



**Hydro
Québec**

Institut de recherche

Rapport

IREQ-2016-0059

Bilan de l'intégration de l'éolien au système électrique
québécois à la fin 2015

Niveau de confidentialité : Public

Mai 2016

Institut de Recherche d'Hydro-Québec

1800 boul. Lionel-Boulet, Varennes (Québec) Canada J3X 1S1

Bilan de l'intégration de l'éolien au système électrique québécois à la fin 2015

Niveau de confidentialité : Public

Coordonnateur et auteur principal :  Alain Forcione

Collaborateur(s) : Slavica Antic, Noël Aubut, Frédéric Aucoin, Sylvain Bastien, Julien Choissard, Vincent Lachapelle, Gaétan Lantagne, Dominic Marchand, Francis Monette, Yannick Scully, Abdelhakim Sennoun

Approuvé par :


Jérôme Gosset
Directeur Principal
Institut de recherche d'Hydro-Québec

Entériné par :

Hydro-Québec Distribution

*Signatures numérisées du 31 mai 2016 d'**Hani Zayat**, Directeur Approvisionnement en électricité, et **Hervé Lamarre**, Directeur Principal Clientèle d'affaires & réglementation, représentant le Distributeur, disponibles sur demande.*

Hydro-Québec TransÉnergie

*Signature numérisée et datée du 13 juin 2016 de **Jean-Pierre Giroux**, Directeur Planification, représentant le Transporteur, disponible sur demande.*

Contribution :

Hydro-Québec Production a contribué à la rédaction de ce rapport.

Chapitre 3 : L'intégration au système d'Hydro-Québec

NOTE : Les chapitres précédents sont d'ordre historique, commercial, environnemental, etc., et résument les résultats de divers processus souvent externes à Hydro-Québec, sans entrer dans le détail des analyses les soutenant. Bien que l'objectif du présent chapitre de résumer l'aspect « intégration au système » selon une approche de vulgarisation soit sous-jacent, le texte est ici nécessairement d'ordre plus technique. À cet effet, il est important de mentionner la possible confusion entre la notion d'intégration au réseau (1) et celle d'intégration au système (2). La première s'attache pour le Transporteur aux processus de raccordement des centrales et de gestion en temps réel du réseau électrique visant toujours et strictement le maintien de la sécurité et de la fiabilité de ce dernier. La discussion qui suit s'attache à l'intégration au système, une vision plus large et transversale de l'ensemble des processus de gestion de toutes les parties prenantes à Hydro-Québec, de la planification à très long terme des approvisionnements à l'exploitation des centrales hydroélectriques et à la conduite du réseau en temps réel. Les concepts qui suivent seraient en partie présentés différemment sous la loupe stricte du Transporteur.

D'autre part, bien que le présent bilan porte principalement sur le programme éolien dont découlent les approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur, la production éolienne totale incluant celle des 208 MW sous contrat avec le Producteur est ici généralement incluse, lorsque l'impact global de l'éolien doit être pris en compte. Lorsqu'aucune référence n'est donnée à des compilations de résultats d'exploitation, il s'agit d'analyses basées sur des données réelles, par exemple de productions horaires, dont le détail est confidentiel.

.....

Globalement, l'objectif de gestion d'un système électrique est de supporter la demande de façon fiable et sécuritaire, de la prochaine seconde à plusieurs décennies en avant, et de le faire le plus efficacement possible, autant en termes économiques que d'utilisation de ressources. Lorsqu'est envisagée l'intégration d'une nouvelle source de production, tous ces aspects sont affectés. Afin d'en évaluer les impacts, il est d'abord nécessaire de bien définir le « terrain de jeu » : notions de fiabilité/sécurité et efficacité, particularités distinctives de la filière et son comportement vu par le reste du système. On procède ensuite à l'intégration au système en trois grandes étapes :

- A. **La planification long terme** : L'évolution attendue des besoins plusieurs années, voire décennies, d'avance est établie, et des engagements conséquents sont pris entre le Distributeur, responsable de répondre à ces besoins, les producteurs d'électricité⁵⁸ et le Transporteur qui, tous ensemble, garantiront la sécurité de ces approvisionnements autant en termes d'énergie que de puissance, sur l'horizon planifié. À cette étape, la participation individuelle de chaque ressource à cette sécurité d'approvisionnement (l'adéquation du système : sa fiabilité long terme), doit être rigoureusement établie pour la durée des engagements contractuels. Le plan d'approvisionnement du Distributeur et le processus de désignation des ressources⁵⁹ s'attachent entièrement à ce processus ;

⁵⁸ Il est important de mentionner que l'évolution technologique permet maintenant d'inclure ici comme « producteur » les moyens de gestion de la demande à hauteur de ce que nous pouvons garantir d'en tirer.

⁵⁹ Le processus de désignation vise à fournir l'information permettant au Transporteur de planifier son réseau de manière à répondre adéquatement aux besoins du Distributeur.

- B. **Le raccordement au réseau** : On « branche » physiquement au réseau électrique les nouveaux équipements en garantissant que les impacts de ceux-ci sur le système électrique, et vice versa, sont pris en compte dans la solution de raccordement afin de permettre une exploitation fiable et efficace de l'ensemble ;
- C. **L'exploitation** : On exploite le système avec ces nouvelles productions, garantissant la sécurité opérationnelle du réseau (sa fiabilité court terme) tout en optimisant l'utilisation globale de toutes les ressources, en tout temps.

3.1 Définir le terrain de jeu

3.1.1 Notions de sécurité, fiabilité et risques vs efficacité et rendement

D'entrée de jeu, comme pour n'importe quel système complexe, la fiabilité absolue du système électrique, sans possibilité de défaillance, est simplement impossible à garantir que ce soit pour les prochaines secondes ou plusieurs décennies d'avance. Un moyen de production peut par exemple devenir soudainement indisponible ou offrir une performance inadéquate ou un équipement de transport peut défaillir. La question générale est de savoir à quel niveau de précision peuvent être prévus ces événements, et dans quelle proportion, ou « niveau de fiabilité », le système doit pouvoir y survivre en fonction de sa capacité d'adaptation propre, sa « flexibilité », admettant ainsi que, bien que très rarement, le système sera parfois incapable d'y arriver.

Au niveau de fiabilité visé s'attachent des notions sociales et économiques : par exemple, « perdre » le système électrique entièrement ou en partie, ou provoquer la perte des échanges sur les interconnexions avec les réseaux voisins s'avère très coûteux. Pour minimiser ces événements et maintenir le niveau élevé de fiabilité de son réseau, Hydro-Québec investit donc adéquatement, comme elle l'a fait par exemple de façon importante lors de l'ajout récent d'équipements de compensation série. Or, pour atteindre un niveau de fiabilité supérieur, on pourrait investir encore davantage. Et à une augmentation de fiabilité s'attache souvent une augmentation de pertes ou une moindre utilisation de ressources gardées en réserve « *au cas où* »⁶⁰. À l'extrême, le fait de créer deux systèmes électriques en parallèle, desservant les mêmes consommateurs sur le même territoire, entraînerait par redondance un niveau de fiabilité extrêmement élevé... à un coût astronomique. Un consensus doit donc d'abord être établi quant au niveau de fiabilité socioéconomiquement « acceptable ».

Compte tenu de l'interdépendance entre les différents systèmes électriques interconnectés entre eux, une approche d'ordre continental est appropriée pour ce faire. Cela s'applique au réseau québécois, bien que certaines spécificités importantes découlent du fait qu'il ne soit pas électriquement synchrone avec ses voisins⁶¹. En Amérique du Nord, l'organisme coordonnant et encadrant la planification et la gestion de la fiabilité du réseau électrique et l'évolution des normes est la *North American Electric Reliability Council* (NERC)⁶². Face à l'augmentation rapide des

⁶⁰ Une différence centrale entre les notions d'intégration au « réseau » et au « système » : la fiabilité sera toujours garantie par le coordonnateur de la fiabilité (HQT), à la limite « à tout prix » bien qu'il vise à le faire efficacement autant que possible. Mais les ressources mises en réserve ont une valeur.

⁶¹ Le réseau québécois est l'une des quatre interconnexions en Amérique du Nord. Le lecteur intéressé pourra consulter www.hydroquebec.com/transenergie/fiabilite/modele.html

⁶² Le représentant régional de la NERC est le *Northeast Power Coordinating Council* (NPCC), dont Hydro-Québec est membre. Tel que mentionné au chapitre I, sous entente avec ses vis-à-vis américains, la Régie de l'énergie du Québec se voit déléguée la responsabilité

sources de production éolienne et solaire dans les réseaux, au cours des dernières années, la NERC s'est en particulier penchée sur l'impact de l'intégration de ces nouvelles productions variables, et émis des recommandations conséquentes [78]. Il est d'intérêt de noter qu'à l'égard des moyens visant le maintien de la fiabilité du réseau en présence de production éolienne, Hydro-Québec a été un précurseur. Dès le premier appel d'offres, le Transporteur a par exemple émis des exigences de raccordement spécifiques à cette filière. Ces exigences ont à leur tour influencé l'évolution des pratiques et des normes.

Dans tous les cas, après qu'à tous les horizons futurs - de la prochaine seconde à plusieurs décennies en avant - soient prescrits les niveaux de fiabilité à maintenir, chaque système sera donc étudié dans son contexte :

1. Dans un premier temps seront identifiés, pour chaque horizon de gestion, des prochaines secondes à plusieurs années en avant, tous les événements à impacts majeurs possibles, mais considérés pratiquement imprévisibles, et auxquels le système ne pourrait pas, sans une robustesse intrinsèque, s'adapter « en temps réel » : par exemple la perte inopinée d'un transformateur, qui constitue un événement réseau, ou encore une situation de faible hydraulité⁶³ sur une longue période. Des réserves court et long termes seront allouées de sorte à couvrir un éventail de menaces à hauteur des niveaux de fiabilité attendus. À cet effet, pour la planification à long terme, Hydro-Québec définit la réserve hydraulique⁶⁴ et, pour l'exploitation à court terme, les réserves 10 minutes, 30 minutes et de stabilité.
2. Dans un second temps, quant aux variations du besoin qui sont rapides, mais suffisamment prévisibles pour que le système puisse s'y adapter et maintenir la qualité d'alimentation en temps réel grâce à sa flexibilité, des services complémentaires seront mis en place en fonction des caractérisations de la production et de la demande. Sans être strictement des réserves de fiabilité, ces services permettront de toujours garantir la fiabilité de la façon la plus efficace possible. À Hydro-Québec, les services de réglage de la production (suivi de charge) et de régulation de fréquence répondent à ce besoin.
3. Enfin, les prévisions n'étant pas parfaites, chaque système mettra en place des moyens pour gérer le risque d'engagement des marges résiduelles disponibles s'attachant à ces aléas, un risque économique et, en situation de forte demande interne, de fiabilité: le coût de devoir annuler ou prendre des engagements de marché à court terme à cause d'erreurs de prévision, et donc hors des stratégies commerciales, est élevé. De même, un coût s'attache aux écarts de rendement imposés à la production « classique » (hydroélectrique au Québec) et aux arrêts et démarrages additionnels de groupes requis pour éviter d'avoir recours à ces moyens. Enfin, à la pointe l'insuffisance de réserves causée par une erreur de prévision peut également compromettre la fiabilité. À cet effet, Hydro-Québec utilise la notion de provisions pour aléas.

d'assurer le suivi local de l'application des normes. Exemple de critère, en Amérique du Nord les niveaux de fiabilité en puissance recherchés limitent les taux de délestage d'une charge régulière à une journée par dix ans ou 0,1 jour (2,4 heures) par année.

⁶³ « Pour un cours d'eau ou un barrage, l'hydraulicité est le rapport de son débit mensuel (ou annuel) comparé à sa moyenne interannuelle. Cette mesure permet de comparer simplement le débit du cours d'eau à une année normale » (source : Wikipédia)

⁶⁴ Au Québec les niveaux de fiabilité long terme en énergie, approuvés par la Régie de l'énergie [79], satisfont « un scénario des besoins qui se situe à un écart type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par année ». Cela résulte entre autres au maintien par le Producteur d'une réserve énergétique suffisante pour combler un éventuel déficit d'apport en eau (hydraulicité) de 64 TWh deux années consécutives ou de 98 TWh sur quatre années consécutives, avec suivi par la Régie de l'énergie.

À hauteur de la fiabilité attendue, l'offre disponible dépassera ainsi en tout temps le besoin additionné des réserves d'exploitation et des provisions pour aléas. En contrepartie, le système disposera généralement de marges de manœuvre résiduelles dont les producteurs pourront disposer, par exemple en les engageant sur les marchés voisins en gérant leur risque économique. Face à une telle problématique d'interdépendance et de corrélations complexes, un aspect sous-jacent important sera de bien estimer le réel besoin de provisions pour ne jamais les sous-évaluer, mais sans imposer au système une coûteuse redondance excessive. La Figure 19 résume ces éléments et leurs liens⁶⁵.

Sous cet éclairage, au Québec, l'entité responsable des approvisionnements électriques, Hydro-Québec Distribution, doit s'assurer de la disponibilité des moyens pour assurer la fiabilité, sous l'encadrement du « coordonnateur de la fiabilité », le Transporteur. C'est le Producteur qui fournit ce service au Distributeur. Depuis 2005, l'« Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial » encadre le processus [80]⁶⁶.

