussier sur les prix du marché. Deuxièmement, la congestion sur les réseaux de transport de gaz de la région du Nord-Est entraîne également un effet haussier sur les prix de l'électricité⁸⁵.

3.3.1.2.2. L'« écologisation » du parc de production

Ainsi, le démantèlement d'une partie de la puissance installée carburant au charbon et au pétrole a joué un rôle non négligeable dans la réduction des émissions polluantes attribuables à la production énergétique dans l'État de New York. En effet, les émissions de CO₂ ont diminué de 37 %, celles de NO_x de 80 % et celles de SO₂ de 94 %⁸⁶. Cette diminution de la pollution atmosphérique s'explique par le fait que les sources d'approvisionnement ayant remplacé le charbon et le pétrole sont le gaz naturel et l'énergie éolienne.

La puissance installée d'énergie éolienne qui était de 43 MW en 2003, a atteint 1 634 MW en 2013⁸⁷. NYISO a joué un rôle positif dans cette évolution en favorisant l'intégration de l'énergie éolienne au réseau et en établissant un système centralisé de prévision de l'attribution de l'énergie éolienne.

⁸⁴ Ibid., p.13.

⁸⁵ Levitan & Associates, inc. (2013) « NYCA Pipeline Congestion and Infrastructure Adequacy Assessment », préparé pour NYISO, 191 pages.

⁸⁶ Ibid., p.11.

⁸⁷ Ibid., p.11.

3.3.1.2.3. L'intégration au système régional

Depuis janvier 2013, NYISO opère une gestion de la congestion coordonnée avec le marché régional PJM⁸⁸. Ce processus permet aux deux marchés régionaux d'apporter des correctifs plus efficaces à la congestion de leurs réseaux en acheminant de l'électricité à l'autre réseau quand il est moins coûteux de le faire.

3.3.1.3. L'importation d'électricité du Québec

Les lignes de transmission entre le Québec et l'État de New York sont généralement limitées à 1200 MW. Toutefois, en passant par le réseau ontarien, Hydro-Québec peut parfois acheminer plus d'électricité à la partie ouest de l'état de New York⁸⁹. Toutefois, l'accès à la région métropolitaine de la ville de New York est très limité.

Cette situation pourrait potentiellement changer si la *Champlain Hudson Power Express*, une ligne proposée de 1 000 MW pour acheminer de l'électricité du Québec jusqu'à la ville de New York, est construite. Le 6 octobre dernier, le Département de l'énergie des États-Unis a octroyé un Pémis présidentiel autorisant le projet⁹⁰. Toutefois, le financement et donc la construction ne sont pas encore assurés.

3.3.1.4. Le RPS de l'État de New York

Le RPS de l'État de New York a été adopté par la *New York State Public Service Commission* (PSC) en septembre 2004 et mis en œuvre en avril 2005⁹¹. Ses objectifs ont été augmentés depuis, à 30 % pour l'année 2015⁹². De ce 30 %, les deux tiers proviendront d'installations d'énergies renouvelables existantes⁹³, et 1 % sera attribuable aux ventes du marché vert volontaire.

⁸⁸ PJM (« Pennsylvania Jersey Maryland ») est l'acronyme pour l'ISO qui gère le marché d'électricité de la Pennsylvanie, du New Jersey, du Maryland, du Delaware, de la Virginie, de la Virginie de l'ouest et du District de Columbia. Il gère également certaines parties des États du Kentucky, de l'Illinois, de l'Indiana, du Michigan, de la Caroline du Nord, de l'Ohio et du Tennessee.

⁸⁹ Hydro-Québec (2014) « Le développement des marchés extérieurs », hydrosourcedavenir.com/projets/34/le-developpement-des-marches-exterieurs.

⁹⁰ Presidential Permit No. PP-362. Voir aussi: Federal Register / Vol. 79, No. 158 / Friday, August 15, 2014 / Notices, EIS No. 20140227, Final EIS, DOE, NY, www.chpexpresseis.org/docs/library/CHPE%20FEIS%20EPA%20FR%20Notice_2014-19451.pdf.

⁹¹ Il s'agit en fait du seul État de la région où le RPS a été établi par le régulateur plutôt que par législation.

⁹² DSIRE (2014) « New York Incentives/Policies for Renewables & Efficiency », www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=NY03R.

⁹³ La RPS de l'État de New York fait en sorte que ses importations historiques d'hydroélectricité fassent partie de ses approvisionnements renouvelables existants, mais n'incluent pas la grande hydraulique parmi les sources éligibles pour les ajouts en énergie renouvelable requis par le RPS.

C'est la *New York State Research Energy Development Authority* (NYSERDA) qui gère le fonds de RPS recueilli par le biais d'un supplément sur chaque kW vendu par les entreprises d'électricité.

Contrairement au système de Renewable Portfolio Standards (RPS) de la Nouvelle-Angleterre, l'État de New York ne dispose pas d'un marché actif pour les Certificats d'énergie renouvelable (CER). C'est plutôt par des contrats à terme signés entre les producteurs et les distributeurs que les CER sont transigés. C'est aussi la NYSERDA qui agit comme acheteur pour ces nouveaux blocs d'énergie renouvelable.

Dans une décision rendue en mai 2013, la PSC a modifié sa politique permettant l'utilisation des CER produits à l'extérieur de l'État de New York afin de rencontrer les exigences du RPS. Dorénavant, seulement des CER produits à l'intérieur de l'État seront éligibles.

Le raisonnement de la PSC se base sur le fait qu'avec la baisse de prix du gaz naturel, et donc du prix horaire de l'électricité, le coût du RPS deviendrait encore plus grand, étant fixé afin de permettre le développement de nouvelles ressources renouvelables⁹⁴. Étant donné que le fardeau du programme RPS supporté par les consommateurs new-yorkais allait augmenter, la Commission a jugé approprié d'insister sur l'importance que les bénéfices indirects des projets, en termes économiques, environnementaux et ayant trait à la sécurité énergétique, restent à l'intérieur de l'État. Ainsi, elle a décidé que des projets à l'extérieur de l'État ne seraient plus éligibles pour le RPS⁹⁵. Cette décision se justifie, malgré la *Interstate Commerce Clause* de la constitution américaine, parce que l'acheteur principal, NYSERDA, est une agence de l'État.

En réponse à cette décision, Hydro-Québec demandait un réexamen de la question⁹⁶. Toutefois, après l'étude des arguments présentés par Hydro-Québec, la Commission a réitéré sa décision antérieure⁹⁷.

⁹⁴ State of New York Public Service Commission, Case 03-E-0188 – Proceeding on Motion of the Commission Regarding a Retail Renewable Portfolio Standard. Order Modifying Renewable Portfolio Standard Program Eligibility Requirements (Issued and Effective May 22, 2013), pp. 30-31.

⁹⁵ Ibid., p. 32.

⁹⁶ À l'encontre des pratiques de la Régie de l'énergie, les régulateurs américains et canadiens permettent généralement aux intervenants de remettre en question des décisions prises, en invitant le régulateur à « ré-entendre » certains aspects de la cause (request for rehearing).

⁹⁷ NYSPSC, CASE 03-E-0188 – Proceeding on Motion of the Commission Regarding a Retail Renewable Portfolio Standard. Order Modifying Renewable Portfolio Standard Program Eligibility Requirements (Issued and Effective December 23, 2013).

3.3.2. Ontario

3.3.2.1. *Structure institutionnelle*

Jusqu'aux années 90, l'électricité en Ontario était produite et transportée par une société d'État, Ontario Hydro. Au milieu des années 90, le gouvernement conservateur de Mike Harris a emboîté le pas au mouvement de restructuration, déjà fort en Alberta et aux États-Unis. Ainsi, la *Energy Competition Act* de 1998 a démantelé Ontario Hydro. Les actifs de production allaient à Ontario Power Generation, qui avait le mandat de réduire sa part de marché à 35 % en une décennie, par la vente des actifs et la mise en place de mécanismes de « dé-contrôle ». Les actifs de transport étaient transférés à une nouvelle société d'État, Hydro One. Un opérateur de marché indépendant était créé, le IESO, avec un rôle similaire aux ISO des États-Unis. Le Ontario Energy Board (OEB) maintenait un contrôle réglementaire sur les activités de transport et de distribution.

Contrairement aux autres provinces canadiennes avec ce type de structure, la société d'État ne s'occupait pas de la distribution d'électricité, qui était surtout confiée à des entités municipales ou régionales de distribution, qui existent encore aujourd'hui.

Depuis l'ouverture du marché, il y a eu plusieurs modifications politiques et structurelles du marché ontarien. Aujourd'hui, les principaux éléments institutionnels sont les suivants :

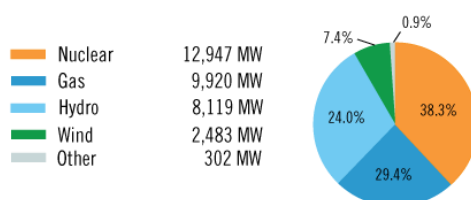
- Le Independent Electricity System Operator (IESO), qui gère un marché horaire;
- Hydro One, qui gère la majorité du réseau de transport;
- La Ontario Power Authority (OPA), qui fait de la planification à long terme du réseau ontarien⁹⁸. La OPA gère également les efforts de conservation dans la province et signe des contrats d'approvisionnement « d'énergie propre ».

3.3.2.2. *Énergies renouvelables*

Les sources d'énergie utilisées en Ontario en 2014 se déclinent comme suit :

⁹⁸ Le plus récent plan à long terme se trouve à www.energy.gov.on.ca/en/ltep/.

Graphique 24. Filières de production en Ontario⁹⁹



L'Ontario a des objectifs ambitieux en termes d'énergie renouvelable :

- 20 000 MW (installés) d'énergies renouvelables d'ici 2025, soit 50 % de la puissance totale, et;
- 10 700 MW d'énergie éolienne, solaire et de biomasse, d'ici 2021¹⁰⁰.

L'Ontario n'a pas un RPS comme tel. Elle a par contre signé plusieurs contrats d'achat d'électricité sous un programme « tarif de rachat » (*feed-in tariff*), géré par l'OPA, qui offrait des contrats à long terme à des prix fixes pour les producteurs d'énergie renouvelable. Maintenant, ce programme est limité aux installations de 500 kW ou moins. Les prix d'achat pour les contrats éoliens ont été de 12,8 ¢/kWh (indexé) et de 27,5 à 38,4 ¢/kWh pour l'énergie solaire, non indexés¹⁰¹.

Maintenant, le tarif de rachat pour les grands projets a été remplacé par un processus d'acquisition d'électricité géré par l'OPA, le *Large Renewable Procurement* (LRP). Il s'agit d'un processus concurrentiel pour la signature de contrats à long terme d'énergie renouvelable, généralement pour des projets de plus de 500 kW. Le programme a des cibles de 300 MW d'énergie éolienne, 140 MW d'énergie solaire, 75 MW d'énergie hydroélectrique et 50 MW de bioénergie¹⁰². Des soumissions initiales pour une première ronde devaient être déposées à l'été 2014, mais d'autres rondes sont prévues pour 2015 et peut-être 2016¹⁰³.

⁹⁹ www.ieso.ca/Pages/Ontario%27s-Power-System/Supply-Mix/default.aspx.

¹⁰⁰ www.energy.gov.on.ca/en/ltep/.

¹⁰¹ <http://fit.powerauthority.on.ca/sites/default/files/version3/FIT%20Price%20Schedule%202014-09-30.pdf>

¹⁰² www.powerauthority.on.ca/large-renewable-procurement/lrp-overview.

¹⁰³ www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/news/2014-2015-OPA-Procurements.pdf.

Les importations ne sont apparemment pas exclues du LRP :

« Ontario will consider opportunities for clean imports from other jurisdictions when such imports would have system benefits and are cost effective for Ontario ratepayers¹⁰⁴ ».

Toutefois, aucune modalité précise n'a encore été établie.

3.3.3. Nouveau-Brunswick

La société d'électricité Énergie NB est le principal producteur, transporteur et distributeur d'électricité dans la province, regroupant les différentes divisions sous une seule entité de service public de la Couronne, intégrée verticalement. À l'exception des réseaux de distribution des villes de Saint-Jean, d'Edmundston, de Perth-Andover ainsi que de petits producteurs autonomes d'énergie, le réseau d'Énergie NB s'étend sur tout le territoire de la province.

3.3.3.1. *Structure institutionnelle*

La réintégration d'Énergie NB dans une structure plus simplifiée implique les entreprises Corporation de portefeuille Énergie NB, Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB, Transport Énergie NB, et Distribution Énergie NB.

L'électricité d'Énergie NB est produite dans 13 installations de différentes sources énergétiques dont l'énergie nucléaire, l'hydroélectricité, le charbon, le pétrole et le gaz. Il existe également des ententes pour l'achat d'électricité provenant de sources renouvelables comme l'éolien, le gaz naturel, la biomasse et la petite hydroélectricité.

Énergie NB détient aussi deux interconnexions HVDC fonctionnant de manière asynchrone avec la province de Québec et deux interconnexions de type synchrone de 345 kV avec l'État du Maine. L'entité est aussi le fournisseur principal de l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) par des lignes de transmission sous-marine.

L'exploitation d'un parc diversifié de centrales électriques et la possibilité de procurer de l'électricité d'États limitrophes permettent à Énergie NB d'avoir une diversité de sources d'approvisionnement en énergie qui se traduit par un coût relativement bas et des tarifs stables.

Suite à la nouvelle Loi sur l'électricité adoptée en 2013, des changements radicaux ont été apportés par le gouvernement du Nouveau-Brunswick afin de soumettre Énergie NB à une surveillance réglementaire de la Commission de l'Énergie et des Services Publics (CESP).

¹⁰⁴ Achieving Balance : Ontario's Long-Term Energy Plan (2013), p. 45. www.energy.gov.on.ca/docs/LTEP_2013_English_WEB.pdf.

Ainsi, un Plan Intégré des Ressources d'Énergie NB est exigé tous les trois ans et des prévisions financières sont présentées chaque année à partir de l'exercice 2015-2016 afin d'avoir l'approbation de la CESP.

3.3.3.2. *Vision d'avenir énergétique*

Énergie NB veut offrir aux familles et aux entreprises de la région un service fiable et, simultanément, réduire la dette avec des activités efficaces et des tarifs stables. Pour réaliser ces objectifs, l'entité sera réorganisée en tant que service public d'électricité à intégration verticale, avec un mandat d'exploitation commerciale selon les contraintes uniques de la province.

Les mesures d'efficacité énergétique et la gestion axée sur la demande permettront d'aider à la réduction des coûts d'énergie des consommateurs. La production diversifiée d'énergie aidera la province à se rendre moins dépendante des hydrocarbures, dont le prix est reconnu pour son incertitude, puis d'atteindre les cibles estimées d'ici 2020. En effet, la province vise à se procurer au moins 40 % de ses approvisionnements de source renouvelable et 35 % de la filiale nucléaire.

Une réduction de la demande, surtout du côté de l'industrie forestière, permet d'utiliser les installations existantes sans qu'aucune nouvelle capacité ne soit nécessaire avant 2027. Toutefois, Énergie NB et un réseau d'intervenants du gouvernement du NB vont investir dans les projets de réseau intelligent, de réduction de la demande, ainsi que dans les technologies de déplacement de charge.

Le fort intérêt des entreprises et des particuliers pour la production d'électricité à partir des sources renouvelables sera encouragé par un programme de production intégrée où le producteur d'énergie indépendant peut connecter sa production au réseau de distribution.

Le Plan Intégré des Ressources permettra à deux des centrales thermiques d'Énergie NB de fonctionner à plus faible facteur d'utilisation et, par conséquent, de réduire ses émissions de GES. Si l'implantation des énergies renouvelables n'est pas assez rapide dans la province, le Plan Intégré des Ressources autorise explicitement l'importation d'énergie de source renouvelable d'autres régions, y compris des grandes centrales hydroélectriques.

PARTIE II: ANALYSE

Dans cette deuxième partie, nous allons essayer de comprendre les implications de ce contexte à l'égard de l'exportation de l'énergie éolienne du Québec en NA.

À la section 4, nous regardons en détail les mécanismes en place pour importer de l'énergie renouvelable en NA, et les différentes manières possibles pour faire parvenir l'énergie éolienne québécoise dans ce marché.

À la section 5, on regardera des prix historiques et prévisionnels pour l'électricité et pour les CER en NA, afin de pouvoir estimer les revenus qui pourront être disponibles pour l'énergie éolienne importée dans les années à venir.

Finalement, à la section 6, en guise de conclusion, nous allons reprendre les grandes lignes de cette étude et tirer les conclusions appropriées.

4. L'exportation de l'énergie éolienne

Comme nous l'avons vu ci-dessus, dans l'État de New York, l'énergie importée n'est pas éligible pour le RPS. En Ontario, seule la voie de l'acquisition à long terme demeure ouverte pour des producteurs québécois d'énergie renouvelable. La Nouvelle-Angleterre demeure donc le marché le plus important qui offre des bénéfices financiers aux importateurs de l'énergie renouvelable québécoise importée.

À la section 4.1, nous allons explorer en détail les mécanismes applicables à l'importation de l'électricité éolienne en Nouvelle-Angleterre.

À la section 4.2, nous examinerons les différentes configurations institutionnelles possibles pour faciliter l'exportation de l'énergie éolienne du Québec.