À cause de ses particularités distinctives, la production éolienne affecte plusieurs de ces aspects, ce qui doit être pris en compte. À cet égard, son éventuel impact sur l'entente mentionnée ci-dessus a été évalué en 2009 et 2010. De plus, tel que les décrets éoliens le stipulaient, cette entente a été complétée dès 2005 par l'« Entente d'intégration éolienne » [82]. Cette dernière maintenant échue, le Distributeur est actuellement en processus d'appel d'offres compétitif visant un nouveau service d'intégration éolienne reconduisant l'essentiel des principes de la première entente [83].⁶⁷

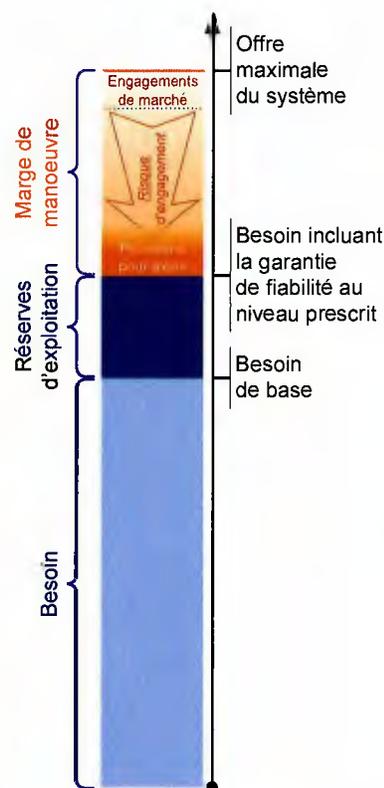


Figure 19 Besoin, réserves, offre et marges à un horizon donné

3.1.2 Particularités distinctives de la production éolienne

Partageant plusieurs caractéristiques avec les autres moyens de production renouvelable, tributaires des aléas environnementaux, la production éolienne se distingue globalement par les éléments suivants pouvant affecter les notions précédentes :

- Quant à l'horizon long terme, la production mensuelle, annuelle ou pluriannuelle d'énergie variera autour d'une moyenne au gré des régimes météorologiques et climatiques : Une notion d'« éolité » similaire à celle d'hydraulicité.

⁶⁵ Cette figure s'applique à la planification de l'exploitation ou à long terme. Elle ne s'applique pas à la conception de réseau.

⁶⁶ Une entente sur les services complémentaires a ultérieurement précisé les services fournissant la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial [81]

⁶⁷ Au moment du dépôt du présent bilan, le processus d'appel d'offres et d'évaluation des soumissions est complété. Le 15 mars 2016, le Distributeur a déposé à la Régie de l'énergie une demande d'approbation du contrat de service d'intégration éolienne. Voir publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=367&phase=1&Provenance=B

- Quant à leur raccordement au réseau, les génératrices éoliennes modernes ne sont pas, pour la majorité, synchronisées au réseau électrique : selon leur classe de technologie, la puissance produite transite entièrement, ou partiellement, par l'intermédiaire de convertisseurs CC-CA⁶⁸.
 - Cela permet d'augmenter l'efficacité d'extraction de l'énergie du vent et de contrôler finement le comportement des machines, ouvrant même la porte à leur utilisation en support du réseau, pour certains aspects. En contrepartie, cela les rend peu aptes pour d'autres services de support au réseau offerts d'emblée par les productions « traditionnelles ».
- Quant à l'exploitation à court terme, la production varie au gré du vent⁶⁹, de 0 % à 100 % de la puissance maximale d'une turbine individuelle, la probabilité d'occurrence des extrêmes et la rapidité des fluctuations diminuant avec un nombre et une dispersion géographique grandissants d'éoliennes⁷⁰.
 - Il n'y a pas de possibilité de stocker son apport naturel, le vent, qui est cependant gratuit.
 - Elle n'est donc pas strictement modulable : on peut plafonner la puissance produite, provoquant alors un « déversement éolien », mais sans jamais pouvoir aller au-delà de ce que le vent instantané permet⁷¹.
 - Sous certaines conditions de grand froid, de vent excessif ou d'accumulation de givre et de glace, la production doit s'arrêter afin de protéger les infrastructures de production⁷².

3.1.3 L'éolien vu par le reste du système électrique

Au global, pour l'exploitation du système électrique, à la production éolienne s'attache donc une source additionnelle de variabilité et, en fonction de la précision et de l'erreur sur sa prévision, d'incertitude. Il est donc utile d'aborder son intégration en s'arrêtant à ce nouveau « signal » tel qu'il est perçu par le reste du système électrique.

3.1.3.1 La demande nette

Sur un horizon plurimensuel ou annuel, la production éolienne se comporte de façon semblable à la production hydroélectrique : elle génère un volume d'énergie variant autour d'une moyenne à long terme. En contrepartie, entre les prochaines minutes et les prochains jours les fluctuations éoliennes surviennent dans des horizons de temps et à des fréquences similaires à ceux de la demande électrique. Ces variations des deux « signaux » dépendent des aléas environnementaux et sont par le fait même corrélées, et les outils à la base de leur prévision sont les mêmes. À bien des égards, pour le reste du système électrique, dans l'horizon du temps réel à quelques jours

⁶⁸ Convertissant un courant continu (CC) en courant alternatif (CA)

⁶⁹ À partir d'une vitesse dite d'amorçage, généralement autour de 3 ou 4 m/s, jusqu'à l'atteinte de la puissance maximale de conception, la production est fonction du cube de la vitesse du vent

⁷⁰ La variabilité de la production éolienne s'attache directement à celle du vent, un flux régulier et continu. À ce titre la production éolienne est variable mais aucunement intermittente contrairement à une notion largement véhiculée. Les systèmes de contrôle modernes permettent même maintenant de contrôler le processus d'arrêt des turbines, anciennement instantanés et automatiques, à l'atteinte de limites d'exploitation telles les trop forts vents ou les basses températures. La pluie est, par exemple, un phénomène météorologique intermittent : il pleut, il ne pleut pas, elle s'arrête et reprend par intervalles, et de façon relativement chaotique.

⁷¹ Sauf momentanément, afin de procurer une réponse inertielle virtuelle d'une durée de quelques secondes

⁷² Les manufacturiers conçoivent leurs turbines en recherche d'un équilibre entre le coût additionnel de l'équipement pour produire à plus basse température et l'espérance de revenu de vente d'énergie dans ces conditions et offrent des options pour « climat froid ». Dans ses appels d'offres, le Distributeur exigeait qu'elles produisent jusqu'à -30°C. Les turbines québécoises sont donc spécialement équipées pour affronter les basses températures. Certains manufacturiers, par exemple Enercon, permettent maintenant que les arrêts de production (fort vent, froid) se fassent graduellement, ce qui favorise grandement leur intégration fiable et efficace au réseau.

d'avance, la production éolienne se comporte donc comme une « demande négative ». En conséquence, pour plusieurs aspects de l'intégration de la production éolienne, il est très utile de référer à la notion de « demande nette », la réelle demande moins la production éolienne, à laquelle doivent faire face les moyens de production modulables et flexibles. Sous cet éclairage, l'impact de la production éolienne s'attache donc à la modification qu'elle apporte à la variabilité et à la prévisibilité de la demande nette. Il est important de noter que pour certains aspects de gestion du réseau, tout comme pour la demande seule, la demande nette régionale ou locale peut être d'importance. Cette question n'est que très brièvement abordée dans le présent bilan, mais son analyse serait de grand intérêt.

3.1.3.2 La variabilité à court terme

Mis à part un éventuel plafonnement ponctuel et contrôlé, la production éolienne et la demande nette résultante varient au gré des fluctuations du vent et autres conditions météorologiques. L'historique récent permet d'observer l'ampleur de ces variations, ou « rampes », auxquelles le système doit s'adapter.

Les graphiques des pages suivantes résument cette variabilité à l'horizon horaire et sur quatre heures, agrégée de 2008 à 2015 et pour 2015 seulement. Dans tous les cas, la production éolienne totale, incluant celle sous contrat avec le Producteur, est incluse. L'écart-type des variations est utilisé pour quantifier l'amplitude de la variabilité⁷³. Dans tous les cas, il faut cependant noter que la distribution des variations ne suit pas une loi normale. On observe d'ailleurs cette différence à tous les graphiques. En particulier, les faibles augmentations de production éolienne sont, relativement à une distribution normale, plus fréquentes que les plus fortes hausses. Le profil journalier de la demande électrique modifie également de façon importante les distributions de fluctuations, phénomène très visible aux quatre heures.

La Figure 20 présente d'abord la variabilité de l'éolien seul qui, bien qu'elle augmente en mégawatts absolus avec l'augmentation de la puissance installée, tend à diminuer en pourcentage de celle-ci. Ce phénomène est attendu compte tenu de l'augmentation de la dispersion géographique des turbines, les différents systèmes météorologiques actifs sur le territoire affectant rarement toutes les centrales à la fois. En 2015, l'écart-type des variations horaires et aux quatre heures de la production éolienne seule était respectivement de 3,38 % et 10,58 % de la puissance installée, ce qui correspondait à environ 98,3 MW et 308,0 MW.

Le Distributeur a également compilé les données de fluctuations intrahoraires de la production éolienne du 1^{er} décembre 2014 au 30 novembre 2015 sur la base de données aux dix minutes⁷⁴. Confirmant les données ci-dessus, cette compilation montre également que pendant cette période 97,2 % des variations de production éolienne aux 10 minutes se situaient à l'intérieur de ± 2 % de la puissance installée, 99,7 % à l'intérieur d'une plage de ± 4 % de celle-ci et 99,99 % à l'intérieur d'une plage de ± 6 % [84]. Cela correspond à un écart-type de variations aux dix minutes de la production éolienne d'environ 1,05 % de la puissance installée.

⁷³ « En statistique, l'écart-type sert à mesurer la dispersion d'un ensemble de données. Plus elle est faible, plus les valeurs sont regroupées autour de la moyenne » (Source - Wikipedia). Dans le cas présent, l'écart-type sert donc à estimer la dispersion des variations de la production éolienne, de la demande ou de la demande nette. Plus l'écart-type est faible, moins le signal varie, plus il est élevé, plus sa variabilité est importante. La comparaison des écarts-type des variations de la demande et de la demande nette permet d'estimer l'impact de la production éolienne.

⁷⁴ Données de production nette aux 10 minutes pour l'ensemble des centrales éoliennes au Québec incluant celles de HQP, et contenant les phénomènes météorologiques et les pannes aux centrales ou sur le réseau de transport. La compilation est faite avec des classes de rampe définies par tranche de variation absolue de 2% de la puissance installée, donc à précision de ± 1 %. L'auteur du présent rapport n'a utilisé que les données sur base horaire.

Les Figure 21 et Figure 22 montrent l'effet de cette variabilité de la production éolienne sur celle de la demande nette, en comparant cette dernière à la demande seule, sans éolien. En 2015, l'écart-type des variations horaires de la demande électrique québécoise a été de 714,3 MW, et celle de la demande nette de 724,1 MW. Avec environ 1 000 MW produits en moyenne, la variabilité horaire de la production éolienne seule (écart-type de 98,3 MW) a donc eu un effet à la hausse de 9,8 MW sur celle de la demande, qui était d'environ 21 280 MW en moyenne. De même, les variations aux quatre heures de la production éolienne seule (écart-type de 308,0 MW) ont eu un effet à la hausse de 35,2 MW sur la variabilité de la demande électrique québécoise qui est passé de 2 166,8 MW à 2 202,0 MW.

La Figure 23 montre l'évolution annuelle des variabilités horaires et aux quatre heures. Bien qu'en mégawatts l'impact de la production éolienne demeure restreint, on y perçoit qu'à partir de 2012, avec l'augmentation importante de la pénétration de la filière, l'effet de sa présence sur la variabilité de la demande nette devient non négligeable : sur une base annuelle, l'éolien augmente la variabilité à court terme.

Il est cependant d'intérêt d'établir comment se répartit cette augmentation à l'intérieur de l'année. La Figure 24 donne le découpage mensuel de cet impact. On y voit que le jeu des corrélations entre la demande et la production éolienne font que, bien que globalement augmentée sur l'année, en période hivernale la variabilité de la demande nette est légèrement moindre que celle de la demande seule. En contrepartie, au cours de l'été la production éolienne augmente cette variabilité globale. Ainsi, en 2015 la production éolienne a diminué l'écart-type des variations horaires de 11,3 MW et celui des variations aux quatre heures de 39,5 MW au mois de janvier, et augmenté ceux du mois d'août de 26,8 MW et de 87,1 MW respectivement⁷⁵. Un autre éclairage d'intérêt confirmant l'importance de cette réalité pour la gestion du système électrique, montré à la Figure 25, est le fait qu'en 2015 la production éolienne a légèrement diminué l'écart-type des variations horaires de 17,4 MW pendant les 300 heures de fine pointe hivernale, et augmenté celui des 300 heures de creux de charge estival de 19,5 MW.

La production éolienne modifie donc le « signal » de demande (demande vs demande nette) vu par le reste du système. Or la capacité du système à supporter les variations de ce signal est particulièrement mise à l'épreuve lors des variations maximales en hausse et en baisse. La Figure 26 donne les exemples des périodes de trois jours entourant les événements de hausses et de baisses horaires maximales de demande et de demande nette en 2015. On y confirme que la production variable augmente ou diminue l'amplitude des rampes « au hasard » des circonstances, et on y observe qu'à la pénétration éolienne actuelle la demande nette se comporte tout de même de façon très semblable à la demande seule. L'impact éventuel associé à la variation du signal sur le système est cependant lié à la possibilité de préparer sa réaction à une forte variation en anticipant cette dernière. La question sous-jacente est donc d'établir à quelles précision et certitude peuvent être prévues ces fluctuations de la production éolienne et de la demande nette.

(Suite du texte page 57)

⁷⁵ En janvier 2015, il y avait 2864,8 MW de production éolienne en service. En août il y en avait 2 876,4 MW. En moyenne il y en a eu 2 920,4 MW sur toute l'année, avec une forte hausse au dernier trimestre.