4.1. Le marché d'énergie renouvelable en NA

Tel qu'on l'a vu à la section 3.2.3, la NA s'est dotée d'un RPS afin de favoriser le recours à certaines filières d'énergie renouvelable pour répondre à la demande en électricité. L'énergie importée est éligible au RPS, dans la mesure où un certain nombre de règles sont respectées. Dans un premier temps, il faut que l'énergie renouvelable soit véritablement importée en NA. Dans un deuxième temps, il faut démontrer que cette énergie rencontre les exigences d'éligibilité, et que ses attributs environnementaux n'ont pas été vendus à un tiers ou éteints.

Dans cette section, nous examinerons le détail de ces mécanismes.

4.1.1. Le mécanisme d'importation d'énergie renouvelable en NA

Les procédures d'importation d'énergie sont très précises et complexes. D'une part, il y a des règles et procédures établies par la North American Electric Reliability Corporation (NERC), qui gouverne l'ensemble des réseaux électriques de l'Amérique du Nord. D'autre part, il y a aussi des mécanismes mis en place par la New England Power Pool (NEPOOL), de concert avec l'ISO-NE, y compris le *Generation Information System* (GIS) qui identifie les caractéristiques importantes de chaque MWh produit ou importé.

Le système de NERC utilise des étiquettes électroniques (connues sous le nom *NERC tags* ou *E-tags*) pour identifier et contrôler tout transfert d'électricité entre diverses zones de contrôle. Ceci est important, parce que le mouvement de l'énergie entre les zones ne suit pas nécessairement le chemin contractuel.

Quant aux mécanismes mis en place par le NEPOOL, les importations sont programmées par le biais du *Enhanced Energy Scheduler*, un outil informatique où l'importateur présente l'ensemble des détails pertinents sur sa transaction¹⁰⁵. Si l'importateur a l'intention de réclamer des droits en lien avec les caractéristiques environnementales de l'énergie importée, il doit cocher « GIS » comme une information additionnelle, et y ajouter le numéro d'identification de la centrale, dûment enregistrée dans ce système¹⁰⁶. Après la transaction, les E-tags sont finalisées par ISO-NE et transférées à l'administrateur du GIS, sur une base mensuelle.

4.1.2. Le mécanisme de création de CER en NA

Après l'importation, l'importateur doit fournir une preuve de la production réelle, selon les compteurs à la centrale (parc éolien) ainsi qu'une attestation que cette énergie n'a pas été retirée, vendue, réclamée ou représentée comme de l'énergie vendue ailleurs ou utilisée pour satisfaire des obligations dans une juridiction autre que la Nouvelle-Angleterre¹⁰⁷.

Sur la foi de ces documents, l'administrateur du GIS crée un CER pour chaque MWh d'énergie importée, d'un type reflétant la filière de production.

¹⁰⁵ Du point de vue de NEPOOL, une importation n'est pas nécessairement internationale; une importation du Québec est traitée de la même façon qu'une importation de New- York.

¹⁰⁶ www.iso-ne.com/static-assets/documents/support/user_guides/external_transactions_using_ees.pdf, p. 25.

¹⁰⁷ "retired, sold, claimed, represented as part of Energy sold elsewhere, or used to satisfy obligations in any jurisdiction outside of New England". New England Power Pool, GIS Operating Rules, Appendix 2.7A.

Ainsi, les conditions pour la création d'un CER pour l'énergie éolienne importée sont :

- preuve que l'énergie a été réellement produite par une centrale éolienne enregistrée;
- preuve que l'énergie a été réellement livrée en Nouvelle-Angleterre;
- attestation que l'attribut environnemental associé à cette énergie n'a pas été retiré, vendu ou autrement comptabilisé ailleurs.

Soulignons que les premiers deux points concernent la production et la livraison physique de l'énergie, tandis que le troisième point tient aussi compte des relations contractuelles. En Nouvelle-Angleterre, le GIS crée des CER à la fin de chaque trimestre, tenant compte de toute l'énergie renouvelable produite ou importée pendant le trimestre. Les obligations des distributeurs sont comptabilisées annuellement, avec un délai de six mois après la fin de l'année civile. Ainsi, le bilan de chaque distributeur n'est connu qu'au mois de juin de l'année d'après. Une fois créés, ces CER sont échangés librement dans un marché secondaire.

Comme on l'a vu au Graphique 21 ci-dessus, les prix des CER en NA ont été très volatils. Pour mitiger ce phénomène, la *Green Communities Act* du Massachusetts oblige les distributeurs à offrir des contrats à long terme pour l'énergie renouvelable, par le biais d'appels d'offres. Ces contrats affectent donc le coût pour une grande partie des CER qui seront requis.

4.2. L'exportation de l'énergie éolienne du Québec

Si la mécanique de l'importation semble relativement simple, il en va tout autrement lorsqu'on considère les structures institutionnelles en place de ce côté de la frontière.

Dans cette section, nous examinons quelques variantes possibles, afin d'identifier celles qui sont plus cohérentes avec les exigences d'importation décrites dans la section précédente.

4.2.1. L'exportation d'énergie éolienne par Hydro-Québec

Comme nous l'avons vu dans la section 2, la plus grande partie de l'énergie éolienne produite au Québec est sous contrat avec HQD, à titre d'énergie postpatrimoniale. Est-ce possible d'exporter cette énergie éolienne en Nouvelle-Angleterre? Si oui, comment? Ces questions sont relativement complexes, étant donné l'interrelation entre les activités d'HQD et d'HQP en raison de la nature du contrat patrimonial.

Dans un premier temps, dans la section 4.2.1.1, nous dresserons un portrait simplifié des rapports entre HQD, HQP et les marchés d'exportation, ce qui nous aidera à comprendre les implications de l'un ou l'autre des changements possibles.

Ensuite, dans la section 4.2.1.2, nous regardons le contrat d'équilibrage entre HQD et HQP pour l'énergie éolienne achetée par HQD, afin de comprendre comment il affecte ce portrait.

À la section 4.2.1.3, nous explorerons la possibilité que les attributs de l'énergie éolienne d'HQD seraient vendus comme CER en Nouvelle-Angleterre par HQP, selon la structure actuelle.

Ensuite, à la section 4.2.1.4, nous considérerons l'exportation par HQP.

Finalement, à la section 4.2.2 nous examinerons la possibilité de l'exportation directe par un promoteur de parc éolien, en regardant notamment les contraintes de transport qui y reliées.

4.2.1.1. *Un portrait intégré*

À la section 1.1, nous avons considéré les transferts d'énergie électrique entre HQP et HQD, qui consistent en un contrat patrimonial (jusqu'à 165 TWh/an), d'une part, et deux contrats postpatrimoniaux, d'autre part.

Puis, à la section 2.3, nous avons regardé les ventes d'HQP, incluant ses exportations vers les marchés américains.

Le Graphique 25 présente les interrelations entre ces deux entités en termes simplifiés. À gauche, la boîte représente les besoins annuels d'HQD (après pertes) — 185,2 TWh en 2013¹⁰⁸. Cette boîte est remplie, d'abord, par les contrats postpatrimoniaux d'HQD, notamment par ses contrats d'achat d'énergie éolienne. La section « autres contrats postpatrimoniaux » inclut entre autres le contrat avec TCE (une turbine à gaz à cycle combinée à Bécancour, maintenant en arrêt) et les deux contrats avec HQP¹⁰⁹.

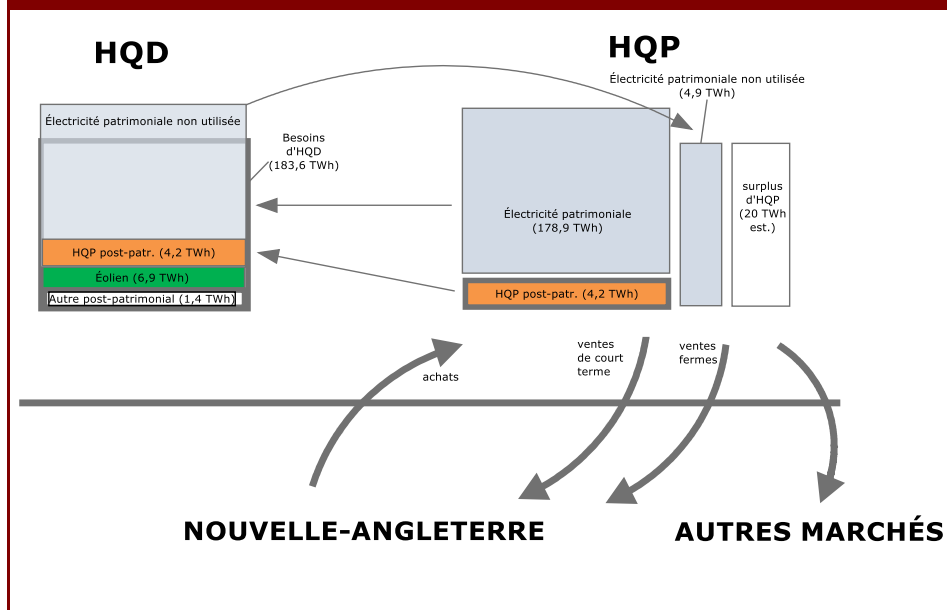
Si l'on rajoutait le bloc patrimonial au complet, les approvisionnements d'HQD excèderaient ses besoins. La partie du bloc patrimonial qui excède la boîte représente donc le surplus d'HQD. En fait, cette partie du bloc patrimonial n'est pas « livrée » par HQP. Celle-ci le garde plutôt, à titre d'« énergie patrimoniale non utilisée » (EPNU), et le vend sur d'autres marchés.

Regardons maintenant la partie droite du schéma, qui représente l'électricité produite en 2013 par HQP. Cette partie inclut le bloc patrimonial fourni à HQD, ses contrats postpatrimoniaux avec HQD et ses autres engagements, dont, par exemple, le contrat avec le Vermont. Il inclut aussi l'énergie qu'HQP achète aux États-Unis. Ce qui reste, après ses engagements fermes, représente sa « marge de manœuvre » (le « surplus » d'HQP), c'est-à-dire l'excédent de sa production annuelle par rapport à ses engagements. Cet excédent, auquel s'ajoute l'EPNU et ses achats, est exporté aux marchés horaires en Nouvelle-Angleterre et ailleurs.

¹⁰⁸ Hydro-Québec Distribution, Plan d'approvisionnement, Régie de l'énergie, dossier R-3864-2013, HQD-1, doc. 1, p. 12, Tableau 2-1.

¹⁰⁹ Négligeons pour l'instant le fait que le contrat cyclable avec HQP permet à HQD de varier la quantité d'énergie prise d'une année à l'autre.

Graphique 25. Relations entre HQD, HQP et les marchés avoisinants



Ainsi, les exportations d'HQP sont composées de son surplus réel (sa production moins ses engagements), soit de 20 TWh en 2013, plus les 7 TWh de l'ÉPNU.

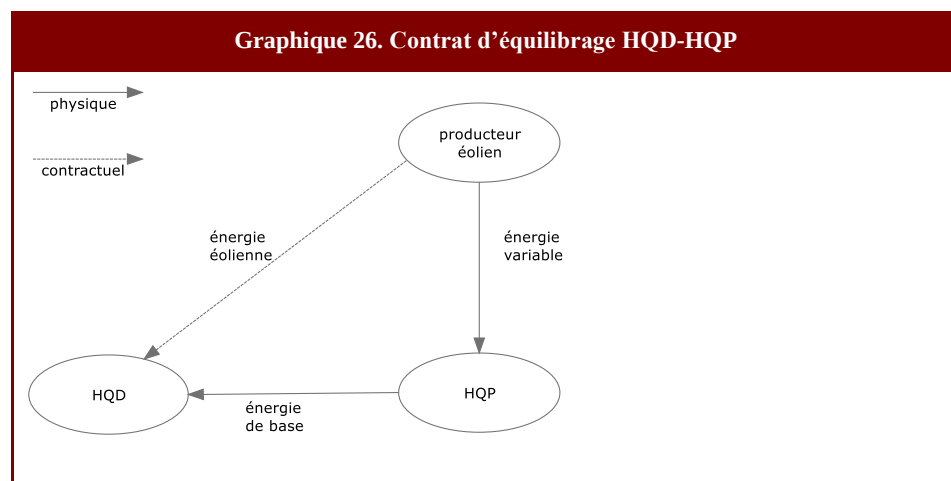
4.2.1.2. Le contrat d'équilibrage entre HQD et HQP

À ces échanges entre HQD et HQP s'ajoutent aussi ceux prévus selon le contrat d'équilibrage en vigueur entre ces deux divisions pour l'énergie éolienne. Selon les termes de ce contrat, c'est HQP qui reçoit l'énergie variable produite par les parcs éoliens sous contrat avec HQD. En échange, HQP livre à HQD une puissance de base, constante tout au long de l'année¹¹⁰.

À l'égard du transport d'électricité, on distingue le « chemin contractuel » du « chemin physique ». Ainsi, sur le plan contractuel, l'énergie éolienne est vendue par les producteurs à HQD. Sur le plan physique, par contre, l'énergie variable produite par les parcs éoliens est livrée à HQP. En échange de cette énergie variable et le paiement contractuel, HQP fournit de l'énergie de base et de la puissance à HQD.

¹¹⁰ Régie de l'énergie, Décision D-2006-27, p. 8.

Le Graphique 26 représente ces différents rapports. Ainsi, les lignes solides représentent les échanges physiques et les lignes pointillées, les échanges contractuels.



Ayant précisé ces différentes relations entre HQP et HQD, nous sommes en mesure d'explorer les différentes configurations institutionnelles qui pourraient encadrer l'exportation de l'énergie éolienne.

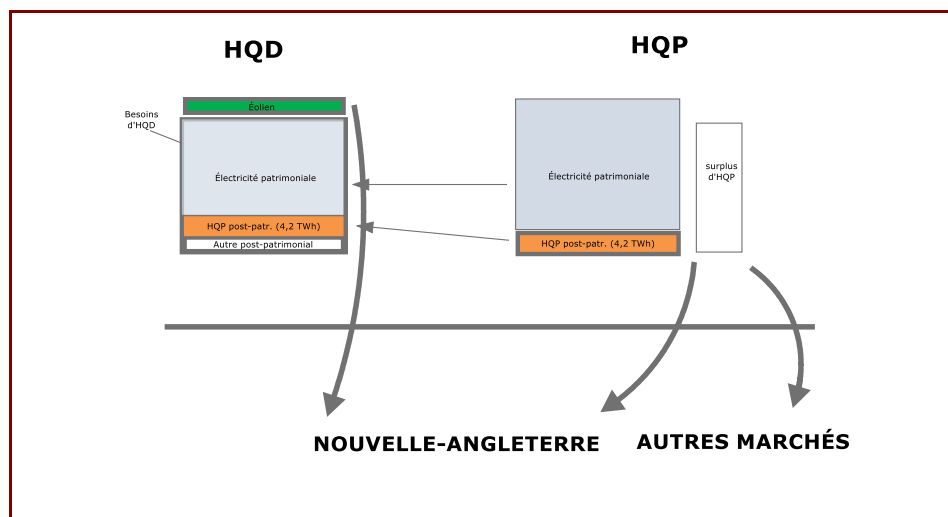
4.2.1.3. *L'exportation par HQD*

HQDF n'a pas le droit de revendre l'énergie patrimoniale, mais elle peut, du moins jusqu'ici, revendre l'énergie postpatrimoniale. Ainsi, certains suggèrent qu'HQD devrait revendre en exportation l'énergie éolienne qu'elle achète.

Le Graphique 27 présente cette option sous forme graphique. Notons que, en comparaison avec le Graphique 25, l'ordre respectif de l'énergie patrimoniale et de l'énergie éolienne dans les approvisionnements d'HQD est interchangé. Ainsi, nous consommerions prioritairement l'énergie patrimoniale, faisant en sorte que ce serait l'énergie éolienne qui deviendrait excédentaire, et donc susceptible de revente.

Selon ce schéma, c'est HQD qui exporterait de l'énergie éolienne. Ce fait créerait cependant un corollaire important : le volume des exportations d'HQP serait réduit, car il n'aurait pas le volume d'ÉPNU à exporter.

Graphique 27. Exportation d'énergie éolienne par HQD



Cette conclusion est inévitable puisque les quantités d'électricité produite et consommée au Québec ne changent pas. Ainsi, la quantité exportée doit aussi rester constante. Si HQD exporte de l'énergie éolienne, plutôt que de laisser de l'énergie patrimoniale « sur la table », il en découle nécessairement que les exportations d'HQP diminueront d'autant.

Soulignons que, d'après le contrat d'équilibrage, l'énergie reçue par HQD est en effet de l'énergie éolienne (accompagnée par ses attributs environnementaux). Toutefois, elle ne la reçoit pas en temps réel. Si HQD vendait 300 MW constants en NA, pourrait-elle identifier cette énergie comme éolienne, même si, à certains moments, les centrales ne produisent que 100 MW?

Malheureusement, elle ne le peut pas. Selon le *Code of Massachusetts Regulations* :

225 CMR 14.05(5)(d): The quantity of electrical energy output from an RPS Class I Renewable Generation Unit outside the ISO-NE Control Area that can qualify as RPS Class I Renewable Generation at the NEPOOL GIS during each hour is limited to the lesser of the RPS Class I Renewable Generation actually produced by the Unit or the RPS Class I Renewable Generation actually scheduled and delivered into the ISO-NE Control Area.

Ainsi, pour chaque heure, la quantité d'énergie réclamée ne peut excéder la quantité réellement produite par le parc éolien. Si HQD voulait obtenir des CER pour l'ensemble de ses exportations, elle devrait s'assurer de gérer les volumes exportés afin de refléter la production réelle de ses parcs éoliens d'heure en heure. Selon notre compréhension de la gestion faite par HQD de ses contrats avec les producteurs éoliens, une telle gestion ne serait pas réaliste. Cela impliquerait par ailleurs la duplication des compétences et des efforts déjà en place chez HQP, à l'égard de la prévision et du suivi des apports en énergie éolienne, des marchés externes et de la gestion des droits de transport.

Qui plus est, une mesure dans le budget 2015-16 du gouvernement Couillard propose d'empêcher les exportation par HQD¹¹¹. Nous devons conclure que l'option d'exportation directe par HQD de l'énergie éolienne qu'elle achète ne semble pas une option très réaliste.

4.2.1.4. *L'exportation par HQP*

Dans la section précédente, nous avons examiné un scénario où HQD exporte l'énergie éolienne en Nouvelle-Angleterre. Ici, nous examinerons l'option où ce serait HQP qui y procède.

En fait, HQP vend déjà des CER en NA. HQP achète la production de quelques parcs éoliens — dont notamment celui du TechnoCentre éolien — qui sont dûment enregistrés au GIS et qui produisent des CER, mis en marché par HQP.

Tel que nous l'avons vu dans la section 4.1, il y a trois critères pour la création d'un CER de l'énergie importée.

En présumant que la centrale éolienne ait été dûment enregistrée dans le GIS de la Nouvelle-Angleterre, le premier critère est rempli. Le deuxième consiste en l'acheminement physique de l'énergie éolienne aux marchés de la Nouvelle-Angleterre. Tel que l'indique le Graphique 26, ci-dessus, l'énergie physiquement produite par les centrales éoliennes est livrée à HQP, en échange de laquelle (et moyennant des paiements prévus dans le contrat d'équilibrage) HQP fournit une énergie de base à HQD. On peut donc conclure qu' HQP reçoit de l'énergie éolienne des producteurs, et qu'elle livre du *system power*¹¹² à HQD.

En présumant que les ventes d'HQP en NA sont généralement plus grandes que la production éolienne, les deux premiers critères sont donc respectés afin de permettre à HQP de vendre l'énergie produite par les parcs éoliens québécois à titre d'énergie éolienne et ainsi recevoir des CER.

¹¹¹ Le budget 2015-16 du gouvernement québécois propose « de confier la responsabilité de la valorisation des surplus à Hydro-Québec Production, qui est notamment responsable des exportations sur les marchés hors Québec. Pour encadrer et faciliter le traitement réglementaire, il devient nécessaire de préciser que les contrats d'approvisionnement conclus par Hydro-Québec Distribution, de même que l'approvisionnement en électricité patrimoniale, sont exclusivement destinés à la satisfaction des besoins du marché québécois;— d'établir une priorité pour les contrats conclus par Hydro-Québec Distribution. » (Gouvernement du Québec (4 juin 2014) « Plan budgétaire », www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2014-2015a/fr/documents/v_Planbudgetaire.pdf)).

¹¹² Dans le système GIS, *system power* signifie de l'énergie transférée d'une entité à une autre sans définir une centrale d'origine. Les caractéristiques environnementales du *system power* sont réputées être la moyenne pondérée de l'ensemble des sources d'approvisionnements de l'entité.

Toutefois, à l'heure actuelle, le troisième critère n'est pas respecté. Rappelons qu'une attestation est requise affirmant que ces attributs environnementaux n'ont pas été retirés, vendus, réclamés ou représentés comme étant vendus ailleurs ou utilisés pour satisfaire des obligations dans une juridiction autre que la Nouvelle-Angleterre¹¹³.

Or, selon le statu quo, l'énergie éolienne achetée par HQD est en effet consommée par ses clients. Même si le Québec n'a pas de RPS ni aucun autre mécanisme juridique exigeant la consommation locale de l'énergie éolienne, on ne peut pas douter que c'est le cas en pratique. L'ensemble des documents officiels, allant des décrets en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie qui exigent qu'HQD achète cette énergie, aux documents d'appels d'offres, les contrats, les Plans d'approvisionnements et les dossiers tarifaires d'HQD, attestent tous du fait que cette énergie a été acquise afin de desservir les consommateurs québécois, et non aux fins de revente pour exportation.

Heureusement, la raison d'être de la construction des parcs et de la signature des contrats n'est pas déterminante. Sur les marchés d'énergie renouvelable, chaque MWh produit est distinct. Et si, en effet, les MWh éoliens produits en 2013 ont tous été consommés par les consommateurs québécois, ce qui aurait forcément mené à l'extinction (*retirement*) de leurs attributs environnementaux, cela ne sera pas nécessairement le cas pour les MWh éoliens qui seront produits dans le futur.

Ainsi, si HQD désirait vendre les attributs environnementaux produits par les parcs éoliens qu'elle a sous contrat, elle doit également informer ses clients — et bien sûr la Régie — du fait qu'elle ne leur vendrait plus de l'énergie éolienne.

Il revient évidemment aux juristes de déterminer précisément dans quels instruments, et sous quels termes, une telle décision devrait être entérinée afin d'avoir les effets juridiques escomptés. Mais il n'y a pas de doute qu'une telle démarche est possible.

Il y a finalement un dernier problème à regarder. Étant donné le rapport contractuel entre les producteurs éoliens et HQD, celle-ci est propriétaire de l'ensemble des attributs environnementaux découlant de cette production d'électricité. Mais c'est HQP qui exporte son énergie en Nouvelle-Angleterre. Si cette énergie est, en NA, vendue comme énergie éolienne, HQP devra rembourser HQD pour les attributs environnementaux de cette énergie qu'elle détient.

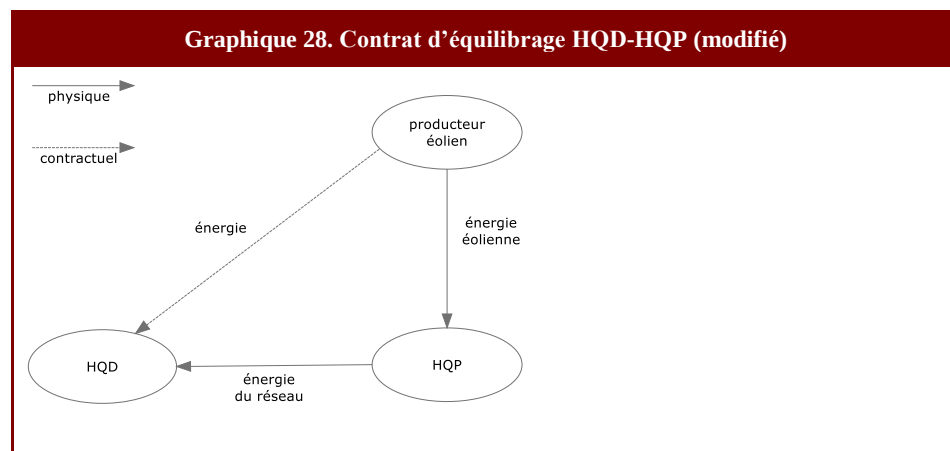
Étant donné que HQP et HQD ne sont que deux divisions d'une seule et unique personne morale, la société Hydro-Québec, cette distinction n'a semble-t-il aucune pertinence pour les instances pertinentes américaines. Toutefois, étant donné le statut réglementé d'HQD, la distinction est très importante ici. Les revenus additionnels pour HQD qui résulteraient de la vente des attributs

¹¹³ New England Power Pool, GIS Operating Rules, Appendix 2.7A.

environnementaux iraient mitiger les augmentations tarifaires dues, entre autres, au fait que l'énergie éolienne est achetée par HQD à un prix plus élevé que celui de l'énergie patrimoniale.

Comme nous l'avons vu, les CER de l'énergie éolienne ont une valeur économique réelle. En 2013, ils valaient plus que 50 \$/MWh, selon le Graphique 21. Alors, si la vente de CER d'HQD à HQP permettait à cette dernière d'obtenir un revenu additionnel aux revenus qu'elle réalise déjà sur ses exportations, il serait sans doute possible d'imaginer une entente entre les deux divisions d'Hydro-Québec afin de diviser cette rente de façon équitable entre elles.

Après une telle transaction, les échanges illustrés au Graphique 26 deviendraient plutôt comme suit :



Ainsi, sur le plan contractuel, HQD achèterait de l'énergie — pas de l'énergie éolienne — des producteurs éoliens. Sur le plan physique, HQP recevrait de ces producteurs de l'énergie éolienne (l'énergie ainsi que ses attributs environnementaux), ce qu'elle revendrait en exportation. Et, pour fermer la boucle, elle fournirait de l'énergie du réseau (*system power*) à HQD.

En résumé, dans la mesure où HQD arrête formellement d'acheminer l'énergie de nature éolienne à ses clients et vend à HQP les attributs environnementaux découlant de ses contrats avec les producteurs éoliens, HQP serait en mesure de vendre en NA l'ensemble de l'énergie éolienne qu'elle reçoit déjà, en vertu du contrat d'équilibrage. Et ce faisant, elle recevrait des CER en fonction de la production réelle de ces parcs, dont les revenus devraient être dirigés en grande partie à HQD.

Le seul coût engagé par la société québécoise pour produire ce revenu sera la perte d'opportunité de déclarer que nous consommons de l'énergie éolienne localement.

4.2.2. L'exportation d'énergie éolienne par des producteurs

Jusqu'ici, nous avons regardé deux scénarios pour l'exportation d'énergie éolienne : soit qu'HQP ou HQD devienne l'exportateur. Il existe néanmoins une troisième possibilité : soit l'exportation directe par un producteur éolien, ou un agent économique qui achèterait de l'énergie éolienne directement des producteurs. Évidemment, ce n'est pas une option pour les parcs éoliens existants ou sous construction qui ont été retenus dans les appels d'offres d'HQD. Mais, théoriquement, cela pourrait permettre à l'industrie de se développer, même si Hydro-Québec n'achète plus la production. Dans cette section, nous explorons les possibilités et les contraintes entourant cette troisième option.

Prenons le cas hypothétique d'un producteur éolien au Québec qui demeure propriétaire de sa production. Dans la mesure où il est capable d'avoir accès aux services de transport, d'un côté et de l'autre de la frontière, sa situation est la même que celle que nous venons de décrire pour HQD ou HQP. Ainsi, il peut offrir son énergie au marché de l'ISO-NE, en acceptant le prix horaire. Il peut aussi faire reconnaître le caractère éolien de son énergie pour créer des CER et ainsi obtenir le prix fixé annuellement pour ceux-ci.

4.2.2.1. *L'accès aux services de transport d'électricité*

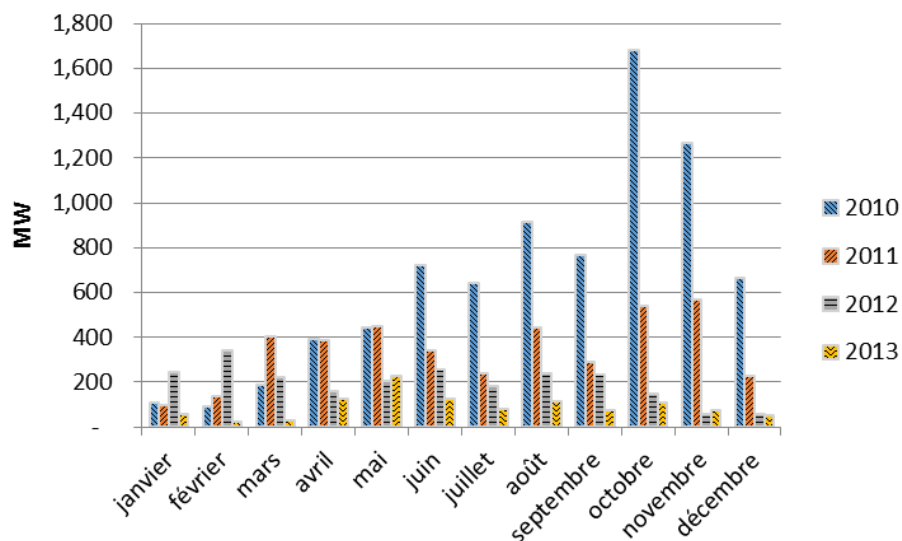
L'accès aux services de transport est en fait une contrainte majeure. Comme on l'a vu à la section 2.1, il n'y a plus de capacité ferme de transport disponible entre le Québec et la NA. À l'exception des 100 MW détenus par Brookfield Energy Markets Inc. (BEMI)¹¹⁴, le reste de la capacité existante est détenue par HQP, sous une réservation dont le terme s'étend jusqu'en 2041.

Cela ne signifie pas que les lignes de transmission sont toujours utilisées à pleine capacité. Une réservation ferme donne à son détenteur l'option d'utiliser la pleine capacité quand il le veut; toutefois, pour ce faire, il doit la programmer à l'avance. Toute capacité non programmée est ensuite remise en vente, par le biais du système OASIS, à titre de capacité secondaire (non ferme). Ainsi, la capacité non utilisée peut être utilisée par des tiers par le biais du service horaire non ferme de transport.

Historiquement, cette capacité non utilisée a été substantielle. Ainsi, en 2010, il y avait en moyenne 660 MW non utilisés sur le chemin HQT-NE. Toutefois, dans les dernières années, les capacités non utilisées ont beaucoup diminué, comme l'indique le Graphique 29.

¹¹⁴ Actuellement, il s'agit d'un contrat de 5 ans, du 1^{er} novembre 2013 au 1^{er} novembre 2018, qui est renouvelable.

Graphique 29. Moyenne mensuelle de capacité de transport non utilisée entre HQT et la NA¹¹⁵



On notera de ce graphique que la capacité non utilisée varie beaucoup d'un mois à l'autre — elle est généralement plus élevée en été et en automne, et moins élevée au printemps et en hiver. Toutefois, sur presque tous les mois, il y a une diminution importante année après année, de 2010 à 2013.

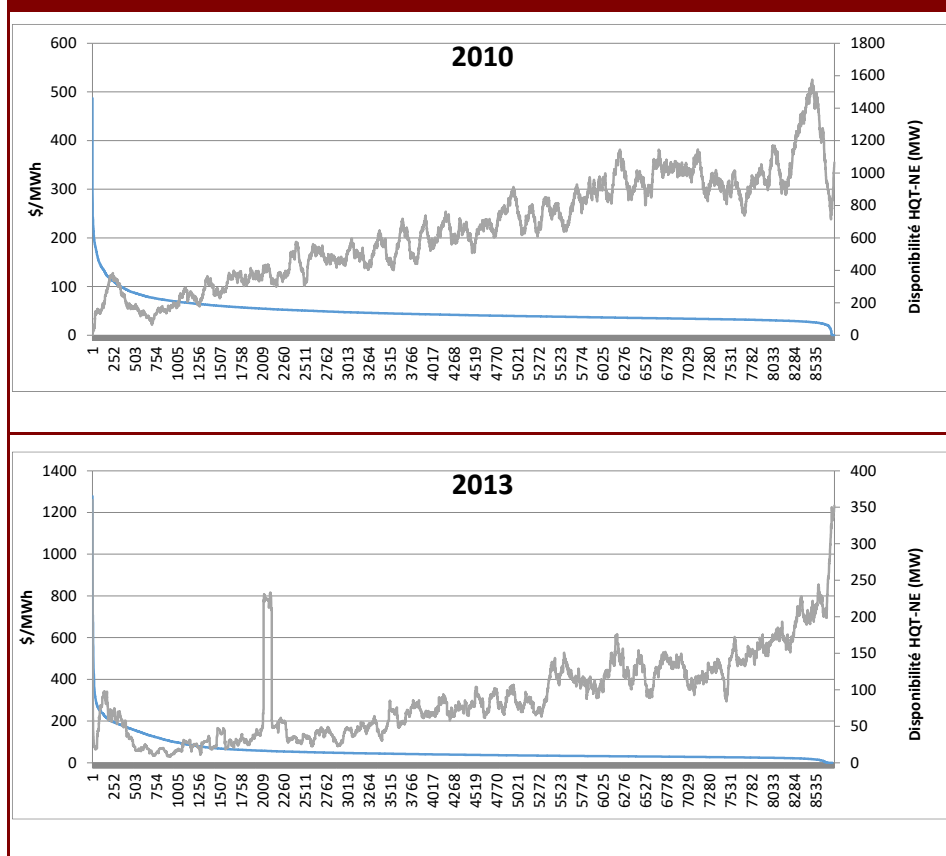
Ces variations dépendent non seulement du niveau d'exportations d'HQ et de BÉMI, mais aussi de la capacité de transfert autorisée, qui varie entre 1250 et 2000 MW. Les normes de fiabilité des réseaux électriques requièrent que le système puisse fonctionner sans interruption même en cas de défaillance de la source de puissance la plus importante. Pendant les périodes de charge moins élevée, les transferts sur les interconnexions avec le Québec doivent donc être limités.

Il en découle que, souvent, il y a une certaine capacité de transfert disponible qu'un producteur éolien pourrait utiliser pour acheminer sa production vers le marché de la NA. On peut déceler ce même phénomène de manière plus détaillée dans les graphiques suivants. La ligne bleue

¹¹⁵ Cette analyse, comme les autres qui suivront, a été produite par le Centre Hélios et par La Capra Associates selon des données obtenues du ISO-NE.

représente le prix horaire (classé en ordre décroissant). Pour chaque heure, la ligne grise indique la capacité qui était encore disponible sur l'interconnexion HQT-NE.