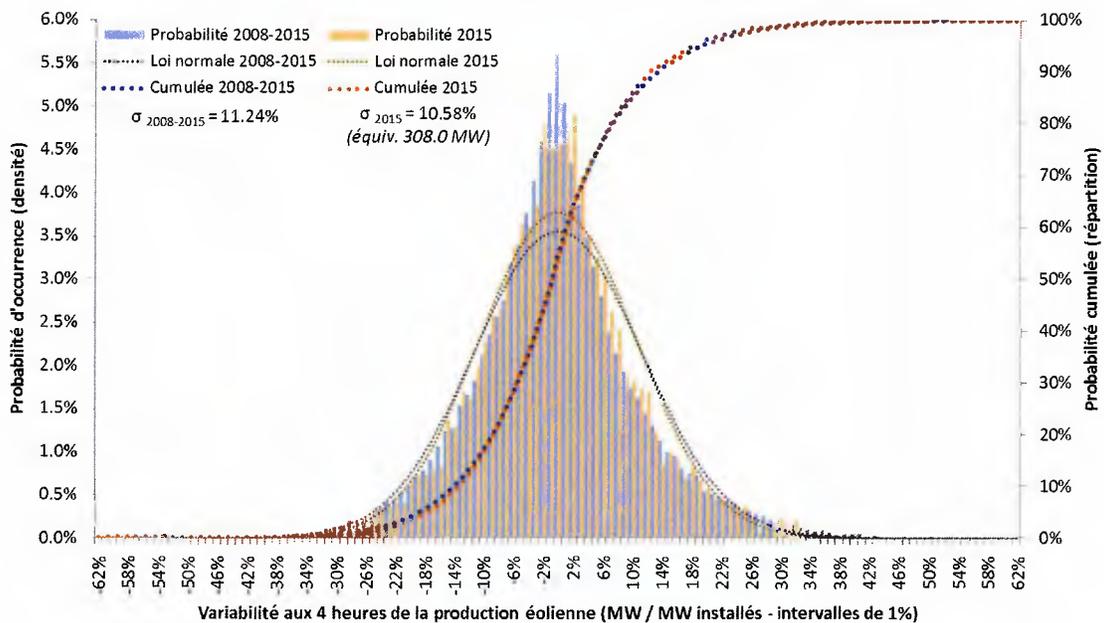
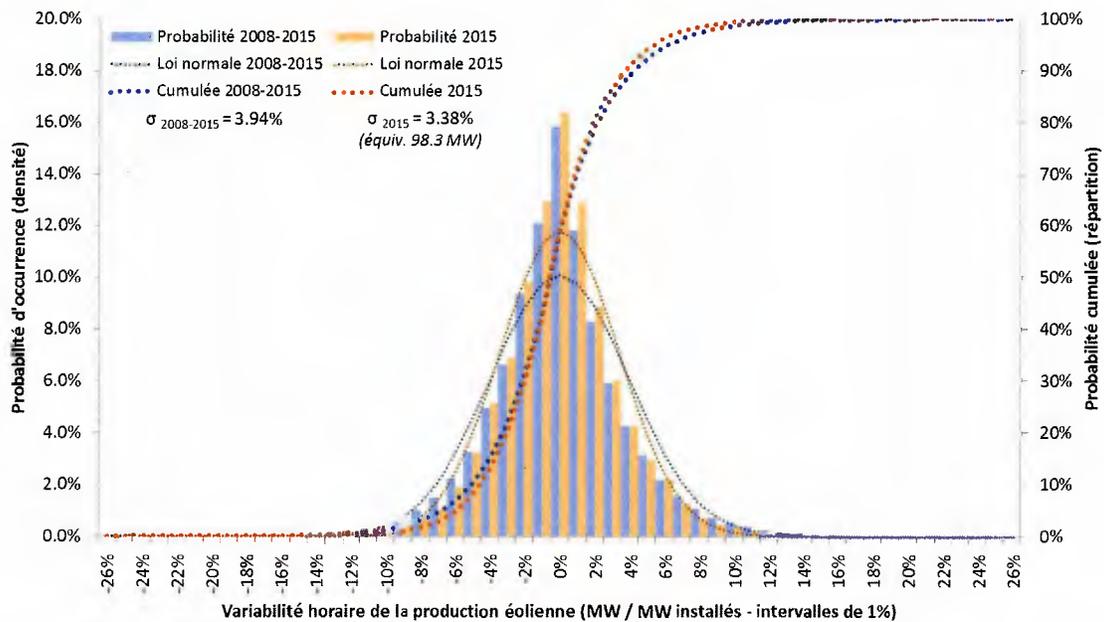


Figure 20 Variabilité horaire (haut) et aux 4 heures (bas) de la production éolienne québécoise totale (HQD+HQP) - distributions normales de mêmes moyennes et écarts-types en référence

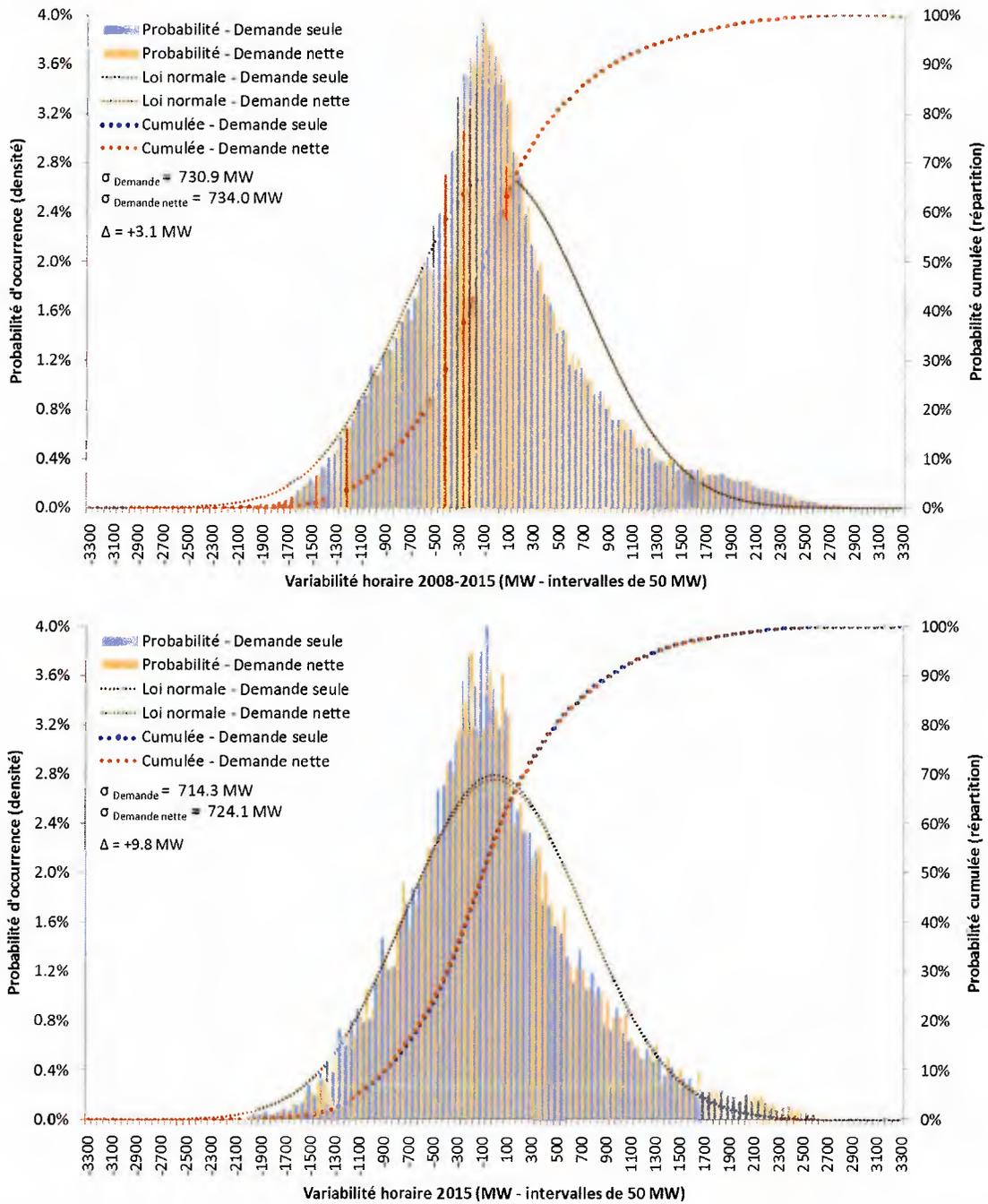


Figure 21 Comparaison de la variabilité horaire de la demande seule et de la demande nette (production éolienne québécoise totale (HQD+HQP)), de 2008 à 2015 (haut) et en 2015 (bas) - distributions normales de mêmes moyennes et écarts-types en référence

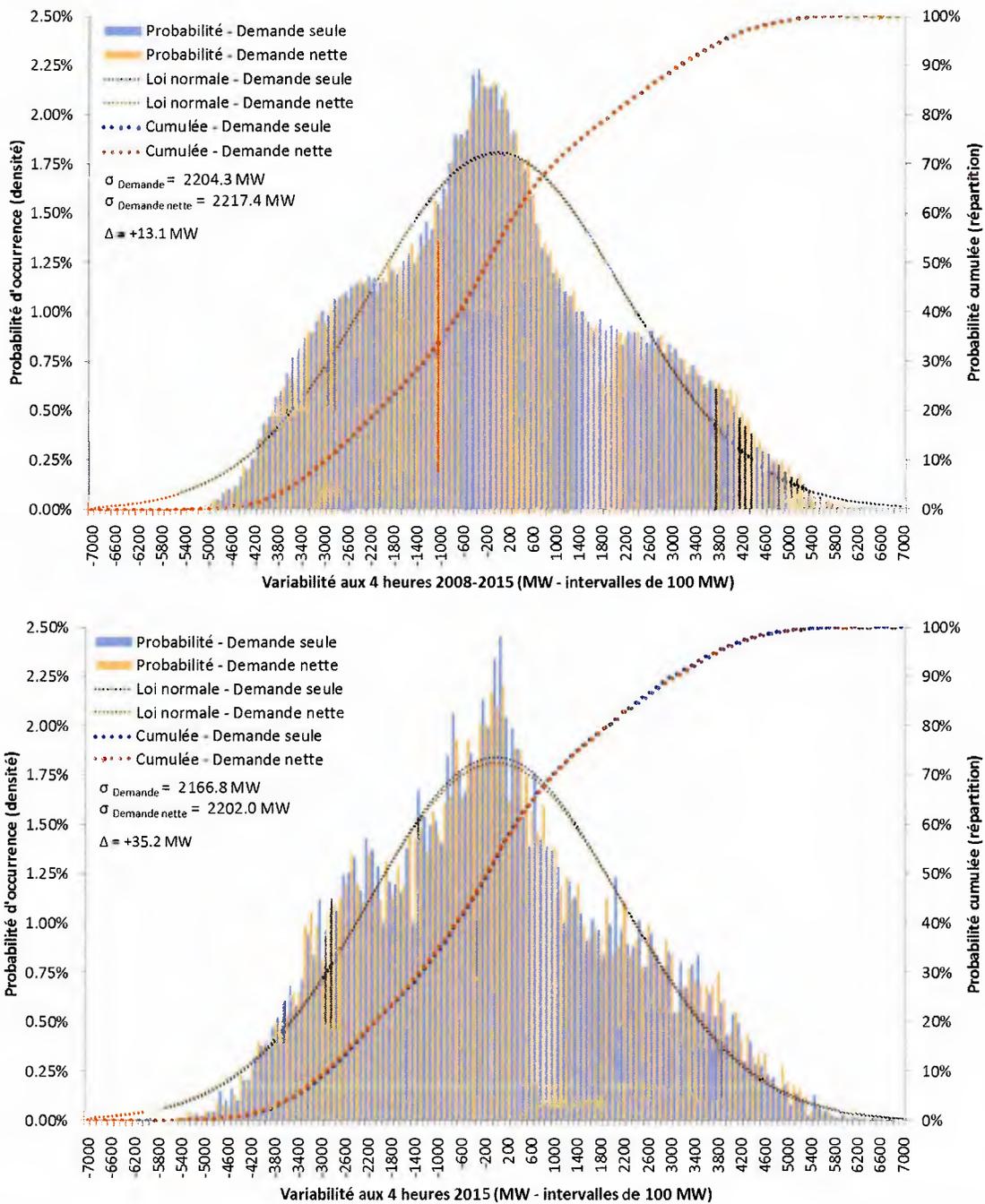


Figure 22 Comparaison de la variabilité aux 4 heures de la demande et de la demande nette (production éolienne québécoise totale (HQD+HQP)), de 2008 à 2015 (haut) et en 2015 (bas) - distributions normales de mêmes moyennes et écarts-types en référence

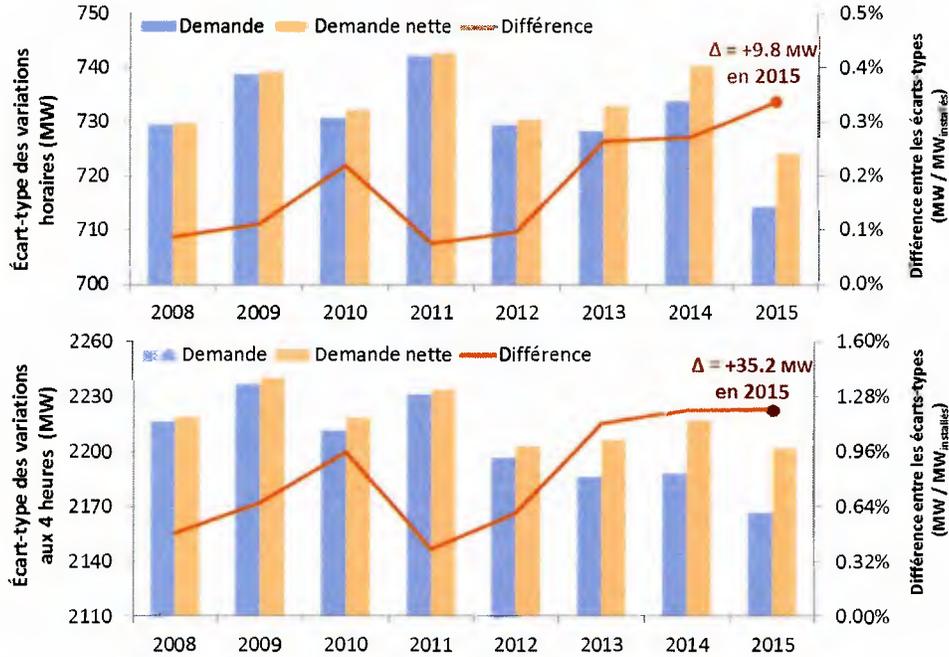


Figure 23 Évolution annuelle de la variabilité horaire (haut) et aux 4 heures (bas) de la demande et de la demande nette (production éolienne québécoise totale (HQD+HQP)) de 2008 à 2015