Graphique 30. Disponibilité de transport HQT-NE en fonction du prix horaire



D'une part, nous notons la tendance générale à l'effet que la capacité de transport non utilisée est plus faible aux heures de fort prix, et plus grande aux heures de faible prix. Il est toutefois intéressant de noter qu'il y a quand même des capacités disponibles, même aux heures où les prix sont très élevés.

Encore une fois, la réduction de capacités disponibles en tout temps, entre 2010 et 2013, est remarquable. En 2010, la capacité disponible variait entre 200 et 400 MW pour les heures de haut prix, allant souvent jusqu'à 1000 MW dans les autres heures. En 2013, la capacité disponible était de moins de 50 MW pour un grand nombre d'heures, et ne dépassait que rarement les 150 MW.

On doit conclure que, du moins en l'absence de nouveaux chemins, la disponibilité de transport pour un producteur éolien serait très limitée.

4.2.2.2. *Ajouts de capacité de transport*

Comme on l'a vu à la section 0, plusieurs projets de transport sont sous étude qui, si approuvés et construits, augmenteraient la capacité de transport entre le Québec et la NA.

Toutefois, étant donné les contraintes actuelles de transport ainsi que les volumes croissants d'électricité qu'HQP aura à exporter dans les années à venir, il est fort probable qu'elle achètera aussi cette nouvelle capacité¹¹⁶. Pour cette raison, on ne peut pas présumer que ces nouvelles lignes changeraient la donne de façon significative, du point de vue d'un producteur éolien intéressé à exporter sa production.

4.2.2.3. *Solutions pour pallier le manque de transport*

La réalisation d'un scénario de vente directe par un producteur éolien se heurte donc à deux obstacles majeurs. Premièrement, que fera le producteur éolien avec sa production d'énergie lorsqu'il n'y a pas de capacité de transfert disponible? Remarquons que notre analyse ici se limite au marché de la NA. Il est donc fort possible que, pendant au moins une partie de ces heures, il trouve un accès à l'un des autres marchés avoisinants, dont celui de New York, de l'Ontario ou du Nouveau-Brunswick.

Cela dit, le deuxième obstacle est plus important : comment pourra-t-il trouver du financement pour construire son projet, si son accès aux marchés est aléatoire?

Il y a en fait une solution à envisager, mais elle requiert la participation active d'HQP. Cette participation serait rentable pour HQP, mais, en pratique, elle ne serait probablement pas envisageable sans l'aval du gouvernement, à titre d'actionnaire d'Hydro-Québec.

Cette solution impliquerait la signature d'un contrat d'équilibrage entre HQP et le producteur éolien en question, mais un contrat d'équilibrage très différent de celui qui est en place entre HQP et HQD. L'engagement requis d'HQP prendrait plutôt une autre forme.

Pour chaque heure où le producteur éolien ne trouverait pas de transport pour acheminer sa production en NA, HQP accepterait de recevoir son énergie et de l'exporter. À ce titre, HQP gagnerait le prix de marché pour l'énergie (normalement un prix élevé, si les lignes sont pleines) ainsi que le revenu découlant du CER. HQP garderait le revenu du kWh, comme si l'exportation était sa propre énergie, et remettrait l'argent du CER au producteur éolien.

¹¹⁶ La rentabilité de tels projets, du point de vue d'HQP, est une question intéressante, mais au-delà de la portée de cette étude. Sur ce sujet, voir la note 42.

En même temps, en réduisant ses propres exportations, HQP garde l'eau qu'elle aurait autrement utilisée pour produire le kWh dont la vente était déplacée. Lorsque la capacité de transfert deviendrait disponible, HQP turbinerait l'eau emmagasinée et en acheminerait l'énergie vers la NA. Le revenu de cette vente, probablement à une période de prix moins élevé, serait remis au producteur éolien.

Autrement dit, lorsqu'il y a de l'espace sur les lignes, le producteur éolien s'occuperait de ses propres exportations. Par contre, quand les lignes sont congestionnées, HQP laisserait passer l'énergie éolienne, en exportant son propre kWh à un autre moment, hors pointe. L'écart entre les deux prix (c'est-à-dire la réduction du prix qui résulte de vendre hors pointe plutôt qu'en pointe) serait absorbé par le producteur éolien.

Ainsi, ce producteur aurait la certitude de vendre l'ensemble de sa production, et de toujours pouvoir toucher les primes pour ses CER. Par contre, lorsqu'il ne trouverait pas de capacité sur les interconnexions, son kWh perdrait la valeur additionnelle que le marché lui aurait autrement assigné pour une vente en pointe.

HQP facturerait le producteur éolien pour ce service, naturellement, à un prix négocié au préalable.

Il est important de reconnaître qu'un tel arrangement serait profitable pour chacune des parties prenantes. HQP, comme on l'a vu, ne perdrait rien, et serait rémunérée pour son service d'équilibrage — une nouvelle source de revenus. HQD y gagnerait aussi, mais indirectement. En augmentant l'utilisation des interconnexions hors pointe, cet arrangement amènerait de nouveaux revenus à TransÉnergie, qui recevrait du tarif de point à point pour toute l'énergie éolienne produite. Les revenus de point à point réduisent la facture de transport d'HQD, qui est responsable de défrayer les revenus requis de TransÉnergie, nets de ses revenus du service de point à point¹¹⁷.

D'un point de vue élargi, une telle activité rapporterait au Québec non seulement les revenus de la vente de l'énergie, accessibles à n'importe quelle autre source de production d'électricité, mais aussi les revenus des CER réservés, en pratique, à l'énergie éolienne. Considérant les paiements à TransÉnergie pour le service de transport, à HQP pour le service d'équilibrage, à tous les fournisseurs du producteur éolien, comprenant aussi les paiements pour l'utilisation des terres et les taxes et royautés, ces revenus additionnels issus des CER seraient départagés entre un large éventail d'acteurs économiques au Québec.

Dans l'hypothèse où un tel arrangement serait possible, quelles sont les conditions nécessaires pour qu'un tel projet réussisse? Ces conditions doivent répondre à plusieurs questions, dont :

¹¹⁷ C'est le service de point à point qui est utilisé pour les exportations, tant par HQP que par d'autres acteurs.

- Qui achèterait l'énergie, à quel prix, et avec quel niveau de certitude?
- Quelle serait la position concurrentielle d'un tel projet, face aux producteurs américains?
- Combien coûtent les services de transport, au Québec et en NA?

Nous examinerons ces questions en détails dans les prochaines sections.

4.2.2.4. *Les acheteurs potentiels*

Le marché horaire de l'ISO-NE permet évidemment à un producteur éolien de vendre son énergie au prix horaire, comme le fait HQP. Toutefois, cette approche n'offre aucune certitude quant aux prix futurs, ce qui serait probablement un obstacle important au financement d'un nouveau projet.

Une avenue beaucoup plus prometteuse serait de participer aux appels d'offres pour l'énergie renouvelable en NA. Il s'agit d'un processus qui ressemble, sous certains aspects, aux appels d'offres d'HQD, dans le sens qu'il mène à la signature de contrats à long terme (15-20 ans) à un prix préétabli dans le contrat d'achat.

Il y a cependant plusieurs différences entre ce processus et celui d'HQD.

Premièrement, même si les contrats doivent éventuellement être approuvés par le régulateur, le processus comme tel n'est pas encadré par ce dernier. Il est plutôt organisé directement par un consortium de distributeurs, chacun étant redevable à son régulateur, année après année, pour démontrer son respect des exigences du RPS de son État. Ce processus d'acquisition est donc une mesure prise par les compagnies afin de pouvoir répondre aux exigences légales et réglementaires.

Par exemple, un appel d'offres a été émis conjointement par les quatre services publics au Massachusetts¹¹⁸, qui a mené à la signature en 2013 de contrats d'acquisition d'énergie et de CER de six parcs éoliens au New Hampshire et au Maine. Quelques détails sont fournis au Tableau 9. Les prix négociés sont confidentiels, mais n'ont pas dépassé 0,08 \$US/kWh en moyenne¹¹⁹.

Tableau 9. Projets éoliens retenus dans l'A/O du Massachusetts (2014)

Nom	Puissance installée	Durée	Endroit	Développeur	Mise en service
Wild Meadows	75,9	15 years	Alexandria and Grafton, NH		31-12-2016

¹¹⁸ Il s'agit de Fitchburg Gas & Electric, National Grid, NStar and Western Massachusetts Electric.

¹¹⁹ "Long-Term Contracting Opportunities Poised to Enable Future New England Wind Farms," U.S. Dept. of Energy, 8 novembre 2013; apps2.eere.energy.gov/wind/windexchange/filter_detail.asp?itemid=4033&print.

Fletcher Mountain	97,1		Somerset County, Maine	Iberdrola Renewables	
Oakfield Wind	147,6		Oakfield, Maine	First Wind	31-12-2015
Bingham Wind	186		Bingham, Maine		31-12-2016
Passamaquoddy Wind	38,2		Columbia Falls, Passamaquoddy Reservation, Washington County, Maine	Exergy	30-11-2015
Peskotmuhkati	20	20			30-11-2014

L'appel d'offres visait l'achat d'environ 850 GWh/an d'électricité (1,8 % de leur charge annuelle), y compris les attributs environnementaux. Les projets devaient être en construction avant la fin de 2013, afin d'être éligibles au *Production Tax Credit*, qui allait expirer à la fin de cette année. Le consortium a reçu 40 offres, dont les six meilleures furent retenues, pour une quantité d'énergie bien au-delà de ce qui était prévu. Toutefois, trois de ces projets (Fletcher Mountain et les deux projets d'Exergy) ont depuis été retirés¹²⁰.

L'appel d'offres émis le 1^{er} avril 2013 précisait tous les éléments requis afin de soumettre une proposition éligible. Il y était précisé que les producteurs à l'extérieur de la Nouvelle-Angleterre étaient éligibles dans la mesure où ils étaient situés dans une région de contrôle adjacente à celle du ISO-NE, et qu'ils respectaient les critères énoncés à la section 225 *CMR 14.05(5) Code of Massachusetts Regulations*¹²¹. Ces critères sont reproduits en Annexe B.

Ainsi, pour les appels d'offres futurs de distributeurs de la NA, rien n'empêche un producteur québécois d'y participer, s'il a accès au transport requis.

4.2.2.5. La position concurrentielle de l'énergie éolienne québécoise

Au Québec, les coûts des projets éoliens sont connus, les contrats étant rendus publics dans le cadre des audiences d'approbation devant la Régie de l'énergie¹²². À l'inverse, dans le Nord-Est américain, ces informations sont considérées confidentielles, et très peu d'informations sont rendues publiques à leur égard. Toutefois, si l'on rajoute la *production tax credit* de 2,3 ¢/kWh au prix cité ci-dessus (en bas de 8 ¢/kWh)¹²³, cela semble indiquer que les revenus aux producteurs

¹²⁰ www.nawindpower.com/e107_plugins/content/content.php?content.12664.

¹²¹ www.lawlib.state.ma.us/source/mass/cmr/cmrtext/225CMR14.pdf.

¹²² Pour les contrats résultant du premier appel d'offres, seulement la moyenne des prix a été divulguée.

¹²³ Le PTC n'est valide que pour les premiers 10 ans.

de ces projets seraient en bas de 10,3 ¢/kWh (US). Au taux de change actuel, cela donnerait un coût allant jusqu'à 11,3 ¢/kWh en dollars canadiens.

À titre de comparaison, le deuxième appel d'offres d'HQD pour 2 000 MW d'énergie éolienne en 2008 a produit des prix d'environ 10,5 ¢/kWh, incluant les coûts de transport et d'équilibrage¹²⁴. Ramené en dollars de 2014, cela donne un prix d'environ 11,8 ¢/kWh. En présumant des marges bénéficiaires similaires, il semble donc ne pas y avoir de différence importante entre les coûts de production des deux côtés de la frontière.

Toutefois, une analyse comparative des coûts du développement éolien en NA et au Québec, qui tiendra compte des différences de qualité de la ressource, d'accessibilité et de coûts des terres, de coût d'intégration au réseau de transport, et ainsi de suite, excède de loin la portée du présent mandat.

4.2.2.6. *Tarifs de transport*

Les analyses présentées dans les dernières sections ne tiennent pas compte des tarifs de transport qui doivent être engagés afin de livrer de l'énergie éolienne québécoise au marché de la NA. Dans cette section, nous examinerons les tarifs applicables, en présumant que c'est le service horaire (non ferme) qui est acheté. Étant donné l'absence quasi-totale de disponibilité de transport ferme sur le chemin HQT-NE, c'est probablement la seule possibilité envisageable. Cette approche est aussi compatible avec l'hypothèse d'un contrat d'équilibrage avec HQP selon les termes généraux décrits ci-dessus à la section 4.2.2. De plus, étant donné que la production éolienne est variable, mais prévisible quelques heures à l'avance, cette approche évite d'acheter du transport au-delà des quantités réellement requises.

Au Québec, le tarif de transport de point à point pour le service non ferme horaire est autour de 8,60 \$/MWh.

En NA, les tarifs varient selon la compagnie importatrice. Chez New England Power, le tarif est de 3,70 \$/MWh en tout temps; chez NSTAR, il est de 5,17 \$/MWh en pointe et de 2,46 \$/MWh hors pointe.

Ainsi, les tarifs de transport pris dans leur ensemble varient entre 11 \$ et 14 \$/le MWh. Ces tarifs réduiraient encore plus les revenus disponibles pour un producteur éolien québécois voulant vendre directement au marché de la NA. Toutefois, ce n'est pas nécessairement un obstacle insurmontable, si les autres conditions sont remplies.

¹²⁴ Hydro-Québec Distribution, L'énergie éolienne : Pour assurer l'approvisionnement en électricité du Québec, p. 5.

5. Rentabilité de l'exportation d'énergie éolienne québécoise

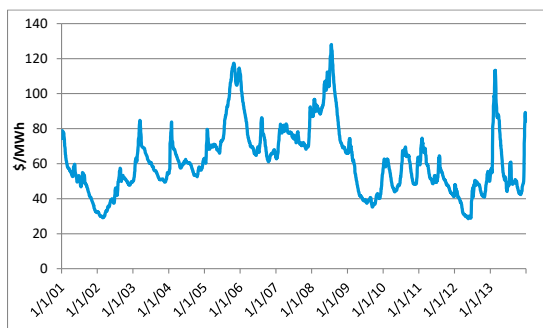
Dans cette section, nous allons regarder en détail les prix en NA, historiques et prévisionnels, de l'électricité (section 5.1), du gaz naturel (section 5.2) et des CER (section 5.3).

5.1. Les prix de l'électricité en NA

5.1.1. Prix historiques

Afin de mettre les prévisions en contexte, nous commençons avec un aperçu de l'évolution des prix d'électricité en NA. Le Graphique 31 présente les prix horaires à MassHub (le point de repère central de l'ISO-NE) depuis 2001.

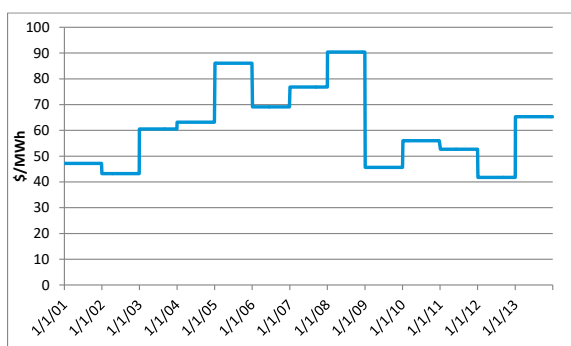
Graphique 31. Prix historiques Mass Hub¹²⁵



En termes de moyennes annuelles, cet historique se présente comme suit :

¹²⁵ Le graphique présente un moyen mobile, basé sur les données de www.eia.gov/electricity/wholesale/.

Graphique 32. Prix historiques Mass Hub¹²⁶



Ainsi, entre 2002 et 2004, le prix moyen est monté de 45 \$ à 62 \$/MWh. En 2005, il a sauté à 87 \$/MWh et, après quelques années de recul, a atteint les 90 \$/MWh en 2008.

Toutefois, entre 2008 et 2009, le prix moyen s'est réduit par presque 50 %, à 46 \$/MWh. Depuis, entre 2008 et 2012, les prix moyens ont peu varié, entre 40 \$/MWh et 55 \$/MWh. Comme nous le verrons, les prévisions suggèrent que les prix d'électricité resteraient dans ces zones pour le futur prévisible.

Toutefois, en 2013, le prix moyen sautait à 65 \$/MWh et pendant les premiers neuf mois de 2014, le prix moyen a été de 74 \$/MWh. Est-ce que cela démontre que les prévisions pessimistes des dernières années sont démenties?

Dans les prochaines sections, nous essayerons de répondre à cette question.

5.1.2. Prévisions des prix d'énergie

Les prix prévisionnels présentés dans cette section ont été développés par La Capra Associates avec le modèle AURORAxmp®. Ce modèle, décrit en détail en Annexe C, modélise les prix du réseau du Nord-Est américain sur une base horaire pour les 20 prochaines années. Le présente les prévisions de La Capra pour la période de 2015 à 2034.