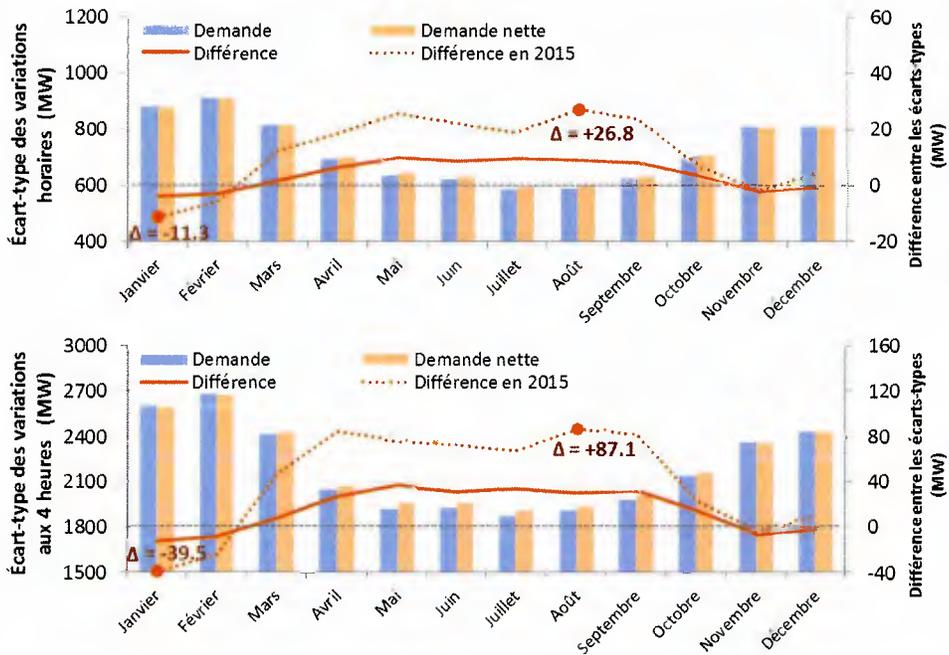


Figure 24 Évolution mensuelle de la variabilité horaire (haut) et aux 4 heures (bas) de la demande et de la demande nette (production éolienne québécoise totale (HQD+HQP)) de 2008 à 2015 – différence 2015 ajoutée en référence

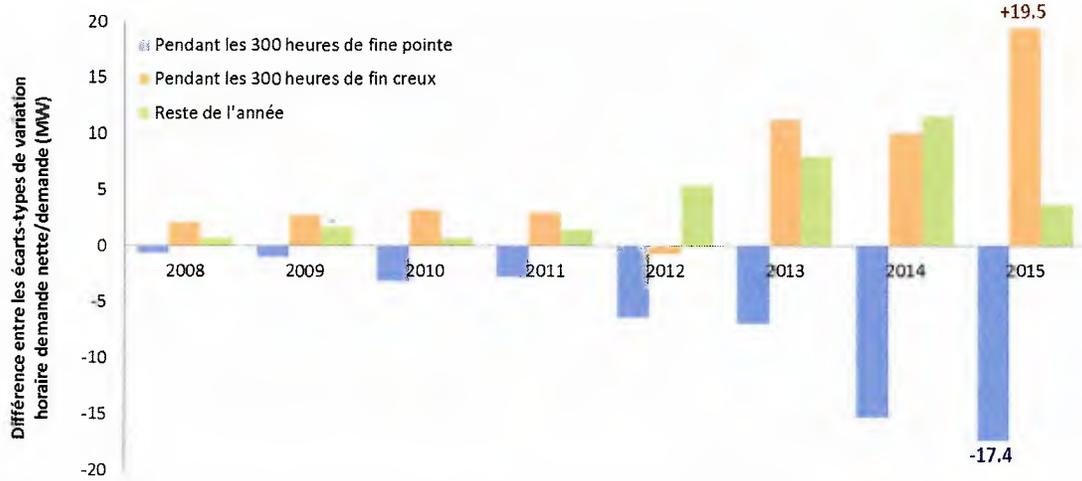


Figure 25 Impact de la production éolienne québécoise totale ($HQD+HQP$) sur la variabilité de la demande nette, en périodes de pointe et de creux de charge de 2008 à 2015

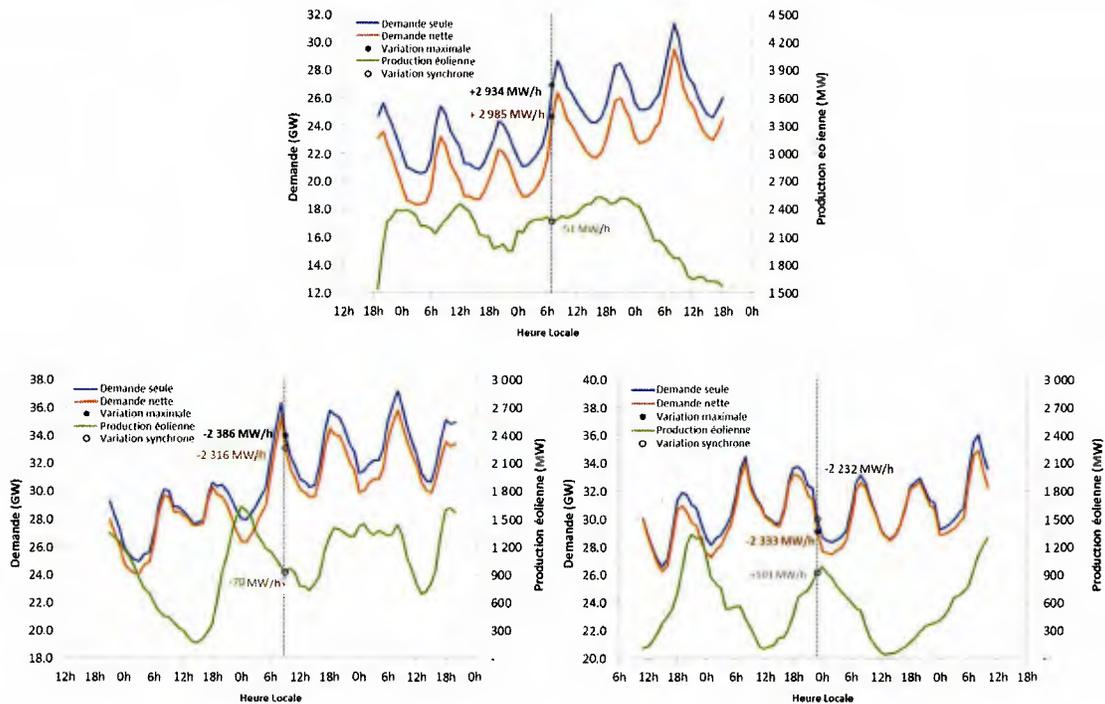


Figure 26 Effet de la production éolienne sur les variations horaires maximales en 2015 – hausses maximales de demande et de demande nette (haut : l'éolien augmente la rampe), baisse maximale de demande (bas gauche : l'éolien diminue la rampe), baisse maximale de la demande nette (bas droite : l'éolien augmente la rampe) – amplitudes des variations horaires indiquées

3.1.3.3 La prévisibilité

Depuis près de trente ans, Hydro-Québec a mis en place chez le Transporteur une équipe dédiée spécifiquement à la prévision de la demande électrique, dont les performances sont en général très bonnes. Dès 2005, en préparation pour la mise en service de la première centrale du programme éolien québécois, le Distributeur fit de même pour la production éolienne [85]. Depuis 2006 la production éolienne québécoise⁷⁶ fait donc l'objet d'une prévision continue : En 2015, une prévision horaire « meilleure estimation » sur huit jours à venir est produite et mise à jour à chaque heure, assortie d'une estimation de probabilité à 10 %, 20 %, 80 % et 90 %.

Tableau 7 Performance de la prévision de la production éolienne du Distributeur selon la période et l'horizon (en heures nH), du 1^{er} décembre 2014 au 30 novembre 2015⁷⁷.

Période		Puissance installée (MW)	FU	Erreur absolue moyenne (MW/MW _{inst})				Erreur moyenne (MW/MW _{inst})			
				48H	24H	4H	1H	48H	24H	H4	1H
Semestre	Mai à octobre	2 877	30 %	6,9 %	5,1 %	4,2 %	3,2 %	2,4 %	1,5 %	1,0 %	0,6 %
	Décembre à avril et novembre	2 894	39 %	8,9 %	7,2 %	5,4 %	3,9 %	3,6 %	3,2 %	1,2 %	0,3 %
Pointe	300 h	2 869	40 %	7,2 %	6,0 %	5,5 %	4,6 %	0,3 %	-1,8 %	-3,5 %	-3,3 %
	100 h	2 867	42 %	8,0 %	6,7 %	6,4 %	5,5 %	0,1 %	-2,2 %	-4,4 %	-4,7 %
	50 h	2 867	42 %	7,2 %	6,7 %	6,4 %	5,4 %	-1,0 %	-3,0 %	-4,7 %	-4,7 %
	10h	2 862	47 %	8,0 %	6,1 %	9,0 %	8,2 %	-3,8 %	-4,8 %	-8,3 %	-8,0 %
Creux	300 h	2 876	30 %	7,2 %	5,1 %	4,3 %	3,1 %	3,1 %	1,6 %	1,0 %	0,7 %
	100 h	2 877	34 %	7,2 %	4,7 %	4,4 %	3,3 %	1,0 %	0,2 %	-0,8 %	0,0 %
	50 h	2 877	37 %	6,8 %	4,8 %	4,5 %	3,7 %	0,8 %	-0,1 %	-0,7 %	0,2 %
	10h	2 876	41 %	5,0 %	3,8 %	3,5 %	3,4 %	-2,8 %	-1,0 %	0,4 %	2,5 %
Total général		2 885	35 %	7,9 %	6,1 %	4,8 %	3,6 %	3,0 %	2,3 %	1,1 %	0,5 %

Les deux prévisions, éolienne et demande électrique, sont portées au bilan de puissance aux fins de planification de l'exploitation. La performance du système de prévision de la production éolienne, compilée par le Distributeur pour divers périodes et horizons d'intérêt pour la gestion du système électrique, est présentée au Tableau 7.

Tout comme pour les variabilités, la précision et l'incertitude sur la prévision de la demande nette sont à bien des égards plus importantes que celles sur la demande ou la production éolienne prise isolément. La Figure 27 montre l'effet des corrélations et indépendances entre les deux intrants à

⁷⁶ La production des centrales sous contrat avec le Producteur est maintenant également prévue par l'équipe du Distributeur, sous entente de service.

⁷⁷ Les performances, surtout sur de courtes périodes, varient d'une année à l'autre selon les événements météorologiques associés.

la prévision de la demande nette au moment des douze pointes de demande les plus importantes de l'hiver 2014-2015. En cohérence avec les observations équivalentes portant sur la variabilité, on y observe que l'erreur totale est passablement plus faible que la somme des erreurs individuelles ne tend à conclure.

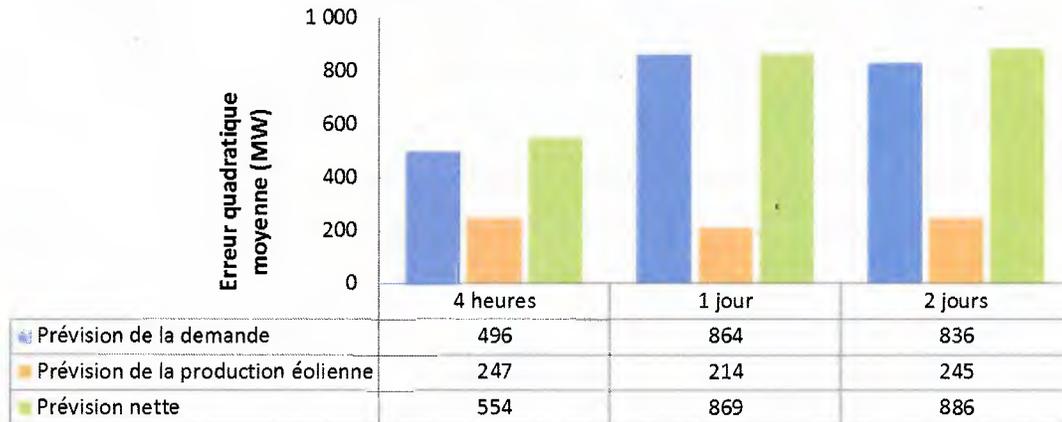


Figure 27 Écarts de prévision pour trois horizons pendant les 12 pointes fines de l'hiver 2014-2015 [86]

La combinaison des données de performance des prévisions avec les variabilités discutées précédemment donne donc une appréciation de l'impact réel de la production éolienne sur l'exploitation du système électrique et les ajustements à apporter à ses processus. Sur cette base, il est alors possible de procéder à l'intégration proprement dite de la production éolienne au système électrique.

3.2 Intégration au système : planifier, raccorder, exploiter

3.2.1 Planification long terme : Garantir la sécurité d'approvisionnement

En planification à long terme telle que réalisée par le Distributeur, deux aspects distincts de la participation attendue d'une ressource doivent être établis : sa contribution en puissance et sa contribution en énergie. Dans les deux cas, il s'agit d'évaluer à quel degré prévisionnel on peut compter sur cette ressource pour garantir l'adéquation du système électrique à hauteur du niveau de sécurité d'approvisionnement ciblé. Il s'agit donc de notions d'espérance mathématique⁷⁸ liées à la ressource même, à ne pas confondre avec des garanties contractuelles dites d'*équilibre* ou avec la *présence* effective de la ressource, en temps réel.

3.2.1.1 Établir la contribution en puissance

La contribution en puissance d'un moyen de production dépend non seulement de la ressource elle-même, mais du contexte dans lequel elle s'inscrit : dans un monde de variabilité, à quel degré participera-t-elle au maintien de l'équilibre offre demande au niveau de fiabilité prescrit à tout moment incluant lors de la pointe de demande électrique ? Ainsi, une production toujours

⁷⁸ « En théorie des probabilités, l'espérance mathématique d'une variable aléatoire réelle est, intuitivement, la valeur que l'on s'attend à trouver, en moyenne, si l'on répète un grand nombre de fois la même expérience aléatoire. Elle se note $E(X)$ et se lit *espérance de X* ». (Source : Wikipédia)

présente à 100 % de sa puissance installée, sauf systématiquement pendant quelques dizaines d'heures au moment exact de cette pointe, n'aura pas une contribution aussi élevée que son facteur d'utilisation moyen, à lui seul, ne le laisserait présager.

Dans le cas des productions modulables⁷⁹, la production à court terme pouvant être contrôlée, l'essentiel du risque se situe au niveau de leurs indisponibilités, dues normalement à une défaillance technique. Dans le cas de productions variables et non modulables⁸⁰, au-delà d'éventuelles défaillances la contribution dépendra surtout du profil même de l'apport et de ses niveaux de corrélations avec la demande. En conséquence, les premières grandes centrales éoliennes se voyaient souvent attribuer une contribution nulle sous l'argument que statistiquement il pourrait survenir qu'une centrale ne produise pas au « bon » moment. La production moyenne étant bien plus élevée que zéro, et le volume total d'éolien et sa dispersion géographique diminuant la fréquence des faibles productions, cet argument ne peut tenir pour un portfolio diversifié de production éolienne. Par contre, bien que le facteur d'utilisation prévu de l'éolien québécois se situe à 35 % (voir l'article 3.2.1.2), en termes de contribution en puissance ce chiffre peut aussi, comme on l'a vu, être trompeur.

Or, tout comme la demande québécoise, la production éolienne augmente durant la saison froide. Cela est dû en bonne partie aux mêmes facteurs : les vents sont en moyenne plus intenses, la température plus basse et l'air plus dense. La contribution en puissance étant une notion d'espérance mathématique de présence d'une ressource au moment où le système en a besoin, cette corrélation positive est favorable à l'éolien. En contrepartie, au Québec la dispersion géographique de la production éolienne et de la demande peut estomper cette corrélation. De plus, les conditions hivernales (vent fort, verglas, givre, basse température⁸¹) peuvent ponctuellement dégrader la production éolienne, diminuant sa contribution, le cas échéant. De même, contrairement à la demande, au Québec la production éolienne tend globalement à être supérieure la nuit que le jour. Une estimation valable de la contribution en puissance demande donc une approche cohérente adaptée au contexte.

La méthodologie employée par Hydro-Québec pour estimer cette contribution en puissance des 3 000 premiers mégawatts éoliens utilisait des séries historiques de 36 années et 252 scénarios combinés de demande et de production éolienne, et tenait compte des aléas de la demande et d'indisponibilité des moyens conventionnels de production. Ces séries servent d'intrants à un modèle de simulation de type Monte-Carlo⁸². La contribution en puissance résulte de la comparaison d'une première simulation avec l'éolien en service et planifié et d'une seconde pour laquelle uniquement l'éolien est remplacé par une production générique sans défaillance ou des achats fermes (dits UCAP), dont on augmente la quantité jusqu'à atteindre le même niveau de fiabilité qu'avec l'éolien. La contribution en puissance correspond à cette quantité qui permet de maintenir le même niveau de fiabilité. Le détail de cette analyse, attribuant **30 % de contribution**

⁷⁹ Dont on peut dans l'idéal rapidement contrôler la production instantanée, de 0% à 100% de sa capacité à l'intérieur de l'horizon de variation du besoin. Dans les faits, plusieurs moyens dits modulables ne peuvent varier leur production que sur une plage réduite. Par exemple, un groupe diesel pourra être soit arrêté, avec des délais importants de remise en marche, soit modulé d'environ 50% ou 60% à 90% de sa capacité, avec de rares, petites et courtes incursions permises hors de ces limites. De même, pour des raisons environnementales et selon le nombre de groupes turbine-alternateur et le volume de réservoir et son marnage disponibles, une centrale hydroélectrique devra turbiner ou déverser un débit minimal.

⁸⁰ Par exemple les centrales éoliennes, solaires, hydroélectrique au fil de l'eau (sans réservoir).

⁸¹ Voir note 72

⁸² « La simulation Monte Carlo est une technique mathématique informatisée qui permet de tenir compte du risque dans l'analyse quantitative et la prise de décision ». (Source : www.palisade.com/risk/fr/simulation_monte_carlo.asp)

en puissance à ces 3 000 MW éoliens, est donné dans [87],[88]⁸³. Hydro-Québec procède actuellement à la mise à jour de cette étude en utilisant de nouvelles séries de production éolienne sur la période 1979-2014. En attendant les résultats de l'évaluation, l'hypothèse actuelle est que la contribution est semblable pour les 3 710,7 MW maintenant engagés, soit environ 1 114 MW⁸⁴.

Afin de permettre au Distributeur d'inscrire un volume garanti à son bilan de puissance et mieux assoir sa planification annuelle d'approvisionnement, l'*entente d'intégration éolienne* mentionnée précédemment contenait un service de puissance complémentaire lui garantissant une puissance disponible à 35 % de la puissance éolienne installée⁸⁵. L'appel d'offres visant un nouveau service d'intégration éolienne reconduit ce principe de **puissance complémentaire**, mais avec une garantie totale de 40 % de la puissance installée pendant la période de forte demande du 1^{er} décembre au 31 mars. En absence d'entente, le volume porté à son bilan de puissance est la contribution de 30 %.

3.2.1.2 Établir la contribution en énergie

La contribution en énergie est plus simple à établir. Il est d'intérêt de noter que le Distributeur paie pour l'**énergie produite** et livrée par les centrales éoliennes. Il exige donc lors des appels d'offres que l'estimation de la production annuelle attendue à long terme d'une centrale soit faite en suivant un processus rigoureux ayant fait ses preuves : les promoteurs déposent des soumissions sur la base de campagnes de mesure du vent de haute qualité, incluant une correction climatique à long terme, et d'analyses d'écoulement des fluides autour des sites de production⁸⁶. Ils établissent la production annuelle attendue de leur centrale à plusieurs niveaux de probabilité et, sachant que des pénalités sont prévues en cas de sous ou surproduction, soumettent le volume d'« *énergie contractuelle* » correspondant à leur propre niveau de risque financier, qui devient la contribution en énergie initiale du projet.

La production éolienne étant tributaire des approbations, des éventuelles délocalisations de centrales ou des changements d'équipements en plus d'être soumises aux aléas climatiques une fois en service, un risque demeure que les estimations ne soient pas représentatives du potentiel réel des projets à long terme. S'agissant de garantir la sécurité d'approvisionnement nonobstant les engagements contractuels, dans le cas des contrats du programme éolien, le Distributeur permet que l'énergie contractuelle, et donc la contribution en énergie de la centrale, soit révisée une fois après quelques années de production.

Lors du dépôt du dernier suivi de son plan d'approvisionnement [91], le Distributeur faisait état d'une contribution en énergie éolienne totale de 8,3 TWh en 2015, qui passerait à 11,4 TWh lorsque l'ensemble des 3 710,7 MW de production éolienne engagés sera en service en 2018. Cela entraîne **35 % de contribution en énergie**, correspondant au facteur d'utilisation (FU) moyen en 2015⁸⁷.

⁸³ L'essentiel des études d'intégration est résumé dans [89]

⁸⁴ Aux niveaux de fiabilité recherchés s'attachent les concepts de LOLE (*Loss Of Load Expectation*), LOLP (*Loss Of Load Probability*) et EUE (*Expected Unserved Energy*). La référence [90] aiguille vers plusieurs articles détaillés quant à l'application de ces méthodes dans le contexte de l'intégration de production éolienne.

⁸⁵ Dans cette entente, l'hypothèse était retenue que les centrales éoliennes fourniraient au moins 15% de la puissance installée pour les 300 plus grandes valeurs horaires de consommation d'une année.

⁸⁶ De nouvelles méthodes et technologies viennent régulièrement compléter ce processus.

⁸⁷ Le facteur d'utilisation (FU) est le rapport entre la production annuelle d'énergie d'une ressource et celle qu'elle donnerait à pleine puissance pendant toute l'année.

D'autre part, à travers son service de puissance complémentaire à niveau constant de 35 %, l'entente d'intégration éolienne garantissait également la contribution en énergie, tout surplus ou déficit annuel autour du 35 % attendu étant automatiquement modulé à l'aide des réservoirs du Producteur. Le Distributeur peut ainsi inscrire un volume d'énergie constant à son bilan malgré les aléas interannuels de la ressource, et mieux assoir sa planification à long terme. Le nouveau service d'intégration éolienne reconduira ce principe d'énergie complémentaire⁸⁸, mais sous la forme de retours d'énergie à hauteur de 30 % de la puissance installée du 1^{er} avril au 30 septembre, et de 40 % pour le reste de l'année.

3.2.1.3 Résumé des contributions et résultats à ce jour

Tableau 8 Sécurité d'approvisionnement : résumé des contributions, garanties et présences avérées en énergie et en puissance

Sécurité en	Contribution	Garantie par complément contractuel	Présence avérée annuelle en énergie (années 2008 à 2015) à la pointe instantanée en puissance (hivers 2006-2007 à 2014-2015) HQD seul (HQD+HQP) année ou hiver			
			Moyenne	Médiane	Minimale	Maximale
Puissance (% de la puissance installée)	30 %	35 % en tout temps <i>Sous 1^{re} entente d'intégration</i>	60,0 %	66,0 %	17,2 % 2013-2014	92,2 % 2010-2011
		40 % déc. à mar. <i>Selon A/O 2015-02 (en cours)</i>	(54,1 %)	(64,0 %)	(15,7 %) 2013-2014	(80,7 %) 2006-2007
Énergie (facteur d'utilisation)	35 %	35 % en tout temps <i>Sous 1^{re} entente d'intégration</i>	32,1 %	32,3 %	30,5 % 2008	35,0 % 2015
		40 % oct. à mar. 30 % avr. à sep. <i>Selon A/O 2015-02 (en cours)</i>	(29,7 %)	(29,4 %)	(26,3 %) 2008	(34,3 %) 2015

Le Tableau 8 résume les contributions résultantes de l'éolien québécois quant à la sécurité d'approvisionnement long terme en puissance et en énergie, basées sur les dernières études, ententes et appel d'offres. Y sont également résumées les présences historiques effectives, la comparaison de ces valeurs permettant quelques observations.

- Quant à la puissance, il est important de ne pas confondre la garantie contractuelle et la contribution de 30 % de la filière. Il est d'intérêt de noter que bien que discutée sous la planification à long terme, cette contribution en puissance de l'éolien peut être utile pour certains horizons de planification de l'exploitation du système électrique. Tant qu'une prévision de la production éolienne de plus court terme ne permet pas de préciser la

⁸⁸ L'appel d'offres réfère à des « retours d'énergie », puisqu'il s'agit d'une « prise en charge » de la production instantanée variable par l'équilibreur, qui « retourne » ensuite l'énergie.

puissance qui sera disponible à un moment précis, par exemple quelques mois d'avance⁸⁹, et qu'aucune autre garantie contractuelle n'est disponible, la contribution en puissance (c.-à-d. 30 %) pourra être utilisée pour la planification à cet horizon. C'est le cas, par exemple, lors de l'analyse prévisionnelle du Transporteur pour la pointe hivernale. Cela n'implique pas qu'au moment dit, et en fonction des prévisions court terme alors disponibles sur la base desquelles l'exploitation aura finalement été programmée, le système ne pourra s'adapter efficacement à un écart même important entre la production réelle et la contribution espérée : en exploitation, il n'y a plus de lien entre contribution en puissance et production réelle. La Figure 28 compare ces différentes valeurs et l'historique de production à la pointe fine. Les « pires cas » ayant un effet à la baisse important sur la contribution en puissance, la production réelle à la pointe sera en général plus élevée que celle-ci, ce que l'historique confirme.