Pour les années 2014 à 2017, ces prévisions se basent sur des contrats à terme qui se transigent déjà. Ensuite, à partir de 2018, les prévisions se présentent sur trois scénarios — le cas de

¹²⁶ Le graphique présente les moyens annuels des prix Day Ahead, selon les données de www.eia.gov/electricity/wholesale/.

référence et les scénarios fort et faible. Étant donné la relation étroite entre le prix de l'électricité et celui du gaz naturel en NA, ces scénarios reflètent en très grande partie les scénarios fort et faible du prix de gaz.

Le scénario de référence tient compte aussi des éléments suivants :

- Le retrait de centrales vétustes : le modèle se base entre autres sur la base de données de La Capra sur les ajouts et retraits de centrales électriques prévus. L'impact de ces retraits se fait sentir surtout sur le prix de la puissance, et non sur le prix de l'énergie. Les retraits prévus sont ceux indiqués au Tableau 10.

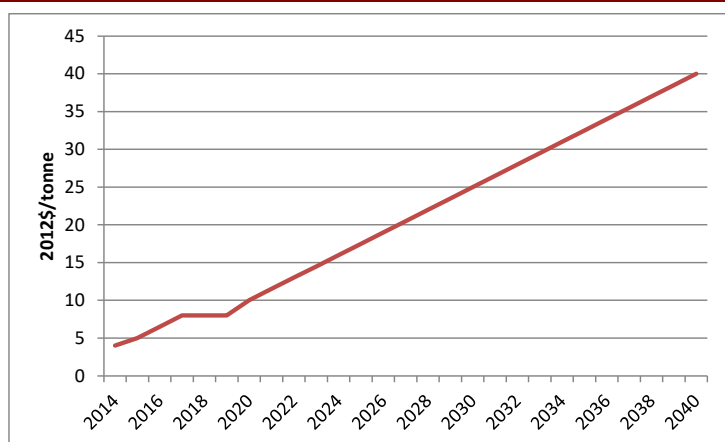
Tableau 10. Retraits prévus de centrales électriques en NA

Nom	Puissance (MW)	Endroit	Type	Statut	Date du retrait
Vermont Yankee	600	Vernon, VT	Nucléaire	Retrait annoncé	End of 2014
Brayton Point (Units 1-4)	1,500	Somerset, MA	Charbon/ Mazout	Retrait annoncé	2017
Salem Harbor (Units 1-4)	750	Salem, MA	Charbon/ Mazout	Fermé	2011-2014
AES Thames	450	Montville, CT	Charbon	Démoli	2011
Mt. Tom	150	Holyoke, MA	Charbon	Retrait annoncé	2014
Bridgeport Harbor 2	130	Bridgeport Harbor, CT	Mazout	Retrait annoncé	2017
Norwalk Harbor (Units 1, 2, 10)	350	Norwalk, CT	Mazout	Hors service	2013

- La construction de nouvelles centrales : Tel que mentionné à la section 3.2.2.2, des milliers de MW de nouvelles capacités de production sont en cours. La modélisation de La Capra Associates tient compte de quelques 6 500 MW de nouvelle capacité de production (thermique et renouvelable) qui seraient en ligne d'ici 2019, chiffre qui monte à 9 600 MW d'ici 2024.
- Marchés du carbone : Tous les États de la NA participent dans RGGI, un système de *cap and trade* pour les émissions du secteur de la production de l'électricité. L'effet de ce système est d'augmenter les prix des centrales thermiques. Étant donné que ces centrales sont à la marge sur presque tous les heures de l'année, cette augmentation se transmet donc aux prix du marché horaire.

Depuis le début du programme en 2009, les prix du CO₂ ont été minimes parce que les émissions réelles ont chuté loin en deçà des limites initiales. Toutefois, en 2013 RGGI a adopté des modifications à son programme qui ont eu l'effet de réduire les émissions permises de façon significative, et ce, à partir de 2014¹²⁷. Selon les analyses de RGGI, les prix des émissions augmenteront de 4 \$ en 2014 à 10 \$ en 2020 et à 40 \$ la tonne en 2040, tel qu'indiqué au Graphique 33. Ces coûts sont intégrés dans la modélisation de La Capra.

Graphique 33. Prévisions du prix de carbone (RGGI)¹²⁸



Cette année, l'Environmental Protection Agency (EPA) américaine a annoncé une initiative importante pour réduire les émissions de GES, connue sous le nom de *Clean Power Plan (CPP)*. Cette proposition devrait permettre aux États-Unis de réduire les émissions de GES de son secteur d'électricité de 30 % en deçà des niveaux de 2005. Selon la proposition, chaque État, ou regroupement d'États, doit développer un plan pour atteindre les cibles du programme¹²⁹. L'EPA entend émettre des règlements finaux d'ici 2015. D'ici là, il existe beaucoup d'incertitudes quant aux détails du programme. L'EPA prévoit la réduction de plus que 500

¹²⁷ RGGI, Inc., Communiqué du 7 février 2013, www.rggi.org/docs/PressReleases/PR130207_ModelRule.pdf.

¹²⁸ www.rggi.org/docs/ProgramReview/February11/13_02_11_IPM.pdf; La Capra Associates.

¹²⁹ EPA, Regulatory Impact Analysis for the Proposed Carbon Pollution Guidelines for Existing Power Plants and Emission Standards for Modified and Reconstructed Power Plants www.epa.gov/ttn/ecas/regdata/RIAs/111dproposalRIAfinal0602.pdf

Field Code Changed

Formatted: French (Canada)

Formatted: French (Canada)

Formatted: French (Canada)

Field Code Changed

Formatted: French (Canada)

Formatted: French (Canada)

Field Code Changed

millions de tonnes de CO₂ d'ici 2030 (Tableau 11), à des coûts annuels d'environ 8 milliards de dollars (Tableau 12).

Tableau 11. CPP – Réductions d'émissions de GES escomptées

	Réduction d'émissions de CO ₂ (millions de Tonnes)		
	2020	2025	2030
Option 1 Régionale	-371	-501	-545
Option 1 par État	-383	-506	-555
Option 2 Régionale	-283	-368	n/a
Option 2 par État	-295	-376	n/a

Tableau 12. CPP — Coûts annuels

	Coûts annuels (milliards de \$)		
	2020	2025	2030
Option 1 Régionale	5.4	4.6	7.3
Option 1 par État	7.4	5.5	8.8
Option 2 Régionale	4.2	4.5	n/a
Option 2 par État	5.4	5.5	n/a

Le coût par tonne de réduction est estimé entre 10 \$ et 20 \$ la tonne de CO₂ (Tableau 13).

Tableau 13. CPP — Coût estimé par tonne de CO₂

	Coût par tonne 2011\$/tonne			
	2020	2025	2030	
Option 1 Régionale	\$ 14.56	\$ 9.18	\$ 13.39	
Option 1 par État	\$ 19.32	\$ 10.87	\$ 15.86	
Option 2 Régionale	\$ 14.84	\$ 12.23	n/a	
Option 2 par État	\$ 18.31	\$ 14.63	n/a	

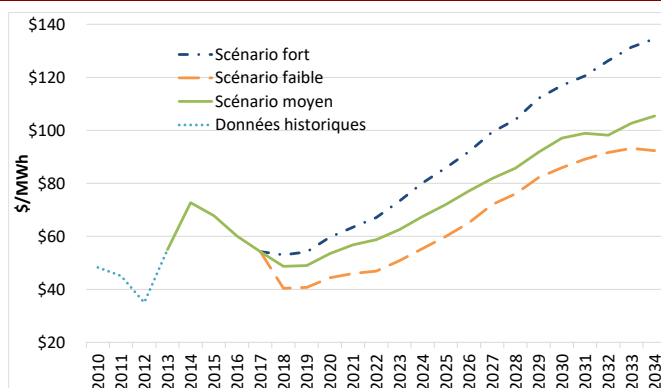
La Capra Associates estime l'impact potentiel sur le prix horaire moyen en NA à 4 à 7 \$/MWh, tel que l'indique le Tableau 14.

Tableau 14. CPP — Coût estimé par tonne de CO₂

	Impact sur les prix horaire en ISO-NE LMP (estimation préliminaire)		
	2011\$/MWh		
	2020	2025	2030
Option 1 Régionale	\$ 5.94	\$ 3.75	\$ 5.47
Option 1 par État	\$ 7.89	\$ 4.44	\$ 6.47
Option 2 Régionale	\$ 6.06	\$ 4.99	n/a
Option 2 par État	\$ 7.47	\$ 5.97	n/a

Toutefois, étant donné les grandes incertitudes qui entourent ce programme, La Capra ne l'intègre pas dans sa modélisation. Sur la base des hypothèses décrites, les prévisions du prix horaire de l'électricité en NA selon la modélisation Aurora faite par La Capra Associates sont celles indiquées au ¹³⁰. Si le *Clean Power Program* se réalise tel que prévu, on pourrait estimer qu'il ajouterait autour de 6 \$/MWh aux prix présentés ici.

Graphique 34. Prix horaire de l'électricité en NA — historiques et prévisionnels



Cette prévision est notable en ce qu'elle prévoit une chute de prix importante pour la période 2014-18. Cette chute qui est presque le reflet miroir de la croissance de 2012-14.

¹³⁰ Ces prévisions sont pour le point de repère (« node ») HQ et font référence précisément aux prix qui s'appliquent aux achats du Québec. L'écart de prix entre ce point et MassHub est minime.

Toutefois, prendre en compte ces éléments de contexte ne suffit pas à conclure que les prix de l'électricité au Québec ne subiront pas d'explosion. Les incertitudes liées à la construction de pipelines qui mèneront à une augmentation importante de la capacité gazière desservant la région. Ainsi, il semble que l'explosion de prix qu'on a vue depuis 2013 sera probablement de courte durée.

En fait, à partir de 2018, il est prévu que les prix retrouveront la progression lente qui était prévue avant cette envolée récente, avec une croissance de 1,5 % à 2 % par an, en termes réels. Selon ces prévisions, les prix en 2018 se trouveront probablement à l'intérieur de la fourchette créée par les prix moyens de 2012 et 2013. Selon le scénario faible du prix du gaz, les prix d'électricité ressembleraient plutôt à ceux de 2012; selon le scénario fort, ils ressembleraient plus aux prix de 2013.

Grâce à cette coïncidence, nous pouvons utiliser les données historiques des années 2012-14 pour encadrer les scénarios possibles pour les années 2015-20. Étant donné que les distributions horaires sont disponibles pour les années historiques, cette approche permettra un examen plus précis du comportement des marchés pour ces années à venir.

Graphique 35. Les années récentes vs les années à venir



Une analyse des prix horaires des années 2010 à 2014 se trouve en Annexe D.

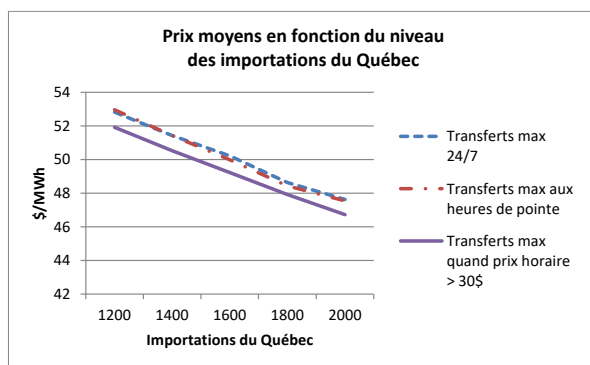
(MISE À JOUR À VENIR ...)

5.1.3. Impact sur les prix d'une augmentation de la capacité de transfert entre QC et NA

En 2013, l'ISO-NE a mené une importante étude pour comprendre les conséquences sur les prix si la capacité de transfert entre le Québec et la Nouvelle-Angleterre était augmentée¹³¹. Le focus principal de l'étude était d'estimer les coûts découlant des réserves additionnelles qui seraient requises. Pour ce faire, les auteurs ont modélisé, entre autres, l'impact d'une telle hausse sur le prix horaire en NA, selon différentes hypothèses.

Les résultats, à l'égard du prix horaire, sont présentés au Graphique 34. Ce graphique donne des résultats en fonction de trois méthodes distinctes pour estimer la distribution horaire des ventes du Québec, selon l'hypothèse d'une limite de transfert passant de 1200 à 2000 MW.

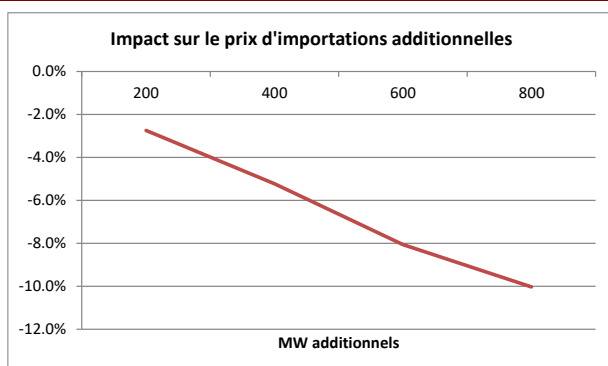
Graphique 34. Conséquences sur le prix moyen d'une augmentation des importations du Québec



Cette analyse entamée par l'ISO-NE démontre que les importations du Québec exercent inévitablement une pression à la baisse sur les prix — ce qui n'est aucunement surprenant. Concrètement, sa modélisation suggère que chaque 200 MW additionnel aurait un impact à la baisse d'environ 2,5 % sur le prix horaire en NA. Ainsi, augmenter les importations de 1 200 à 2 000 MW aurait un impact à la baisse de 10 % sur le prix horaire, comme l'illustre le Graphique 35.

¹³¹ ISO-NE, 2013 Economic Study – The Economic Impact of Different Levels of Imports on HQ Phase II: GridView Simulation Results, p. 62.

Graphique 35. Impact sur le prix en NA d'importations additionnelles du Québec



Une étude détaillée des impacts sur les prix des marchés du Nord-Est des nouvelles interconnexions présentées à la section 0 serait hors de la portée de notre mandat. Toutefois, les résultats de l'étude de l'ISO-NE suggèrent l'ordre de grandeur de tels impacts.

5.2. Les prix du gaz naturel

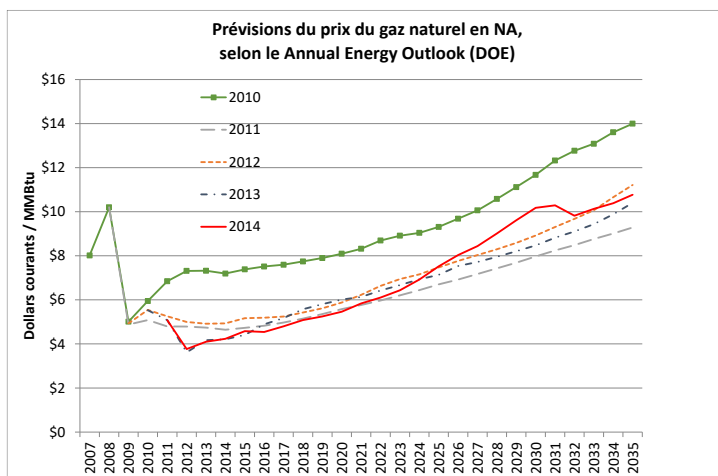
Étant donné le mécanisme de fixation du prix horaire expliqué à la section 3.1.1, ce sont les prix du gaz naturel qui déterminent le prix d'électricité dans une grande proportion des heures. Pour cette raison, toutes les prévisions des prix d'électricité commencent avec les prévisions du prix du gaz naturel.

5.2.1. Données historiques et prévisions

Le développement massif des gaz de schiste, notamment en Pennsylvanie, ont radicalement réduit le prix du gaz naturel ainsi que les prévisions de ses prix futurs. Toutefois, depuis ce moment, les prévisions ont été très stables, montrant une très légère augmentation (en termes réels) pour les vingt prochaines années.

Le Graphique 36 résume les différentes prévisions des prix de gaz naturel en NA publiées dans l'Annual Energy Outlook (AEO), une publication du Département de l'Énergie des États-Unis (le « DOE »), depuis la chute des prix en 2009. Il démontre une stabilité remarquable entre les prévisions depuis 2011.

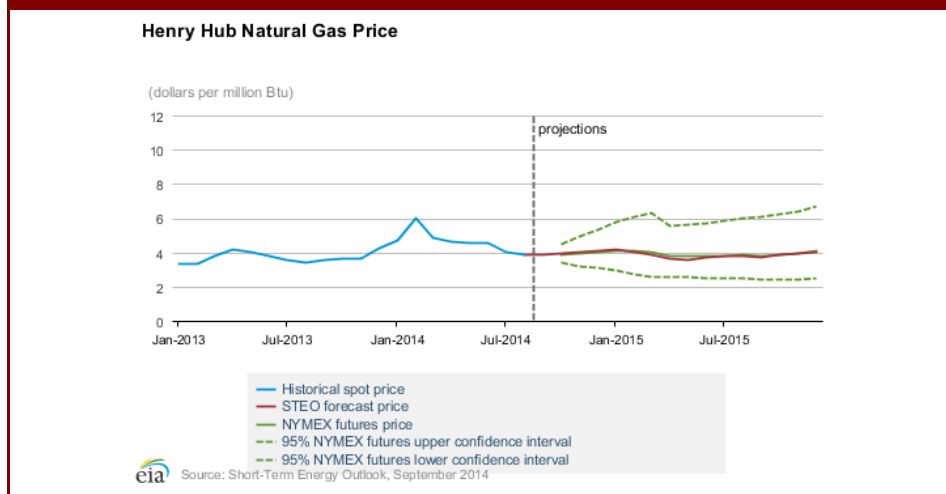
Graphique 36. Prévisions des prix de gaz naturels faits de 2010 à 2014



La prévision publiée en 2010 était la dernière à prévoir une récupération importante des prix du gaz. Depuis 2010, les prévisions sont stables, indiquant toutes une augmentation constante mais lente des prix. La seule différence importante se trouve dans la prévision la plus récente, qui prévoit une légère accélération dans l'augmentation des prix entre 2022 et 2032, suivie d'une correction subséquente.