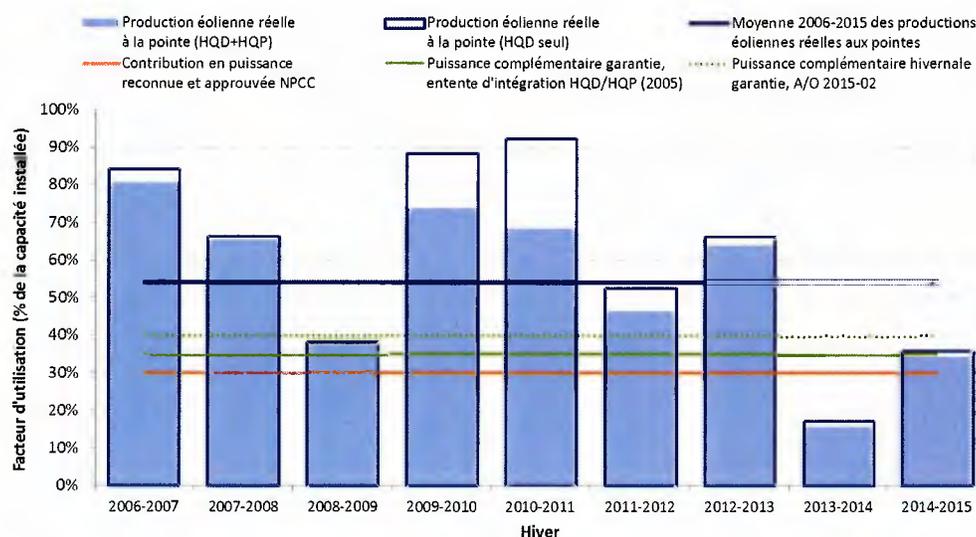


Figure 28 Contribution en puissance, puissance complémentaire garantie et présence instantanée réelle lors des pointes annuelles de la demande électrique (réf. [82],[83],[84],[86])

- Quant à l'énergie, il est d'intérêt de mentionner que le facteur d'utilisation (FU) global de la production éolienne tend à augmenter avec le temps. L'hypothèse sous-jacente est que, d'une part, l'expérience permet d'optimiser l'exploitation et la production d'un site. D'autre part, les nouvelles technologies s'améliorent à cet égard, surtout sous vents plus faibles tel en période estivale⁹⁰. L'échantillon faible rend cependant difficile l'évaluation définitive des causes et de la pérennité de ces variations. Toutefois :
 - La Figure 29 donne l'évolution du FU au cours des années, pendant la période hivernale définie à l'appel d'offres 2015-02 du Distributeur et pour le reste de l'année. Avec un FU de 35,0 %, pour la première fois en 2015 les centrales sous contrat avec le Distributeur ont

⁸⁹ La prévision opérationnelle étant, en 2015, disponible pour les huit prochains jours, tout besoin de planification plus éloignée doit utiliser d'autres sources de données

⁹⁰ Le lecteur aura noté, au Tableau 8 et aux Figure 28 et Figure 29, que le FU des centrales du Distributeur est plus élevé que celui de l'ensemble de l'éolien installé au Québec. L'hypothèse présentée ici explique cet effet, les centrales sous contrat avec le Producteur étant de technologie plus âgée. La production énergétique totale est plus grande, mais la productivité moyenne plus faible.

maintenu un niveau de productivité légèrement supérieur à leur contribution en énergie attendue, la moyenne de 2008 à 2015 ayant été de 32,1 %.

- À cause des aléas naturels, la production éolienne fluctue également autour d'une moyenne à long terme. L'augmentation quasi constante du FU annuel empêche de conclure quant à la variabilité interannuelle effective. On peut cependant établir que, si la tendance à la hausse du FU annuel est effectivement due à une meilleure productivité, qu'elle est supposée linéaire et est retirée du bref historique de huit ans, de 2008 à 2015 le FU annuel des mêmes centrales aurait varié de -1,4 % à +1,6 % autour de la moyenne globale de 32,1 % à cause d'aléas environnementaux. Or, cette variabilité relativement restreinte n'est pas corrélée à celle de l'hydraulicité du système québécois. Cette complémentarité tendrait donc à diminuer le risque interannuel global sur les approvisionnements énergétiques entièrement renouvelables d'Hydro-Québec.

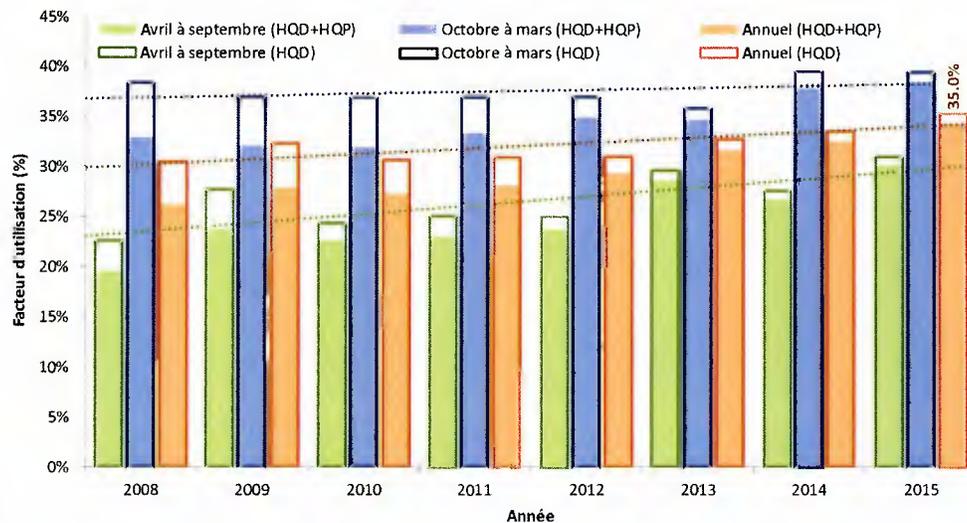


Figure 29 Évolution historique 2008-2015 des facteurs d'utilisation semestriels et annuels, avec tendance à la hausse

- Également, l'historique de production éolienne éclaire aussi le processus de gestion mensuelle de la sécurité d'approvisionnement en présence de production éolienne. La Figure 30 en donne un exemple. Bien que limitée à une courte période de 15 mois, on y voit apparaître la variation saisonnière ayant incité le Distributeur à moduler la demande de garantie de puissance complémentaire selon l'hiver et l'été dans l'appel d'offres en cours.

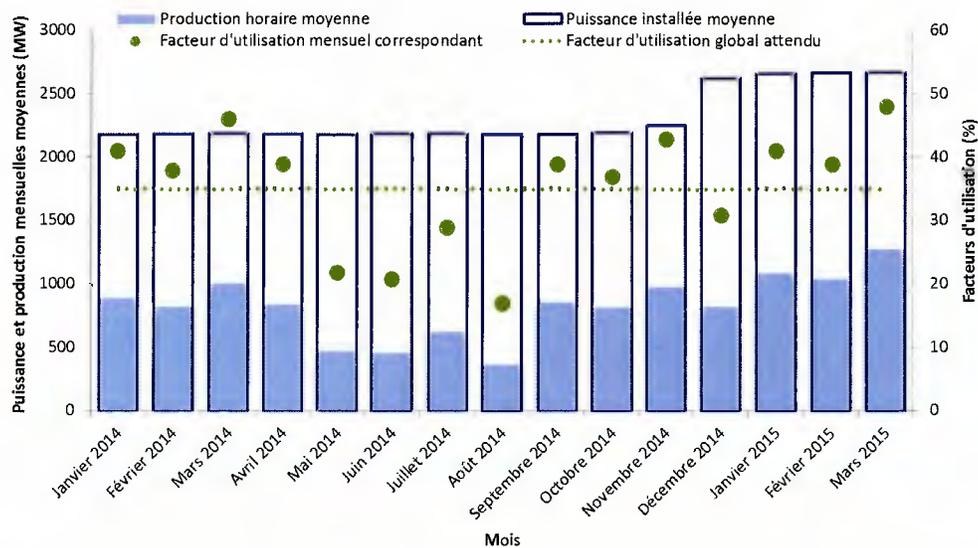


Figure 30 Production mensuelle moyenne des centrales en service du programme éolien québécois (réf. [83], Annexe 6.2, page 3)

- Afin de mettre en contexte la notion de contribution en puissance et en énergie, la Figure 31 donne, sous forme de facteur d'utilisation, la production horaire et la production moyenne pendant l'année 2015. On y perçoit également la variation saisonnière.

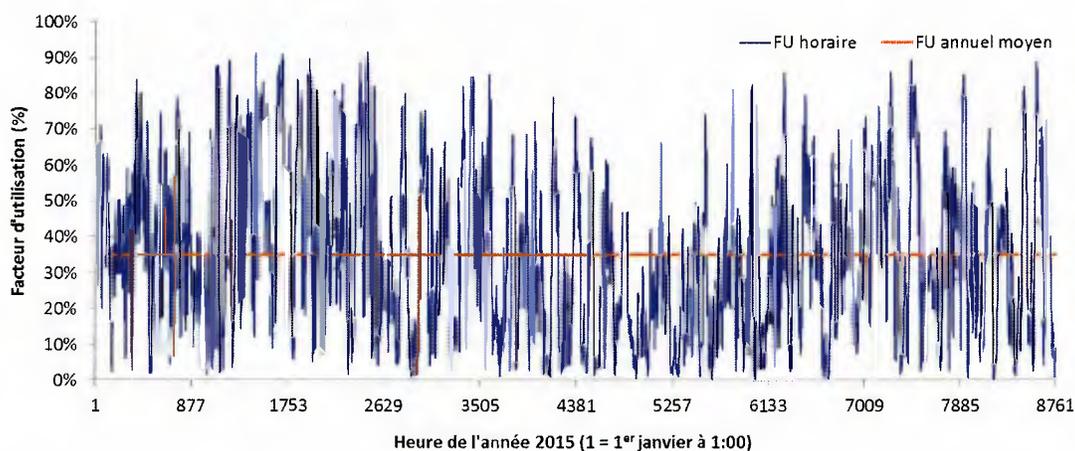


Figure 31 Facteur d'utilisation instantané et moyen, année 2015

3.2.2 Raccordement au réseau : « brancher les centrales »

L'intégration au réseau électrique⁹¹ de toute technologie de production doit se faire avec l'objectif général principal de maintenir la fiabilité du réseau de transport et garantir la stabilité du réseau

⁹¹ Dans cet article, référence est spécifiquement faite à l'intégration au « réseau »

et des centrales qui y sont raccordées. Pour y arriver, le processus de raccordement au réseau est beaucoup plus complexe qu'un simple « branchement ».

Afin de soutenir l'exercice, le Transporteur élabore et publie une série d'exigences de raccordement servant de guide à un promoteur qui, ainsi, connaît d'avance les caractéristiques que ses équipements devront *a priori* respecter. Dès le tout début du programme éolien québécois en 2003, le Transporteur apporta des ajustements à ses exigences, mises à jour quelques fois depuis, pour prendre en compte les particularités de la production éolienne [92]⁹².

Une fois les technologies de production et configurations à intégrer connues, des études techniques poussées sont nécessaires pour planifier leur raccordement au réseau. Les choix technologiques spécifiques reposent sur des stratégies et hypothèses visant toujours le respect des critères de conception et d'exploitation du Transporteur et du NPCC (note 62, page 46). Outre le raccordement même des centrales, d'importants renforcements aux réseaux régionaux et principaux pourront être requis : nouvelles lignes, installation de disjoncteurs dans des postes, ajout de condensateurs série, de compensateurs statiques ou d'inductances *shunt*, modification des protections.

Il est d'intérêt de noter qu'Hydro-Québec est à l'avant-scène quant aux techniques de pointe employées pour ces études de réseau : au-delà des approches normalisées du domaine qui sont strictement appliquées, les outils de simulation de réseau, les méthodes de modélisation numérique d'équipements et les infrastructures d'essais de contrôleurs développés à l'IREQ permettent de compléter de façon efficace et très exhaustive l'analyse d'une grande quantité de configurations et d'événements, assurant ainsi une intégration optimale des centrales. Tel qu'il a été mentionné au paragraphe 2.6, la qualité et l'avant-garde de ces méthodes ont d'ailleurs été internationalement reconnues.

3.2.2.1 Les études d'intégration au réseau

Au-delà des spécificités des technologies de production, la « solution de raccordement » et les investissements requis dépendent surtout de la position géographique d'une centrale dans le système électrique. Or, le programme éolien s'assoyant sur un processus d'appel d'offres, et le choix de multiples soumissions reposant entre autres sur le principe du coût total optimal, le coût de leur intégration est requis tôt dans le processus. Mais l'étude détaillée, rapide et complète de toutes les combinaisons possibles de soumissions pour des sites dispersés dans le réseau prendrait un temps considérable à réaliser et, si l'on considère le nombre total d'offres reçues au Tableau 3, page 21, exigerait une énorme dépense dont l'essentiel serait inutile à terme.

En conséquence, au moment de l'analyse des soumissions reçues, le Distributeur procède en deux étapes :

1. De façon à établir une base de comparaison entre les différentes soumissions, il demande d'abord au Transporteur d'effectuer une étude sommaire déterminant un scénario de raccordement pour chacune d'entre elles⁹³ et estimant les coûts du poste électrique, ceux du

⁹² Les exigences évoluant régulièrement, le lecteur intéressé se référera à la source unique de documentation officielle, sous www.hydroquebec.com/transenergie/fr/index.html. Les items « Documentation – Raccordement au réseau » et « Documentation – Données de modélisation du réseau » y sont particulièrement d'intérêt.

⁹³ Lors de l'appel d'offres 2003-02, toute la production devant être installée dans une seule région, un coût générique unique de 0,9 \$₂₀₀₇/kW/an pour le renforcement du réseau principal fut fourni comme guide, de même qu'une évaluation quantitative du degré de réceptivité des réseaux régionaux. Pour l'appel d'offres 2005-03, le coût générique pour le renforcement du réseau principal fut donné pour chaque région. À partir de l'appel d'offres 2009-02, le promoteur a pu demander au Transporteur qu'une *étude exploratoire* de sa

raccordement au réseau régional et ceux du renforcement de ce dernier, d'une part, et le taux de pertes et les délais requis pour réaliser les travaux d'autre part. Le Transporteur tiendra alors compte d'éventuels évitements ou reports d'investissement autrement requis pour la croissance de son réseau.

2. Après que quelques combinaisons d'offres aient été identifiées sur la base de multiples critères dont les coûts globaux incluant les estimations de la première étape, il demande au Transporteur d'établir les scénarios de raccordement des centrales contenues dans ces combinaisons. Le Transporteur établira ensuite si des économies ou coûts additionnels sont générés par les regroupements d'offres à l'étude, et évaluera le coût de renforcement du réseau principal pour chacun.

Une fois identifiée la combinaison de projets répondant au mieux aux critères du Distributeur, le Transporteur procède à l'étude finale de raccordement de l'ensemble des centrales, et la planification détaillée des travaux et équipements requis est alors complétée.

3.2.2.2 Les investissements sur le réseau de transport et de distribution

De cette planification découlent les investissements nécessaires pour l'intégration des centrales éoliennes par le Transporteur (et par le Distributeur s'il y a lieu). Conformément aux dispositions du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, le Transporteur doit obtenir une autorisation préalable de cette dernière lorsque le coût d'un projet est égal ou supérieur à 25 M\$, ce qui a été systématiquement le cas pour les raccordements découlant des appels d'offres éoliens. Comme il en a été discuté précédemment, le Transporteur y dépose donc une demande d'autorisation et procède aux travaux approuvés [49]. L'article 2.3.1.2 donnait le résumé des investissements réseau découlant du programme éolien québécois, équivalents à 464 \$/kW raccordé en moyenne, excluant le remboursement des postes élévateurs et réseaux collecteurs aux promoteurs éoliens.