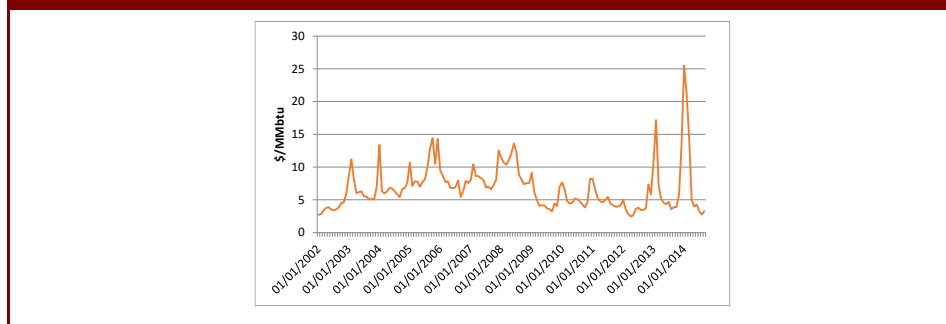
Le **Graphique 37** montre des prévisions à court terme, également du DOE, pour le prix du gaz à Henry Hub (le point de référence principal aux États-Unis). Le scénario moyen ne montre aucune croissance. En fait, à part une petite hausse à l'hiver dernier, rien ne semble perturber le calme de ce marché.

Graphique 37. Prévisions à court-terme du prix du gaz naturel (DOE)



Le **Graphique 38**, qui présente les moyennes mensuelles des prix du gaz naturel à l'entrée de la Nouvelle-Angleterre, donne une tout autre impression. Ici, on remarque des pics annuels hivernaux entre 2003 et 2008, d'environ 5 \$ de plus que le prix moyen. Après 2009, la moyenne a baissé, et les pics aussi. Soudainement, en 2013, on constate des pics allant jusqu'à 12 \$ et, en 2014, jusqu'à 22 \$ au-dessus de la moyenne!

Graphique 38. Prix du gaz naturel historiques, livré en NA (Algonquin City Gate) (moyens mensuels)



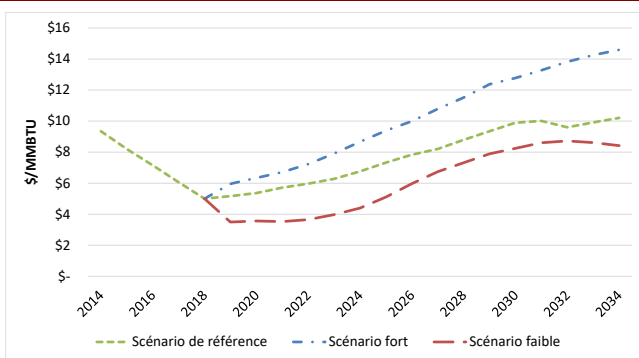
En comparant ces prix régionaux avec les prix nationaux du **Graphique 37**, on constate que ce sont les perturbations régionales causées par la congestion dans le réseau gazier du Nord-Est qui causent les pics, et non pas le prix de la commodité comme telle.

On note également que, mis à part ces pics, les prix de la tranche inférieure restent aux mêmes niveaux que pour les années antérieures.

Ce comportement des prix reflète une conjoncture où le prix de la commodité sur les marchés nationaux reste stable, mais la capacité d'importation du gaz naturel dans la région de la NA n'est pas adéquate pour supporter la croissance de la demande, notamment pour la production d'électricité, provoquée par la chute des prix de ce combustible. Lorsque la demande dépasse l'offre, le prix monte de façon vertigineuse — notamment lorsque le consommateur est une centrale de production d'électricité qui pourra récupérer ses coûts dans les prix qui seront payés pour l'électricité qu'il produit.

Dans ce contexte, le présente la prévision des prix du gaz naturel pour la NA faite par La Capra Associates, en utilisant le modèle AURORA. Cette prévision présume, pour des raisons

Graphique 41. Prévision des prix du gaz naturel, livré en NA



Cette prévision montre donc une chute importante des prix pour les années 2014 à 2018. La prévision de La Capra pour cette période se base sur les contrats à terme, déjà transigés à ces prix pour les périodes en question. Ainsi, cette prévision reflète la disparition graduelle de la « prime » actuellement créée dans le marché par la congestion dans le réseau gazier du Nord-Est (voir la prochaine section). La croissance prévue après 2018, en trois scénarios, correspond plutôt à la croissance graduelle du prix de la commodité, mentionnée auparavant.

(MISE À JOUR À VENIR ...)

5.2.2. La congestion du réseau gazier de la NA

La principale variable expliquant le fait que les prix du gaz sont plus élevés en NA que dans le reste des États-Unis est la congestion que l'on retrouve sur son réseau de transport aux heures de pointe. C'est cette dernière qui a exercé une pression haussière sur les prix du gaz durant les

années 2013-2014 dans la région¹³². Ainsi, entre 30 à 60 jours par année, les pics de demande ont dépassé les capacités de livraison.

Quoique bien connue dans l'industrie, cette expansion importante de la capacité de transport régional n'est pas bien connue auprès du public. Il y a 22 projets de gazoducs dans le Nord-Est, dont quatre sont déjà en construction. Un tableau présentant les détails de ces projets se trouve à l'Annexe E. Leur localisation est présentée au Graphique 42.

Graphique 42. Les projets de pipeline gazier proposés dans le Nord-Est américain

5.2.2.1. — Un développement d'infrastructures reliant le sud et le nord-est des États-Unis

Une importante infrastructure de gazoducs interétatique en amont du réseau du Nord-Est est aussi en cours de construction, avec des mises en service prévues entre 2016 et 2019. Les premiers projets, débutés en 2011 en Pennsylvanie, grande région productrice où se situent les schistes de Marcellus, relieront la région aux réseaux du sud-est du pays, en établissant deux nouvelles connexions du golfe du Mexique aux marchés de la NA. Ces deux projets sont :

- Tennessee Gas Pipeline (TGP), un pipeline de 22 370 km qui transportera du gaz naturel de la Louisiane, dans le golfe du Mexique et le sud du Texas au nord-est des États-Unis, y compris les villes de New York et de Boston;
- Texas Eastern Transmission (TET), qui reliera également le golfe du Mexique et le réseau de la Nouvelle-Angleterre.

¹³² ISO-NE (2014) «Today's Grid Challenges», www.iso-ne.com/about/what-we-do/todays-challenges.

¹³³ <http://www.spectraenergy.com/operations/new-projects-and-our-process/new-projects-in-us/alongwith-incremental-market-aim-project/>.

Ces deux projets majeurs ajouteront des interconnexions dans certaines parties clés de la

5.2.2.2. — *Trois nouveaux projets de gazoducs régionaux majeurs*

Le projet **Algonquin Incremental Market (AIM)** ajoutera 332 MMcf/jour de capacité de livraison aux heures de pointe. Sa date de mise en service est fixée à novembre 2016¹³³. L'effet baissier sur les prévisions de prix est déjà attendu, puisque les prévisions de prix au passage d'*Algonquin City Gate* sont plus faibles pour 2016 que 2015. AIM apportera un soulagement de la congestion plus qu'attendu pour le marché dans le sud de la Nouvelle-Angleterre.

Le **Atlantic Bridge Project (ABP)** est une réponse à la prévision de croissance de la demande de gaz dans le Maine. Relié à l'*Algonquin Gas Transmission (AGT)*, ABP ajoutera encore au moins 971 MMcf/jour de capacité de livraison, et ce, jusqu'à Draut au Massachusetts.

Le projet **Northeast Energy Direct (NED)** est une expansion majeure de la « Ligne 200 » de TGP qui traverse le nord du Massachusetts de Wright, NY à Dracut, MA. Il comprend également une section de gazoduc neuf, qui acheminera entre 580 et 1160 MMcf/jour et 1,2 million Dth/jour. Le projet NED est également conçu pour accueillir un autre projet de gazoduc neuf qui connectera avec TGP à Wright, NY, qui est aussi une ligne d'interconnexion au *Iroquois Gas Transmission System (IGTS)*. IGTS dessert à la fois New York et le Connecticut et peut fournir l'approvisionnement en gaz en Nouvelle-Angleterre par *Portland Gas Transmission*. Ce projet de nouveau gazoduc est appelé Constitution Pipeline, et sa mise en service est prévue pour l'hiver 2015-2016. Le Constitution Pipeline augmentera la capacité de livraison de 650 MMcf/jour au TGP, à Wright, NY. Avec une mise à niveau des installations de Wright, cette capacité pourra circuler à l'ouest sur TGP pour atteindre le nord de l'État de New York, au sud sur IGTS, et à l'est sur TGP à Massachusetts.

Bien que tous ces projets ne pourront potentiellement pas être construits selon les échéanciers prévus ou à la capacité maximale spécifiée, pris ensemble, ils ont le potentiel d'avoir un impact significatif sur le prix de fourniture du gaz en NA et à NY, et ce, autant en été qu'en hiver. Platts/Bentek calcule que la demande quotidienne durant les journées de pointe de l'hiver en NA se situe entre 3350 et 4000 MMcf/jour.

En résumé, la capacité combinée des trois extensions de pipelines de l'AGT s'élèvera à 1500 MMcf/jour. Le projet NED de TGP quant à lui apportera une capacité de 500 MMcf/jour. Toute cette capacité de transport supplémentaire s'élèvera à 2000 MMcf/jour, soit une augmentation de 50 % de la capacité de pointe quotidienne pour la région d'ici 2018. Le 200 MMcf/jour supplémentaire du projet Northeast LNG, en sus d'une autre ligne sur NED de TGP, pourrait

¹³³ <http://www.spectraenergy.com/operations/new-projects-and-our-process/new-projects-in-us/algonquin-incremental-market-aim-project/>.

ajouter jusqu'à un autre 1000 MMcf/jour, pour une augmentation de 75 % de la capacité de pointe quotidienne, spécifiquement aux points de contraintes majeurs existants de Cromwell, CT, Wright, NY et la station de Mendon, MA. (MISE À JOUR À VENIR ...)

5.3. Prévisions des prix de CER

À la section 3.2.3.3, nous avons remarqué la grande volatilité des prix de CER dans les années récentes en NA. Malgré le haut degré d'incertitude qu'implique cette volatilité, La Capra Associates modélise ce marché et en prépare des prévisions.

À la section 5.3.1, nous décrivons les méthodes utilisées par La Capra afin de modéliser le marché des CER en NA.

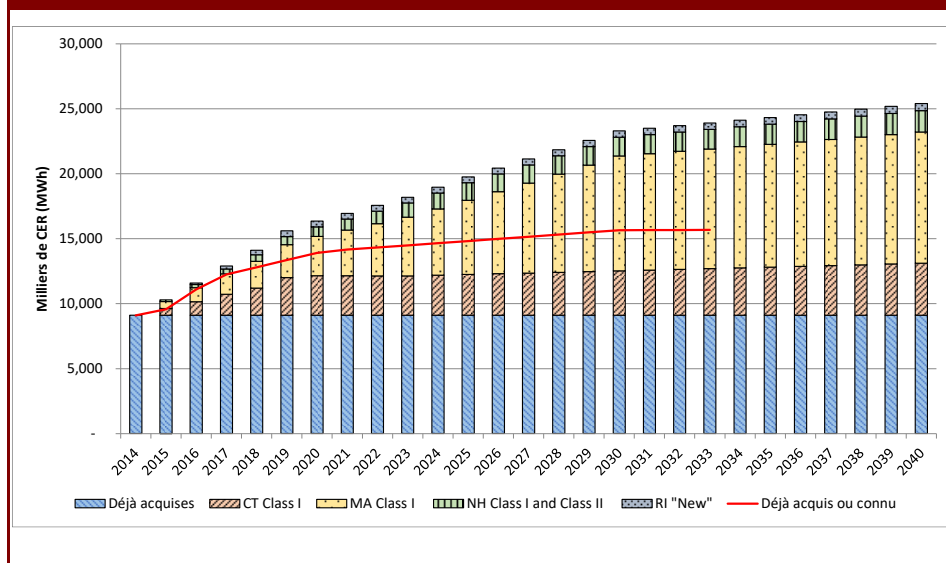
À la section 0, nous présentons les prévisions qui en résultent.

À la section 5.3.3, nous intégrons ces prévisions avec les prévisions des prix d'électricité et les coûts de transport. Les prix prévisionnels résultants permettent d'estimer les revenus futurs de la vente de l'énergie éolienne québécoise en NA.

5.3.1. Méthode

À la section 3.2.3.1 nous avons présenté les exigences en CER créées par les RPS de la NA. La Capra Associates a réalisé une modélisation de ce marché, qui se base entre autres sur une base de données des projets déjà connus ou acquis. Ces projets sont indiqués par la ligne rouge dans le Graphique 39, qui reprend aussi les informations déjà présentées au Graphique 19. Il en ressort qu'environ la moitié des projets requis afin de répondre au RPS sont déjà acquis ou connus.

Graphique 39. Exigences annuelles de CER en NA



Les prévisions de prix pour les CER de Classe 1 ont été préparées par La Capra Associates en utilisant un modèle qu'il a développé qui tient compte de l'offre et de la demande des CER. Le modèle fait appel aux informations rendues publiques par ISO-NE, les critères requis pour les RPS, et des données sur les ressources renouvelables déjà en service afin d'estimer la demande en CER courante et future. Une courbe d'offre est construite à partir de projets publiquement annoncés ainsi que des estimations de La Capra Associates du potentiel renouvelable et de ses coûts dans la région, y compris de projets existants ou prévus dans les régions avoisinantes dont les CER peuvent être offerts au marché de la NA. Un *market clearing price* pour les CER est calculé chaque année pour la période prévisionnelle, selon la prémisse que, à long terme, le prix du CER équivaudra à l'écart entre le coût à long terme de nouvelles ressources renouvelables et les valeurs disponibles, aussi à long terme, dans les marchés de l'énergie. Cette logique fait en sorte que les prévisions basées sur le scénario fort du prix du gaz (et donc de l'électricité) montrent toujours des prix plus faibles pour les CER, et vice versa.

Bien que l'offre et la demande totale pour la Classe 1 sont agrégées pour les différents États, il est présumé que le CER à la marge sera de la Classe 1 du Massachusetts. Des quotations de courtiers sont utilisées pour les premières années de la période d'étude afin de s'assurer que la prévision est cohérente avec les conditions courantes du marché.

Cette analyse présume que le crédit d'impôt à la production, le *production tax credit*, qui offre des

Un tableau présentant la liste des projets éoliens identifiés dans la liste de nouveaux raccords publiée par l'ISO-NE se trouve à l'Annexe F. Une description du projet Cape Wind, de loin le plus grand projet éolien en NA, se trouve à l'Annexe G.

5.3.4.5.3.2. Prévisions de prix des CER

5.3.4.1.5.3.2.1. Scénarios de prix

Graphique 44. Prévision de prix des CER (NA)

Selon le scénario de référence, les prix des CER baisseront d'ici 2018 de 52 \$ à 38 \$, puis

Par contre, si le prix du gaz suit plutôt le scénario fort, les prix des CER tomberaient drastiquement, selon le modèle, pour rester en bas de 10 \$ pendant toute la période de prévision. Cela reflète la structure même du modèle de La Capra, qui évalue les prix futurs des CER en fonction de l'écart entre les coûts de développement de nouvelles ressources renouvelables et les valeurs prévues disponibles sur les marchés d'énergie.

Le prix des CER dépendra aussi du degré de réussite des projets déjà connus. Le plus grand de ces projets est le projet Cape Wind (voir l'Annexe F). Ce projet était conçu avec une puissance installée de 470 MW, mais il y a beaucoup d'incertitude autour du projet, notamment à l'égard de son financement. Étant donné ces incertitudes, le projet est inclus dans la modélisation de La Capra à une puissance de seulement 360 MW.

Si jamais le projet Cape Wind est annulé, cela créerait inévitablement une pression à la hausse sur le prix des CER, puisqu'il sera remplacé dans le modèle par d'autres projets à coûts plus élevés.

À la limite, le résultat pourrait ressembler au scénario fort dans le graphique ci-dessus, qui reflète

(MISE À JOUR À VENIR ...)

Il est important de se rappeler que les prix des CER sont hautement volatils, et leur prévision est donc hautement incertaine. Dans ce sens, ces prévisions sont de nature très différentes de celles des prix de marché du gaz naturel. Celui-ci est un marché continental avec une liquidité énorme et un très grand nombre d'acteurs, qui transigent non seulement la commodité elle-même, mais aussi une panoplie de produits financiers basés sur elle, dont notamment des contrats à terme.

Malgré cela, des erreurs prévisionnelles ne sont pas rares — par exemple, les prévisions antérieures à 2008 n'ont rien à voir avec la réalité d'aujourd'hui. Mais ces grandes erreurs prévisionnelles sont dues à des événements imprévus — comme la révolution de gaz de schiste. En temps normaux, les prévisions sont plus ou moins fiables — à l'intérieur, bien sûr, d'une marge d'erreur non négligeable.

Comparé au marché de gaz naturel, le marché des CER est une bête de nature totalement différente. Il y a un nombre limité d'acheteurs (les distributeurs touchés par des obligations des RPS) et de vendeurs (les producteurs d'énergie renouvelable). Le nombre de transactions annuelles n'est qu'un infime pourcentage de ceux du marché du gaz. Il n'y a pas de bourse comme telle, mais plutôt une série de transactions bilatérales, avec très peu de transparence.

Dans ce contexte, des prévisions comportent une très grande marge d'incertitude. Elles résument les meilleures informations disponibles, certes, mais personne ne sera surpris si l'évolution future de ces prix suit une trajectoire différente que celle esquissée ici.

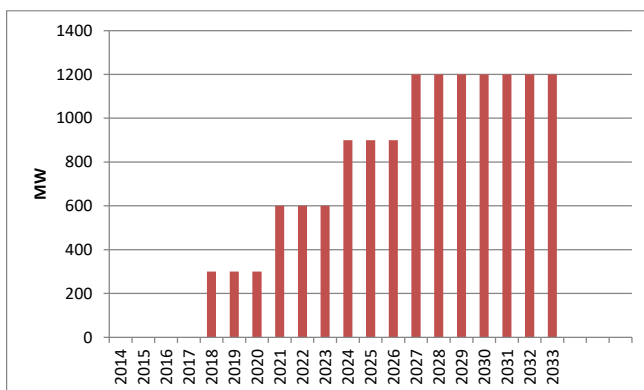
Cela dit, la relation inverse entre les prix de l'électricité et ceux des CER à l'effet de mitiger cette incertitude. Ainsi, comme on le verra en détail plus loin, le prix combiné de l'énergie et du CER reflète moins de volatilité et d'incertitude que les deux composants pris individuellement.

~~5.3.4.2~~ 5.3.2.2. *Prévisions tenant compte d'importations de CER du Québec*

Les prévisions de prix de CER présentées ci-dessus ne tiennent pas compte de l'effet à la baisse sur les prix qui résulterait inévitablement d'importations importantes en CER de source québécoise.

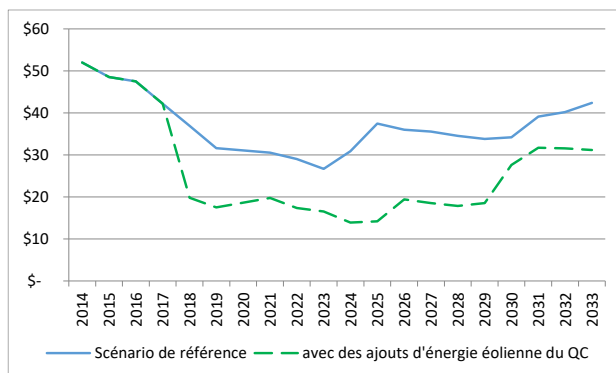
Afin de quantifier cet impact, nous avons regardé l'impact sur le prix de CER d'un scénario d'importations en provenance du Québec qui commence avec 300 MW en 2018, et ensuite rajoute 300 MW de plus chaque trois ans jusqu'en 2027, illustré dans le Graphique 40.

Graphique 40. Scénario d'importations de CER de source québécoise



Le montre l'effet de ce programme d'importations additionnelles du Québec sur le scénario de référence de la prévision des prix des CER, présenté auparavant.

Graphique 46. Prévision de prix des CER avec l'ajout de 1200 MW provenant du Québec (en quatre tranches de 300 MW chacune)



On constate que l'ajout des importations des CER de 300 MW d'énergie éolienne québécoise en 2018 déprécie le prix du CER substantiellement. Cet effet serait encore plus prononcé si les importations commençaient plus tôt. Cela est dû au fait que les besoins en CER pendant les prochaines années sont, en grande partie, déjà comblés. Toutefois, avec la croissance des exigences des RPS à partir de 2020, le marché sera capable d'intégrer des volumes croissants

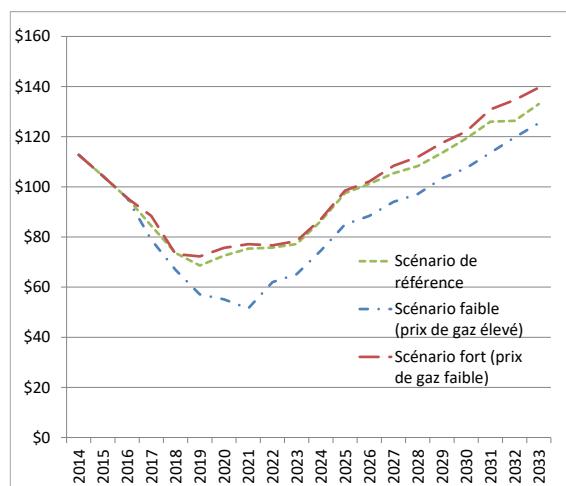
d'importations sans effet à la baisse. Soulignons, encore une fois, que ce marché est hautement volatil et que les prévisions sont aussi très incertaines. (MISE À JOUR À VENIR ...)

5.3.5.5.3.3. Prévisions de prix pour la vente d'énergie éolienne québécoise en NA

En section 4.2.2, nous avons exploré la possibilité d'exportations en NA faites directement par des producteurs éoliens. Sur la base des prévisions présentées ci-dessus pour les prix d'énergie et pour les CER, nous pouvons former une première impression des revenus qu'un tel projet pourrait produire.

Le montre la somme des prix prévisionnels du marché de l'énergie et du CER pour les 20 prochaines années.

Graphique 47. Prévisions — prix combiné énergie plus CER (net des coûts de transport)



(MISE À JOUR À VENIR ...)

On note que les prévisions sont peu sensibles au prix du gaz naturel, et donc de l'électricité. Selon les prévisions, les prix de CER varient inversement avec les prix d'électricité, parce que, selon la méthode prévisionnelle utilisée par La Capra, les prix de CER reflètent indirectement les coûts de production de la filière éolienne, nets des revenus du marché d'énergie.

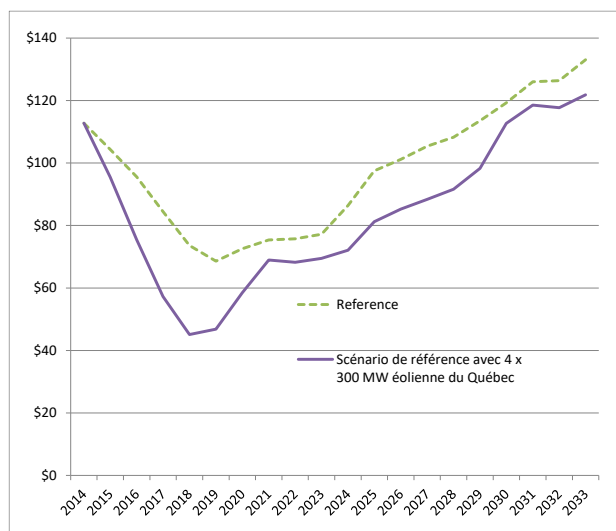
Dans tous les scénarios, les prix combinés tombent assez drastiquement jusqu'à l'horizon 2021, mais ensuite montent sans arrêt. Cela reflète la mise en service rapide d'une partie importante du potentiel éolien en NA, avec de moins en moins de ressources disponibles pendant la prochaine décennie pour répondre à l'augmentation constante des volumes de CER requis par les RPS.

Ces prévisions tiennent compte des mises en service d'énergie renouvelable en NA, mais ne tiennent pas compte des CER importés du Québec. Comme nous l'avons vu à la section précédente, de telles importations font une pression à la baisse sur le prix du CER. Les courbes présentées au démontrent l'effet à la baisse sur ce prix combiné, pour le scénario de référence, des importations de CER de source québécoise, selon les quantités indiquées au Graphique 40.

Soulignons toutefois qu'advenant la mise en application d'un contrat d'équilibrage avec HQP, tel transport des deux côtés de la frontière qui s'appliqueraient à ce type de vente. Comme nous l'avons vu à la section 4.2.2.6, ces coûts montent à environ 12 \$/MWh.

Les prix représentés par la courbe mauve dans le Graphique 48 reflètent également les coûts de transport des deux côtés de la frontière qui s'appliqueraient à ce type de vente. Comme nous l'avons vu à la section 4.2.2.6, ces coûts montent à environ 12 \$/MWh.

**Graphique 48. Prévisions — énergie plus CER, avec importations du Québec
 (net des coûts de transport)**



Soulignons que, pour la période allant de 2014 à 2019, des importations de CER ne font qu'exacerber la chute de prix de CER qui est déjà prévue. Toutefois, après 2020, le prix des CER ne cesse de grimper, malgré les importations. (MISE À JOUR À VENIR ...)

6. Synthèse, conclusions et recommandations

Ce rapport s'oriente autour de quatre questions fondamentales :

1. Est-ce que les attributs environnementaux découlant de la production d'énergie éolienne québécoise peuvent être commercialisés ailleurs?
2. Le cas échéant, quelles sont les démarches nécessaires afin de les valoriser?
3. Quelles sont les opportunités présentées par les marchés d'exportation d'électricité et dans les marchés d'attributs environnementaux?
4. Est-ce envisageable de développer de la production d'énergie éolienne au Québec aux fins d'exportation?

La section 6.1 présente une synthèse de nos constats à l'égard de ces questions. Ensuite, la section 6.2 présente les conclusions et recommandations qui en découlent.

6.1. Synthèse

6.1.1. La valorisation des attributs environnementaux d'HQD

De par ses contrats d'approvisionnement de source éolienne, HQD devient titulaire des attributs environnementaux découlant de cette production. Lorsque HQD distribue de l'énergie éolienne à ses consommateurs, elle distribue les attributs en même temps que l'énergie. Nos factures reflètent cette composante de notre approvisionnement en électricité¹³⁵.

Contrairement à la plupart des distributeurs des juridictions qui l'entourent, HQD n'a aucune obligation législative ou réglementaire de distribuer de l'énergie éolienne à ses clients. Ainsi, elle pourrait décider de ne plus leur distribuer d'énergie éolienne, mais plutôt de leur vendre seulement les kWh produits par les parcs éoliens et de garder les attributs pour les vendre ailleurs. Pour ce faire, toutefois, elle devra au moins en avvertir sa clientèle et sans doute obtenir l'aval de sa haute direction (voire de la société Hydro-Québec) et de son organisme de réglementation, la Régie de l'énergie.

Ce faisant, est-ce qu'il existerait des débouchés rentables pour ces attributs? Selon plusieurs commentateurs, la réponse est négative. Par exemple :

- La Commission des enjeux énergétiques du Québec (« CEEQ ») écrivait :

¹³⁵ Selon une étude préparée par le Centre Hélios pour CanWEA en 2013, cette « prime éolienne » compterait pour environ 3,5 % des factures d'électricité en 2018. Si l'on corrige les calculs pour l'annulation de l'augmentation par un cent du prix du bloc patrimonial (une hypothèse de l'étude), cela donnerait une prime éolienne d'environ 4 % en 2018. Raphals, P., L'impact de l'énergie éolienne sur les tarifs d'Hydro-Québec Distribution, janvier 2013, page 69.

Même si les distributeurs des réseaux voisins ont maintenant l'obligation d'acheter de l'électricité renouvelable, les gouvernements de chaque État encouragent plutôt la production locale, ou du moins américaine. À part une exception pour un minuscule achat d'énergie éolienne négocié par HQP, la politique de nos voisins restreint considérablement la capacité du Québec d'obtenir une prime pour la nature renouvelable de l'énergie éolienne ou hydroélectrique qu'il exporte.

...

En Amérique du Nord, incluant le Québec et l'Ontario, les autorités sont réticentes à subventionner la production d'énergie renouvelable provenant de territoires voisins. Dans ce contexte, le caractère renouvelable de l'électricité québécoise n'a aucune valeur commerciale¹³⁶.

- Hydro-Québec, dans un communiqué du 2 septembre 2014, déclarait :

L'accès à ces primes à l'énergie renouvelable est très réglementé. Certains États, comme le New Hampshire et New York, excluent carrément toute production du Québec. D'autres, comme le Massachusetts, ont établi des critères techniques qui limitent l'intérêt pour une production externe. Par ailleurs, la taille du marché des certificats d'énergie renouvelable (CER) au Connecticut et dans le Maine est limitée.

Hydro-Québec connaît bien ces marchés. Loin de bouder des sources de revenus, Hydro-Québec saisit toutes les occasions de valoriser ses surplus sur les marchés externes, dans le respect des règles applicables¹³⁷.

Or, parmi nos voisins, c'est seulement l'État de New York qui exclut toute importation, tant du Québec que des autres États américains, dans son programme RPS¹³⁸. C'est en fait un développement récent, qui a su survivre à une contestation judiciaire par Hydro-Québec sur la base de la *interstate commerce clause* de la Constitution américaine seulement parce que l'acheteur principal de cette énergie est un agent de l'État, NYSERDA.

En Nouvelle-Angleterre, par contre, le RPS et le système de reconnaissance des CER qui l'accompagne sont tout à fait ouverts aux importations, tant du Québec que des autres États. Malgré le commentaire de la CEÉQ, les ventes de CER d'HQP en NA ne sont ni minuscules ni exceptionnelles. Il s'agit de toute évidence des CER découlant de trois installations éoliennes dont la production est achetée par HQP : Mont Miller, Mont Copper et ceux du TechnoCentre éolien. Cette énergie éolienne est livrée au marché de la NA selon les règles en place, et les CER qui en résultent comptent pour environ 5 % du RPS de la NA, pour les dernières années.

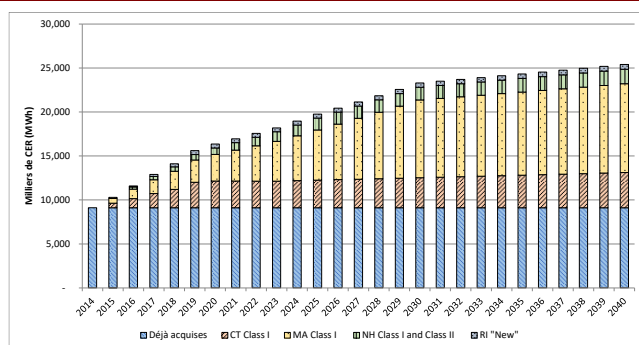
¹³⁶ Commission sur les enjeux énergétique du Québec, *Maîtriser notre avenir énergétique*, 2014, pages 178 et 181.

¹³⁷ Hydro-Québec, Communiqué de presse : L'exportation d'énergie éolienne : Hydro-Québec rétablit les faits, 2 septembre 2014, nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/629/l'exportation-d'energie-eolienne-hydro-quebec-retablit-les-faits/.

¹³⁸ L'affirmation d'Hydro-Québec que le New Hampshire exclut les importations de CER est inexact. Le RPS du NH, comme les autres États de la région, permet les importations de CER des régions avoisinantes dans la mesure où l'énergie est réellement fournie aux consommateurs de NA.
www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=NH09R&re=1&ee=1.

Toutefois, le nombre de CER requis par les RPS de la NA augmente d'année en année, et devra doubler d'ici 2023, tel qu'on l'a vu au Graphique 19, reproduit ici. Rien n'empêche que les CER du Québec puissent contribuer à combler cette demande croissante.

Graphique 19. Exigences annuelles de CER en NA¹³⁹



Ainsi, quelles sont les conditions nécessaires pour permettre cela? Il y a trois conditions à remplir pour qu'un CER puisse être créé :

1. Le parc éolien doit être dûment enregistré par un participant au marché de la NA dans le *Generation Information System* (GIS) de la NA. Il s'agit d'une démarche simple, mais nécessaire;
2. L'énergie doit être livrée physiquement en NA, dans l'heure où elle est produite;
3. Le vendeur doit attester que l'attribut environnemental associé à cette énergie n'a pas été retiré, vendu ou autrement comptabilisé ailleurs.

En principe, ce CER peut être vendu soit par HQD ou par HQP¹⁴⁰. Toutefois, les arrangements et ajustements requis pour répondre aux critères 2 et 3 seraient différents dans l'un ou l'autre des cas.

Étant donné que c'est HQD qui achète l'énergie éolienne, il serait plus normal que ce soit cette dernière qui vende les attributs. Ayant réalisé les gestes réglementaires décrits précédemment, elle

¹³⁹ Source : La Capra Associates, basé sur la 2014 CELT Load Forecast.

¹⁴⁰ Cette distinction n'a aucune importance du côté de la NA, parce qu'il s'agit toujours de la même personne morale, Hydro-Québec. Toutefois, elle est de grande importance ici, dans le contexte de la fixation des tarifs d'HQD par la Régie de l'énergie.

pourrait attester du fait que ces attributs n'ont pas été retirés ailleurs. Toutefois, afin de pouvoir assurer que l'énergie est physiquement livrée en NA dans l'heure où elle est produite, HQD aurait à suivre la production horaire des parcs éoliens, ce qu'elle ne fait pas actuellement. De plus, elle devrait s'équiper pour programmer ses ventes d'énergie en fonction des capacités de transport disponibles des deux côtés de la frontière. Ce sont donc plusieurs barrières à franchir.

Pour HQP, par contre, la démarche serait très simple. Elle reçoit déjà la production des parcs éoliens en vertu du contrat d'équilibrage. Elle vend déjà des quantités importantes d'électricité en NA; la seule question demeure la proportion déclarée d'énergie éolienne. Tout ce qui lui manque afin de pouvoir créer des CER pour cette production est l'attestation d'HQD.