Comme pour tout autre projet de production devant être intégré au réseau, le Transporteur finance cet investissement tout au long de l'exploitation des centrales et évalue les revenus requis pour ce faire en prenant en compte des coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics et aux frais d'entretien et d'exploitation qui s'y attachent. Ce coût d'amélioration du réseau et d'intégration des centrales du programme, de l'ordre de 14,5 \$/MWh en 2015, lorsqu'imputé à la production éolienne globale, est facturé au Distributeur.

Un point d'intérêt à souligner est le fait que, vue la puissance installée des centrales éoliennes, seules celles de faibles capacités, donc celles de l'appel d'offres 2009-02, limitées à 25 MW, pouvaient être raccordées au réseau de Distribution. Compte tenu des options de raccordement disponibles, cinq d'entre elles seront effectivement raccordées à ce dernier⁹⁴ [49]. Toutes les autres centrales éoliennes sont raccordées à plus haute tension, soit au réseau de transport. Dans tous les cas, le Transporteur se voit donner la responsabilité de planifier le raccordement des centrales et d'y procéder.

proposition donnant « une estimation succincte des coûts et des délais de réalisation » soit faite de façon « à éviter que des coûts significatifs soient engagés dans la préparation d'une soumission pour laquelle le coût de transport de l'électricité serait prohibitif et la rendrait peu compétitive ».

⁹⁴ Les centrales de Saint-Philémon, Frampton, Pierre-de-Saurel, Val-Éo et St-Cyprien sont raccordées au réseau 25 kV du Distributeur. La centrale du TechnoCentre Éolien, à Rivière-aux-Renards et sous contrat gré-à-gré avec le Producteur, est également raccordée au réseau de distribution basse tension.

3.2.2.3 L'intégration à 100 % versus le plafonnement de la production

Un aspect important des choix possibles au moment de raccorder une centrale au réseau est d'évaluer si, dans certaines circonstances, le plafonnement ponctuel de sa production peut diminuer de façon significative les coûts d'intégration ou de renforcement du réseau régional lié à son raccordement. Le producteur devant être compensé pour cette éventuelle perte de production forcée⁹⁵, il est nécessaire d'estimer si cette solution est globalement rentable et, le cas échéant, d'établir le niveau optimal de limitation à appliquer, et dans quelles circonstances le faire.

Lors du premier appel d'offres éolien, l'objectif d'Hydro-Québec était d'établir la solution de raccordement permettant d'intégrer 100 % de la production éolienne de l'ensemble des centrales en tout temps. Avec l'injection possible de puissance éolienne dans des sous-réseaux de plus en plus contraints, dits « zones à coûts d'intégration élevés », la possibilité de prévoir le plafonnement de cette nouvelle production aux fins de diminution du coût de raccordement⁹⁶ fut ajoutée aux appels d'offres à partir de 2005 [32]. L'impact d'un niveau de plafonnement sur ce coût, si applicable, fut établi par le Distributeur avec une estimation du taux de perte de production s'y attachant. Les contrats découlant de cette nouvelle approche contiennent des clauses spécifiques à la gestion des plafonnements de production.

En marge du dernier appel d'offres, le Distributeur a procédé à des simulations⁹⁷ de l'effet attendu de ce plafonnement dans la zone ciblée (zone Rivière-du-Loup et est de Rimouski). Bien qu'une mise à jour soit nécessaire de sorte à inclure l'impact de délocalisations ultérieures, de l'historique récent de transit sur le réseau de transport et des dernières données de production simulées, le Distributeur concluait que le plafonnement annuel résultant aurait varié de 18 GWh à 133 GWh par année, avec une moyenne de 69 GWh, selon les paramètres de 2004 à 2013. Avec 2 353,9 MW de puissance installée planifiée dans cette région au moment de l'étude, cela correspond à une éventuelle perte de production d'environ 0,33 % en facteur d'utilisation, à être compensée monétairement [84]⁹⁸.

3.2.3 Exploitation : garantir la fiabilité et la qualité d'alimentation au moindre coût

L'exploitation du réseau électrique vise le maintien fiable et efficace, en temps réel, de l'équilibre offre demande. Pour y parvenir, le coordonnateur de la fiabilité, HQT, planifiera cette exploitation le plus longtemps d'avance et mettra à jour cette planification aussi souvent que possible, sur la base des besoins prévus incluant les réserves et provisions prescrites (Figure 19) et, s'il y a lieu, les échanges programmés avec les réseaux voisins. Pour soutenir ce besoin global à cet horizon prévisionnel, il procédera à un ordonnancement horaire des moyens de production disponibles maximisant leur rendement, et s'assurera de la disponibilité des moyens d'acheminer cette

⁹⁵ L'apport éolien étant gratuit et non stockable, en cas de plafonnement la perte de production est complète, immédiate et irrémédiable.

⁹⁶ Comme pour tout autre moyen de production, un plafonnement ponctuel et à très court terme, jusqu'à 100% de la puissance productible, est toujours possible, bien qu'exceptionnel, aux fins du maintien de la fiabilité du réseau. Depuis le second appel d'offres cette nécessité est d'ailleurs incluse aux contrats d'approvisionnement éolien du Distributeur. D'autre part, dans le contexte du programme québécois se déclinant par approvisionnements post-patrimoniaux, les scénarios de gestion totalement intégrés du système « hydro et éolien », visant une optimisation globale et une éventuelle diminution des coûts totaux d'exploitation, n'ont pas été explorés. On parle donc ici strictement du coût de raccordement.

⁹⁷ Le modèle considérait des séries de production éolienne horaire, incluant des reconstitutions basées sur des données météorologiques, des pertes électriques et la limite de transit horaire des années 2004 à 2013.

⁹⁸ Des situations de réseau dégradé (entretien de postes ou de lignes) peuvent également entraîner une réduction des capacités de transit et donc des quantités d'énergie rendue disponible, également à être compensées par HQT. L'effet de ces éventuels plafonnements n'est pas inclus ici.

production jusqu'à l'utilisateur. En temps réel, il maintiendra au mieux cette répartition optimale de la production, en engageant ou arrêtant les groupes turbines-alternateurs ou modifiant leur plage de fonctionnement afin de maintenir l'équilibre offre demande en s'adaptant aux variations. Tout évènement fortuit d'importance pourra alors déclencher l'utilisation des réserves d'exploitation et les procédures normalisées de gestion qui s'y attachent.

La mise en action de ce processus en présence de la nouvelle production éolienne, avec sa variabilité et sa prévisibilité et la demande nette qui en résulte (voir l'article 3.1), nécessite au préalable d'évaluer s'il y a un besoin :

1. D'ajuster les réserves d'exploitation pour parvenir à maintenir la stabilité du système face aux éventuels évènements non prévisibles affectant cette production
2. D'adapter les processus de suivi des variations prévisibles de la demande nette
3. De modifier la gestion du risque lié aux erreurs sur ces prévisions : leur incertitude

Les trois articles suivants traitent dans l'ordre de ces trois aspects.

3.2.3.1 Contingences et stabilité : les réserves d'exploitation

À tous les horizons de temps de planification de court terme, des prochaines secondes aux prochains jours, pour garantir la fiabilité au niveau prescrit il est nécessaire d'évaluer précisément le besoin

- De réserves de stabilité, servant à stabiliser la fréquence à la suite de l'occurrence d'une simple contingence causant une perte importante de production ;
- De réserves normales (synchrone, 10 minutes et 30 minutes) servant à remplacer une perte de production suite à un événement et à assurer le retour de la fréquence près de sa valeur nominale par la suite.

Ces réserves s'attachent aux normes de fiabilité de la NERC et aux critères et procédures du NPCC. Elles sont entre autres fournies par les centrales hydroélectriques du Producteur, et devront toujours être disponibles selon des critères bien définis tels leur acheminabilité⁹⁹, leur seuil minimal, leur délai de reconstitution et leur persistance.

Cependant, la production éolienne venant de centrales dispersées et de faibles puissances individuelles relatives, et les premières contingences étant liées à des pertes de production ne pouvant être acheminée depuis des complexes hydroélectriques importants, la production éolienne n'affecte pas de façon particulière les réserves normales et la réserve de stabilité qui sont considérées comme suffisantes à l'égard d'éventuelles contingences simples d'origine éolienne¹⁰⁰. À cet égard, les conclusions d'Hydro-Québec ne se démarquent pas de celles des coordonnateurs de la fiabilité des autres zones de réglage¹⁰¹.

⁹⁹ Propriété qui vise à ce que l'utilisation de la réserve n'entraîne pas de dépassement de limites de transport. S'applique à la réserve normale uniquement.

¹⁰⁰ Les exigences de raccordement du Transporteur prescrivent également une participation minimale des équipements éoliens au maintien de la stabilité du réseau, par réponse inertielle

¹⁰¹ Les rapports et « facts sheets » du « Task 25 - Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Energy » de l'Agence Internationale de l'Énergie se penchent sur tous ces aspects. En particulier, le lecteur intéressés pourra ici se référer au résumé suivant : « [Facts Sheet - Impacts of Wind Power on Power System Stability](#) »

3.2.3.2 Variabilité, contrôle de fréquence et suivi de charge : réglage de la fréquence et de la production

Tel que cela a été mentionné plus haut, la planification de l'exploitation se fait à pas de temps horaire sur la base des prévisions disponibles, sachant que l'équilibre offre demande devra être maintenu à l'échelle intrahoraire des secondes et des minutes, même avec en main des prévisions qui seraient parfaites. Deux services servent cette adaptation en temps réel : 1) le réglage de la production, par un ajustement monotone de sorte à « lentement » passer du besoin à une heure donnée à celui de l'heure suivante et, 2) le réglage de la fréquence, agissant automatiquement sur les fluctuations rapides autour de cette pente, sans apport énergétique significatif.

Bien que ces services ne servent pas à garantir la fiabilité du système, ils participent grandement au maintien de l'équilibre et assurent la qualité du service en contrôlant constamment sa fréquence. À cet égard, le Transporteur doit donc compiler des indicateurs évaluant sa performance, et maintenir ces derniers à l'intérieur de limites prescrites par la NERC : l'erreur de contrôle de sa zone de réglage (*Area Control Error - ACE*) mesurant les écarts autour de la référence de 60 Hz, et les normes de performance de contrôle (*Control Performance Standard 1 and 2 – CPS1 et CSP2*) qui en dérivent, mesurant sa performance globale.

À cause de ses particularités distinctives de fluctuations similaires à celles de la demande, par le truchement des fluctuations rapides de la demande nette, la production éolienne affecte ces processus. Hydro-Québec a donc étudié cette question en 2009 et 2010 [93],[94],[95] afin d'évaluer les besoins additionnels totaux pour maintenir en 2015 sa bonne performance historique en termes de CPS1 et CPS2 suite à l'intégration des 3 000 MW de production éolienne des 1^{er} et 2^e appels d'offres.

Deux méthodologies s'attaquant aux deux services de réglage furent appliquées au cas québécois :

- En première ébauche, l'une analytique n'utilisant que les caractéristiques des intrants du type de celles décrites à l'article 3.1 et ne faisant pas intervenir l'écart de fréquence
- Dans un second temps, une autre plus précise basée sur une simulation minute par minute de l'exploitation, contenant une modélisation détaillée du système électrique, et permettant d'inclure tous les aspects importants, tels l'impact sur les écarts de fréquence et les arrêts/démarrages de groupes hydroélectriques.

Il ressortait de ces études que pour maintenir la performance de régulation de la fréquence du Transporteur au niveau historique, l'intégration du premier 3 000 MW de production éolienne requerrait des besoins additionnels de 88 MW pour la régulation de la fréquence, ou 3 % de la puissance éolienne installée, et de 638 MW pour le suivi intrahoraire de charge, ou 21 % de la puissance éolienne installée. Les simulations indiquaient également une augmentation annuelle de 1 340 arrêts et démarrages de groupes hydroélectriques.

De plus, le service de réglage de la production pour le suivi horaire de la charge sous-entendant la fourniture d'énergie associée au volume d'électricité patrimoniale, le Distributeur évalua également en 2009 [96] les ajustements nécessaires aux ententes de service qu'il a avec le Producteur à cet égard [80],[81], celles-ci prescrivant des niveaux de dépassement maximum limitant la prestation du service. Ainsi, le Producteur doit :

« Rendre disponibles des ressources de production dont l'exploitation est modulable pour la variation horaire de la charge associée au volume d'électricité patrimoniale lesquelles ressources ne doivent pas excéder pour chaque jour 11 % de la valeur horaire maximale en mégawatts de la charge associée au volume d'électricité patrimoniale mobilisée pour ce jour, sans dépasser 3 000 MW. »

La conclusion de l'étude était qu'afin de maintenir la profondeur des dépassements au niveau alors attendu de 14,9 GWh en 2016 sans éolien, le service de réglage horaire de la production dans l'entente devrait être augmenté de 82 MW.

Il est à noter que ces évaluations ont été faites en 2009 et 2010 avec un faible historique disponible de données de production et de prévision éoliennes. De même, il est important de noter que pour le suivi intrahoraire les résultats découlaient de l'utilisation de prévisions horaires pour l'éolien et à la minute pour la demande, ce qui pouvait entraîner une surestimation de la réserve totale nécessaire. De même, l'erreur sur cette prévision éolienne (6,7 % de la puissance installée sur persistance de 2 heures) y semble importante relativement aux résultats opérationnels actuels, et la variabilité horaire de la production éolienne, à 171 MW, y est beaucoup plus forte que celle de 98,3 MW observée en 2015 avec près de 3 000 MW installés. Une mise à jour avec l'historique complet, un raffinement méthodologique et les hypothèses nécessaires à l'inclusion des nouvelles centrales planifiées résulterait donc potentiellement en des ajustements à ces conclusions. Cela dit, à ce jour aucun ajustement n'a été fait aux divers services.