Avec une telle attestation, HQD perdrait la possibilité de vendre les CER ailleurs, et elle créerait de la valeur réelle pour HQP. Elle devrait donc évidemment être compensée par HQP, en vertu d'une entente à développer entre les deux divisions.

Plusieurs éléments doivent être considérés afin d'établir les modalités d'une telle entente. Il sera impossible de connaître à l'avance ni la quantité de CER qui seront ultimement vendus en NA ni leur prix. HQP aurait à utiliser ses capacités de courtage afin de choisir la bonne quantité de CER à mettre en vente, quand et à quel prix, afin d'en maximiser les revenus. De plus, l'entrée sur le marché de ces CER pourrait avoir un effet négatif sur le prix des CER qu'HQP vend déjà, pour lequel elle voudra sans doute être compensée. L'entente devrait donc prévoir une formule équitable pour le partage des revenus.

Le support du gouvernement serait évidemment souhaitable, sans quoi il est loin d'être évident qu'HQP participerait à une telle entente. Toutefois, aucune modification législative ne serait requise pour la mettre en oeuvre.

6.1.2. Les perspectives des marchés d'exportation

6.1.2.1. *Les marchés d'électricité et de gaz naturel*

Les exportations d'électricité comptent depuis des décennies pour une partie importante des revenus d'Hydro-Québec. Avec l'expansion importante du surplus (« marge de manœuvre ») d'HQP dans les dernières années et celles à venir, la question est d'autant plus importante.

L'arrivée soudaine des gaz de schiste aux États-Unis depuis quelques années a radicalement modifié les marchés de gaz et d'électricité. En 2007, au moment de l'approbation du projet La Romaine, Hydro-Québec prévoyait des prix moyens au MassHub de plus de 10 ¢/kWh en

2020¹⁴¹. Plus récemment, les prévisions pour le même horizon temporel sont plutôt autour de 5 ¢/kWh.

Par ailleurs, depuis 2013, on entend dire que les prix d'électricité dans le nord-est montent de façon importante. Or, qu'en est-il vraiment? Est-ce que ces prix élevés des hivers 2013 et 2014 signifient déjà le retour du pendule et que les prévisions des dernières années étaient en réalité trop pessimistes?

Dans la section 6 de ce rapport, nous avons exploré cette question en détail. À la section 6.1, nous avons examiné les prix horaires des années récentes en NA ainsi que les prévisions préparées par La Capra, basées sur une modélisation horaire pour les vingt prochaines années. À la section 6.2, nous avons exploré les prévisions des prix du gaz naturel, tant nationales que régionales, et nous avons regardé en détail la congestion régionale qui a créé ces pics de prix ainsi que les efforts en cours pour l'éliminer.

Finalement, à la section 6.3, nous avons exploré le marché des CER en Nouvelle-Angleterre, tant son comportement historique que les prix prévisionnels.

Cet exercice mène à certains constats surprenants.

Quoiqu'il est vrai que les prix moyens ont beaucoup augmenté depuis 2012, en réalité cette augmentation est limitée à un nombre restreint d'heures chaque année. Pour les autres heures de l'année, les prix demeurent souvent aussi bas qu'ils étaient dans les années antérieures.

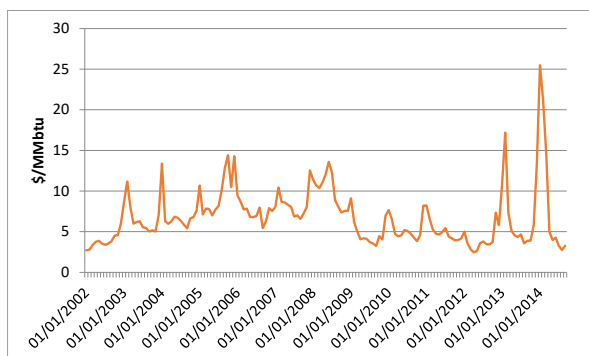
Ces heures de haut prix sont généralement les heures de plus haute demande, et donc — étant donné le rôle important du gaz naturel dans le parc de production d'électricité dans la région — aussi les heures de plus haute demande en gaz naturel. La compréhension du comportement du marché d'électricité est intimement liée à celle du comportement du marché du gaz.

Dans la région, le prix du gaz a vu d'importants pics hivernaux dans les deux dernières années, comme on l'a vu au **Graphique 38**¹⁴². Toutefois, ces pics ne reflètent aucunement les prix nationaux du gaz. Ils sont plutôt la conséquence d'un manque de capacité de livraison dans la région de la Nouvelle-Angleterre, manque qui est exacerbé par la croissance importante de la demande pour ce combustible qui découle évidemment de la chute de son prix.

¹⁴¹ Hydro-Québec, Étude d'impact, Complexe Hydroélectrique La Romaine, vol. 1, pages 2-16.

¹⁴² Pour faciliter la lecture, nous reproduisons ces graphiques dans cette section.

Graphique 40. Prix historiques du gaz naturel livré en NA (Algonquin City Gate) (moyennes mensuelles)

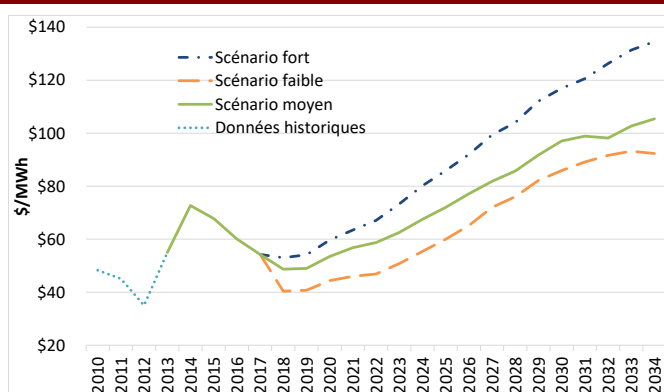


C'est donc la congestion dans le réseau gazier de la NA qui a mené à des pics du prix d'électricité pour ces deux hivers. Si la capacité du réseau gazier augmente suffisamment, ces pics diminueront, voir disparaîtront, dans les années à venir.

Il y a effectivement un grand nombre de projets d'expansion du réseau gazier de la NA déjà engagés, dont quelques-uns déjà en construction. Selon les analystes de La Capra, ces ajouts sur le réseau gazier seront suffisants pour réduire, voire éliminer cet effet d'ici 2018.

Les prévisions du prix de l'électricité en NA de La Capra reflètent donc cet effet. Comme nous l'avons vu au Graphique 34, une baisse importante du prix moyen est prévue d'ici 2018, avant de revoir une augmentation constante mais légère, soit d'environ 1,5 % par année en termes réels.

Graphique 34. Prévisions du prix horaire de l'électricité en NA

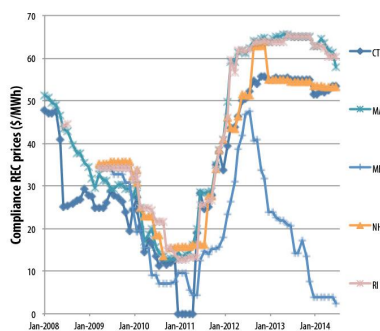


(MISE À JOUR À VENIR ...)

6.1.2.2. *Le marché des CER*

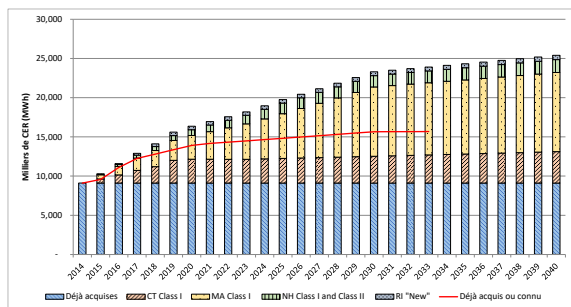
Le marché des CER en NA est très différent des marchés d'électricité et de gaz. Il s'agit d'un marché non structuré avec peu d'acteurs et peu de liquidité. Il démontre aussi une très grande volatilité : depuis six ans, les prix ont varié entre zéro et le prix maximal d'environ 60 \$, tel que l'indique le Graphique 21.

Graphique 21. Prix historique des CER¹⁴³



Pour les années à venir, la quantité de CER requis augmentera de façon importante. Toutefois, les distributeurs visés ont déjà acquis une certaine partie de cette croissance, et des projets pouvant répondre à une partie du reste sont aussi connus. La partie des besoins en CER qui fait l'objet d'une concurrence potentielle est donc relativement faible, tel que l'indique le Graphique 39.

Graphique 43. Exigences annuelles de CER en NA



Pour toutes ces raisons, toute prévision des prix de ce marché comporte un degré important d'incertitude. Malgré ces contraintes, La Capra veille sur l'évolution de l'offre et de la demande de ce marché, et produit des prévisions de prix, qui sont présentées au .

(MISE À JOUR À VENIR ...)

¹⁴³ U.S. Dept. of Energy, [apps3.eere.energy.gov/greenpower/markets/certificates.shtml?page=5](https://www.eere.energy.gov/greenpower/markets/certificates.shtml?page=5).

On remarque un effet marqué à la baisse sur les prix, notamment de la première tranche de 300 MW en 2018. Introduire cette importation plus tôt aurait un effet encore plus important.

Cet effet s'explique par le fait que les besoins additionnels en CER, au-delà des ressources renouvelables déjà en place et de ceux qui sont déjà connus, sont minces. Comme on peut le voir au Graphique 49, plus des trois quarts des nouvelles ressources renouvelables requises entre 2016 et 2018 sont déjà connues, laissant très peu de place pour des sources additionnelles québécoises.

Dans ce sens, il est dommage que les gestes requis afin de valoriser les attributs de la production éolienne déjà en place au Québec n'aient pas été entrepris auparavant. Ainsi, le Québec aurait pu bénéficier de la pénurie des ressources reflétée dans les prix élevés depuis 2012.

Il importe toutefois de répéter encore une fois le haut niveau d'incertitude qui accompagne ces prévisions. Une partie de cette incertitude concerne les projets « connus ». Quoiqu'un projet doit être officiellement « en construction » avant que La Capra le considère comme « connu », il y a encore une grande marge de flexibilité, voire d'erreur. L'exemple le plus important est le projet Cape Wind, originellement conçu pour 470 MW, mais maintenant modélisé à 360 MW, pour des raisons contractuelles. Ainsi, la liste de projets « connus » est en évolution constante.

À cette incertitude s'ajoute celle venant de la nature de ce marché. Non structuré, il est en fait un marché hors cote ou de gré à gré, composé uniquement de transactions bilatérales, avec très peu de transparence et de liquidité. Des surprises sont donc attendues.

(MISE À JOUR À VENIR ...)

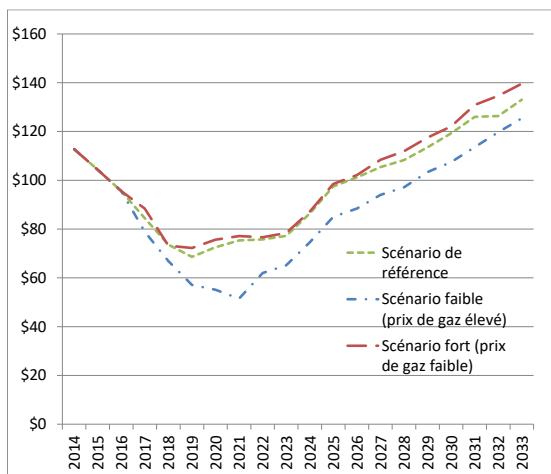
Il est clair que, selon les prévisions présentées ici, le marché des CER de la NA ne peut absorber les attributs de l'ensemble de l'énergie éolienne produite au Québec. Toutefois, avec la volatilité de ce marché, on peut s'attendre à des événements imprévus. Heureusement, Hydro-Québec a l'avantage d'une très grande flexibilité, en termes du nombre de CER qu'elle peut offrir au marché dans chaque période.

Les revenus se mesurent probablement plus dans les dizaines que dans les centaines de millions de dollars, du moins dans un proche avenir. Il s'agit néanmoins d'une nouvelle source de revenus qui, étant donné la pression tarifaire des dernières années, serait sans doute la bienvenue. L'exportation directe de l'énergie éolienne

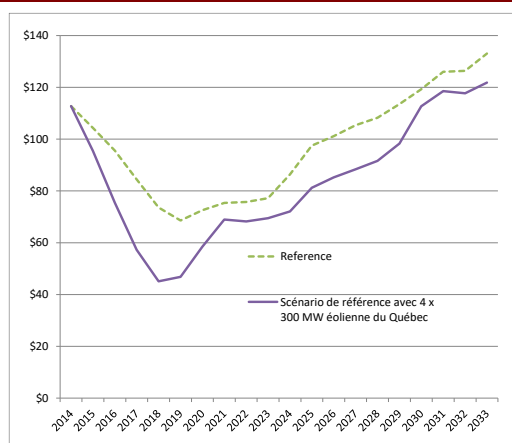
Le focus de notre étude était la valorisation des attributs environnementaux découlant de la production éolienne achetée par HQ Distribution. Toutefois, la possibilité existe, au moins théoriquement, que des installations éoliennes soient construites aux fins d'exportation, soit en fonction d'un contrat à long terme avec un distributeur hors Québec, soit afin de vendre l'énergie dans les marchés de court terme (*merchant plants*).

Dans un tel cas, le promoteur touchera les revenus tant de l'énergie que des CER. Étant donné que, selon la théorie économique, le prix du CER varie inversement au prix de l'énergie, ce produit combiné aura moins de volatilité que les CER comme tels. Les prévisions de ce prix combiné se trouvent au .

Graphique 47. Prévisions — énergie plus CER (net des coûts de transport)



**Graphique 48. Prévisions — énergie plus CER, avec importations du Québec
(net des coûts de transport)**



(MISE À JOUR À VENIR ...)

Clairement, ces prix sont peu intéressants pour les années 2016 à 2020. Toutefois, à partir du début de la prochaine décennie, ils commencent une croissance non négligeable.

La difficulté la plus grande à laquelle fera face un promoteur voulant vendre directement à la NA sera la disponibilité de transport. Nous avons constaté qu'il n'y a pas de capacité ferme disponible sur que les interconnexions principales vers la NA, et que celles-ci sont, depuis quelques années, utilisées à un très grand pourcentage de leur capacité.

Toutefois, nous avons élaboré une forme de contrat d'équilibrage que pourrait offrir HQP, si la volonté publique et politique étaient présentes. Il s'agit d'un type de contrat d'équilibrage très différent de celui en vigueur entre HQP et HQD. Le but ne serait pas d'égaliser les livraisons, mais plutôt de les reporter en cas d'indisponibilité de transport. Ainsi, le promoteur perdrait le bénéfice de certaines ventes en pointe, mais, par contre, serait assuré de pouvoir toujours vendre son énergie, et ses CER.

Il est loin d'être évident qu'un tel scénario serait intéressant pour les promoteurs, les régions d'accueil de projets ou les autorités. Toutefois, dans un contexte où les achats futurs d'énergie éolienne par Hydro-Québec sont souvent remis en question, il est peut-être utile de garder cette option en tête.

Évidemment, dans la mesure où HQP acheter cette nouvelle production éolienne pour la revendre en NA, ce problème de transport disparaîtrait.

6.2. Conclusions et recommandations

De tout ce qui précède, nous aimerions souligner les conclusions suivantes :

- **Au sujet de la vente des attributs environnementaux des parcs éoliens en place.** Il est bel et bien possible de valoriser le parc éolien sous contrat d'HQ Distribution (HQD) en vendant des CER dans le marché de la NA, et ce, malgré certaines affirmations d'Hydro-Québec stipulant le contraire. Toutefois, pour ce faire, certaines démarches seraient nécessaires.

Quoiqu'il serait, en théorie, possible pour HQD de vendre directement, nous croyons qu'il serait plus logique de confier cette tâche à HQP. Pour cela, il serait nécessaire de négocier un contrat entre les deux divisions par le biais duquel HQD vend les attributs environnementaux associés à cette production éolienne à HQP. Ce faisant, HQD cessera de distribuer de l'énergie éolienne à ces clients. Pour ce faire, elle devra requérir l'approbation de la haute direction d'Hydro-Québec et de Régie de l'énergie.

Dans la mesure où HQD désire tirer avantage de l'occasion qui représente le marché des CER en NA, elle devrait entamer ces démarches dès maintenant.

- **Le marché de CER de la NA est néanmoins fragile.** Ce marché n'est ni grand ni liquide ni transparent. Les prix y sont très volatiles. Ainsi les prévisions comportent un grand niveau d'incertitude.

Cela dit, il ressort de notre analyse que la quantité d'énergie éolienne installée au Québec est suffisamment grande pour que la vente de CER québécois en trop grande quantité risque d'avoir un important effet baissier sur les prix ayant cours sur ce marché. Il y donc a des limites à ce qu'on peut attendre de ce marché, en termes de revenus additionnels.

- C'est la congestion du réseau gazier pendant les heures de pointe en NA qui porte la plus grande part de responsabilité des pics de prix observés au cours des dernières années. Selon nos recherches, des projets importants d'expansion du réseau gazier qui alimente la NA sont déjà en réalisation. Ainsi, il est prévu que ces pics disparaîtront graduellement au cours des prochaines années. Incidemment, il est prévu que les augmentations des prix moyens observées dans les dernières années disparaîtront .

Toutefois, dans le domaine des prévisions économiques, rien n'est certain. Il est donc important de continuer à suivre les marchés d'exportation, tant de l'énergie que des CER, et d'ajuster les politiques d'exportation en fonction de leurs évolutions réelles