3.2.3.3 Incertitudes sur les prévisions : Les provisions pour aléas

Une fois établis les besoins additionnels requis pour garantir la fiabilité et maintenir la qualité du support en fréquence du réseau, l'ajustement final devant être apporté au processus de planification de l'exploitation, en présence de production et demande variables et compte tenu de leurs prévisions imparfaites et incertaines, est la gestion du risque économique d'engagement des marges résiduelles disponibles. Au-delà du coût lié aux ressources mises de côté pour soutenir les besoins additionnels de réserves d'exploitation et de plage de régulation, une part importante du réel coût d'équilibrage des variations du système électrique s'attache à cette gestion.

Contrairement à d'autres juridictions, Hydro-Québec a formellement structuré la gestion de ce risque autour du concept de provisions pour aléas. Un niveau fixe de provisions est actuellement en vigueur selon les horizons prévisionnels, sur la base du fait que l'incertitude sur les prévisions de la demande et des indisponibilités est jugée relativement constante, aboutissant à un niveau de risque non formellement établi, mais contrôlé sous l'éclairage des résultats historiques d'exploitation du système.

Devant l'augmentation de l'incertitude liée à la production éolienne, dès 2009 Hydro-Québec a cependant commencé à étudier l'impact de cette dernière sur les provisions pour aléas [97],[98],[99] et à développer une nouvelle approche de gestion dynamique du risque. Basées sur la théorie de la fiabilité des réseaux électriques, il s'agit de formuler la probabilité, de la prochaine heure jusqu'à 48 heures d'avance, de ne pouvoir supporter la charge (*Loss of Load Probability – LOLP*), incluant les réserves d'exploitation et plages de régulation déjà établies. La formulation se fait alors sur la distribution de probabilité d'erreur de prévision nette, établie par convolution - une opération mathématique complexe - de celles de la charge, de la production variable (ici l'éolien) et des indisponibilités de la production modulable et du réseau de transport. L'exercice est répété régulièrement avec mise à jour des intrants. À une quantité de provisions

résultantes à un horizon prévisionnel donné correspond alors un risque que celle-ci ne soit pas suffisante à l'« heure de tombée » : Si toute la marge de manœuvre résiduelle est alors engagée, des pénalités coûteuses sont encourues ou, à tout le moins, des pertes de rendement importantes sont imposées aux turbines hydroélectriques. En contrepartie, toute marge de manœuvre inutilisée n'aura pu être valorisée.

L'étude 2009 a d'abord permis d'établir formellement les risques maximums réels, sans éolien. De l'application du principe de maintien des mêmes risques avec l'éolien a découlé le besoin de provisions additionnelles à chacun des cas. Le Tableau 9 résume l'ensemble des résultats. L'étude concluait que, bien que les augmentations fussent faibles relativement aux provisions nominales pour le lendemain, celles-ci sont particulièrement sensibles, en temps réel, au niveau de production éolienne et à l'incertitude sur sa prévision. Globalement, les auteurs soulignaient la justification résultante du besoin d'un calcul dynamique des provisions. En conséquence, la nouvelle approche est actuellement sous analyse.

Il est d'intérêt de noter qu'avec cette étude de 2009 et ses suites, Hydro-Québec se positionne à l'avant-scène quant à la formalisation des techniques d'équilibrage de la production éolienne et à la préparation de son système à une gestion dynamique de l'aléa. Ici également, tel qu'il a été mentionné au paragraphe 2.6, la qualité et l'avant-garde de ces méthodes développées à l'IREQ ont d'ailleurs été internationalement reconnues.

Tableau 9 Niveaux prescrits de provisions pour aléas au moment de l'étude 2009, risques correspondants, effets de la production éolienne des 1^{er} et 2^e appels d'offres sur ces risques et besoin de provisions additionnelles pour garder un niveau constant de risque (tiré de [97])

Paramètre	Jour même 1-6 heures		Jour même 7-24 heures		Lendemain	
	Hiver	Été	Hiver	Été	Hiver	Été
Provisions pour aléas nominales (MW)	500	500	1 000	700	1 500	1 200
Risque maximal sans éolien	21,4 %	13,8 %	10,0 %	9,8 %	5,0 %	3,0 %
Δ Risque avec ajout de l'éolien correspondant au Risque maximal (%)	1,0 %	2,1 %	0,6 %	1,4 %	0,4 %	0,7 %
Δ Provisions avec ajout de l'éolien correspondant au risque maximal (MW)	22	41	26	39	34	57

Il est également opportun de noter qu'ici également ces évaluations ont été faites en 2009 avec un faible historique disponible de données. Entre autres, l'écart-type des erreurs de prévision de production éolienne à 48 heures, à 21 %, y résultait d'une extrapolation à 3 000 MW de celles de l'historique à quelques centrales, alors que le même écart-type réel en 2015 était de l'ordre de

10 % pour 2 800 MW de production en moyenne. Les analyses en cours résulteront donc en des ajustements aux conclusions de 2009.

D'autre part, et cela s'applique à l'ensemble des réserves, plages de régulation et provisions pour aléas, les niveaux prescrits et leurs définitions évoluent et le coordonnateur de la fiabilité émet régulièrement des mises à jour [100].

3.2.4 Offre vs demande, variabilité et incertitude, équilibrage : la gestion globale du système intégré

Les articles précédents permettent d'évaluer les caractéristiques et l'effet de l'intégration de la production éolienne sur une base analytique, en découpant la problématique en différents aspects de la gestion du système électrique. Ce découpage permet de simplifier l'analyse et d'assurer que chacun de ces aspects est contrôlé. Il répond également en partie à une approche normalisée, assortie d'exigences règlementaires liées à la garantie de fiabilité du réseau. Cette gestion du système est cependant complexe, et le processus entier est constitué d'éléments inter reliés, l'un influençant l'autre. En conséquence, comme cela a été mentionné précédemment, il peut être difficile de garantir la fiabilité du système sans « dédoubler certaines protections ». L'approche décrite au présent chapitre vise à éviter ce piège.

D'autre part, l'augmentation avérée de la variabilité et de l'incertitude provoquée par la filière éolienne, bien que généralement limitée à ce jour, entraîne une suite de modifications à tous les processus. De la planification long terme et la gestion contractuelle des approvisionnements postpatrimoniaux jusqu'à la gestion des apports hydriques saisonniers, le maintien de la garantie de fiabilité tout en tirant parti de façon optimale des ressources disponibles, dans un monde de variabilité et d'incertitude grandissantes, est un défi d'entreprise en soi. L'intégration de l'éolien n'est qu'un élément particulier de plus dans cette équation.

Les particularités distinctives de cette filière nécessitent cependant une approche nouvelle pour un moyen de production. Ne pouvant être modulé¹⁰², il s'agit sur un horizon annuel d'une production dite « de base », mais dont la puissance varie continuellement, contrairement aux autres productions de base traditionnelles, telle une centrale nucléaire, dont la puissance produite est idéalement maintenue constante. D'une part quant à la fiabilité en puissance et en énergie à long terme, l'éolien participe donc définitivement à l'offre devant supporter la demande, un approvisionnement en bonne et due forme, dont il faut bien établir l'apport attendu. D'autre part, vue par le reste du système électrique, à court terme la production éolienne se « transforme » en demande négative¹⁰³, requérant au passage de la part de la production hydroélectrique un service inhabituel pour soutenir un moyen de production, mais que les centrales hydroélectriques donnent d'emblée pour supporter la charge fluctuante : l'équilibrage.

Ainsi, le besoin d'équilibrage n'est pas nouveau. C'est le besoin d'équilibrage d'une source de production qui l'est, et les processus contractuels et de gestion qui s'attachent à cette réalité particulière. Une fois établis les moyens garantissant la fiabilité du système et la qualité du service, la question résiduelle est alors celle de l'allocation juste des coûts. Les éléments nécessaires pour y

¹⁰² Des moyens de stockage locaux combinés à la production éolienne et des stratégies d'exploitation de celle-ci impliquant des pertes de production peuvent la rendre partiellement ou entièrement modulable « vue du système ». À ce jour, ces moyens n'ont pas été étudiés.

¹⁰³ Vue par les autres moyens de production, l'éolien peut être considéré comme diminuant le demande effective. Le reste du système supporte alors la « demande nette » : demande moins éolien.

répondre ont été résumés ici. Mais face à une plus grande variabilité, le Québec jouit d'un avantage majeur : la grande flexibilité de son système de production hydroélectrique.

3.3 La pénétration éolienne et ses limites

Comme le montrent les éléments précédents, avec bientôt près de 10 % de la puissance installée au Québec, la production éolienne augmente la variabilité et l'incertitude du système, mais son impact global en ce qui concerne les besoins additionnels de réserves, plages et provisions demeure relativement modeste. Les éléments de la section 3.1.2 montrent tout de même qu'au cours des dernières années le « signal » éolien sur la demande nette est devenu un peu plus apparent avec l'augmentation de la puissance installée.

L'expérience mondiale montre cependant qu'une grande quantité est techniquement intégrable, même dans des systèmes peu flexibles et peu interconnectés à leurs voisins. À titre d'exemple, bien qu'il soit important de noter que chaque système est spécifique et qu'une analyse en profondeur est nécessaire pour le comparer objectivement à un autre, la production éolienne en Irlande, un système isolé à l'inertie limitée, a culminé à 63 % de la demande le 7 janvier 2015. La pénétration éolienne horaire maximale atteinte au Québec a été de 17,4 % le 20 septembre 2015. La question réelle n'est donc pas tant celle d'une limite technique que celle du coût total des approvisionnements incluant tous les coûts de raccordement et des « *services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité* » de ceux-ci.

Une pénétration éolienne beaucoup plus forte ferait subir à ces services des impacts supplémentaires dont il faudrait simplement tenir compte. Il est également probable qu'à partir d'une certaine pénétration il soit nécessaire de procéder parfois à des déversements éoliens ou hydrauliques¹⁰⁴ ou de limiter/forcer des exportations, principalement en période de faible demande lorsque la production non modulable dépasse la demande nette. Également, la configuration particulière du réseau québécois entraîne que, sous certaines conditions, la production en amont de celui-ci relativement aux régions de forte demande peut se trouver captive et ne peut être acheminée. Encore ici, la question est de savoir à quelle pénétration se trouve l'optimum économique et, selon les structures corporatives et contractuelles, qui assume les risques, les coûts, et empêche les bénéfices.

À ce jour, Hydro-Québec n'a pas systématiquement étudié l'impact d'une très grande pénétration éolienne sur son système. Nonobstant d'autres facteurs pouvant limiter ou accélérer l'ajout ou le besoin d'ajout de production éolienne supplémentaire dans sa zone de contrôle, il est recommandé qu'une telle étude accompagne toute hypothèse d'augmentation importante de celle-ci.

3.4 Les retombées technologiques à Hydro-Québec et son rayonnement

Hydro-Québec travaille constamment à l'amélioration de ses méthodes, processus, équipements et outils d'analyse. Or un changement profond vers une exploitation plus dynamique et optimale des ressources et vers une intégration plus concrète et rigoureuse des incertitudes et aléas est en cours dans les grands réseaux électriques, et Hydro-Québec travaille avec ses vis-à-vis à faire rapidement évoluer le domaine. Il est important de noter que, comme c'est le cas partout ailleurs,

¹⁰⁴ Les centrales au fil de l'eau sont d'emblée à risque à cet égard mais, à titre d'exemple, pour éviter des déversements des centrales à réservoir se sont également trouvées en mode de production forcée en 2015 en période de très grande hydraulité sur leur bassin.

l'intégration de la production éolienne dans le réseau québécois a fortement motivé d'importants développements technologiques directement en lien avec cette mouvance, et dont la haute qualité a été reconnue internationalement.

Spécifiquement pour l'intégration éolienne et au-delà des études déjà citées, Hydro-Québec et l'IREQ participent activement à de nombreux efforts internationaux, par exemple à titre de

- Représentant canadien¹⁰⁵ au « *Task 25 - Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Energy* »
- Membre du conseil de direction du « *Réseau stratégique du CRSNG sur l'énergie éolienne* »¹⁰⁶
- Membre du comité consultatif technique de l'« *Étude pancanadienne sur l'intégration de l'éolien* »¹⁰⁷.

Hydro-Québec est également membre actif de « *UVIG - Utility Variable Generation Integration Group* »¹⁰⁸ et ses ingénieurs et scientifiques participent régulièrement aux ateliers et conférences organisés par cet important joueur du domaine et ailleurs.

Notons que la mise en place, en 2006 sur recommandation de l'IREQ, d'un comité éolien corporatif transversal coordonnant les travaux techniques devant être rapidement mis en branle, assura l'attaque efficace du défi de l'intégration éolienne au système électrique.

Aujourd'hui, la production éolienne variable, et plus récemment la production solaire aux caractéristiques similaires, favorise l'évolution des marchés, de leur structure et des produits d'équilibrage qui peuvent y être échangés. À la fin 2015, par les outils et méthodes qu'elle a mis en place et continue de développer dans la foulée du programme éolien, Hydro-Québec est bien positionnée pour faire face à ces nouveaux défis, et pour tirer parti des nouvelles opportunités qui s'y attachent.

¹⁰⁵ Le ministère des Ressources Naturelles du Canada est le représentant national pour l'ensemble des initiatives du « *Wind Implementing Agreement* » de l'Agence Internationale de l'Énergie. Hydro-Québec agit à titre de représentant délégué au *Task 25*. Voir www.ieawind.org, et en particulier www.ieawind.org/task_25.html

¹⁰⁶ www.nserc-crsng.gc.ca/Business-Entreprise/How-Comment/Networks-Reseaux/WESNet-WESNet_fra.asp. Ce mandat est maintenant complété.

¹⁰⁷ Effort en cours, coordonné par l'Association Canadienne de l'Énergie Éolienne, www.mcan.gc.ca/energie/financement/programmes-financement-actuels/iei/16635

¹⁰⁸ www.uvig.org