

Hydro-Québec Distribution

**Évaluation de la contribution en puissance
de la production éolienne
sous contrat avec Hydro-Québec Distribution**

Octobre 2009

TABLE DES MATIÈRES

1	INTRODUCTION	1
2	BALISAGE : MÉTHODES ET RÉSULTATS OBTENUS	1
2.1	Approches méthodologiques courantes	1
2.2	Résultats obtenus.....	2
2.3	Particularité propre à la zone de contrôle du Québec	3
3	MÉTHODOLOGIE RETENUE PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION	4
3.1	Caractéristiques de chacun des modèles.....	4
3.1.1	Modèle MARS	4
3.1.2	Modèle FEPMC	5
3.2	Démarche générale commune	5
4	LES DONNÉES DE PRODUCTION ÉOLIENNE	6
4.1	Reconstitution de séries de données historiques	6
4.2	Analyse spécifique de la production éolienne lors des 14 événements historiques....	7
4.3	Observations générales sur les séries historiques de production éolienne	10
5	UTILISATION DES MODÈLES DE FIABILITÉ ET RÉSULTATS	11
5.1	Modèle MARS.....	12
5.2	Modèle FEPMC.....	14
6	CONCLUSION.....	15
	BIBLIOGRAPHIE	17

1 INTRODUCTION

La présente étude vise à fournir une estimation de la contribution en puissance des 3000 MW de production éolienne sous contrat avec Hydro Québec Distribution.

Il s'agit d'une démarche qui vise notamment à déterminer une valeur à intégrer dans les exercices d'évaluation de la fiabilité en puissance de la zone de réglage Québec.

2 BALISAGE : MÉTHODES ET RÉSULTATS OBTENUS

2.1 Approches méthodologiques courantes

Les difficultés liées à l'évaluation de la contribution en puissance des éoliennes relèvent de plusieurs facteurs dont la variabilité non contrôlée de la production, la difficulté d'en prévoir le comportement avec exactitude et des facteurs d'utilisation relativement faibles par rapport à d'autres technologies. Alors que la probabilité qu'une unité de production d'électricité conventionnelle (hydroélectrique, nucléaire ou thermique) ne soit pas disponible est relativement faible, la production éolienne, compte tenu du caractère variable des vents, n'est disponible à pleine puissance qu'un faible nombre d'heures par année. Malgré ce constat, l'ajout d'un parc éolien à un réseau électrique augmente sa fiabilité.

Dans toutes les juridictions, le concept de contribution en puissance est associé à des objectifs de fiabilité de réseau électrique. Un niveau de fiabilité souhaité par un réseau doit avant tout être déterminé, ce dernier étant mesuré par les concepts de LOLP (Loss Of Load Probability) ou LOLE (Loss Of Load Expectation) (réf. 2, 3, 7 et 13). Parallèlement à ces deux concepts, certaines juridictions mesurent également les besoins énergétiques non satisfaits ou ENS (Energy Not Served) (réf. 3 et 6). Dans les pays industrialisés, les niveaux de fiabilité recherchés impliquent des taux de défaillance de l'ordre d'une journée par dix ans ou 0,1 jour par année. Certaines juridictions, comme l'Allemagne, effectuent des tests avec des LOLE allant jusqu'à une journée par cent ans (réf. 2).

De manière générale, la contribution en puissance ou « Capacity Credit » associée à un moyen de production s'appuie sur des estimations du LOLE. Il s'agit de trouver la quantité de charge additionnelle pouvant être desservie par l'ajout d'un équipement de production, tout en maintenant constant le niveau de LOLE (réf. 5, 7 et 13). Une variante de cette méthode consiste à établir une

équivalence entre d'une part, l'installation d'un équipement conventionnel (dont le comportement est généralement bien connu sur un réseau) ou l'achat de UCAP et, d'autre part, l'installation d'un équipement éolien. Dans la littérature, cette famille d'approches méthodologiques est appelée Effective Load Carrying Capability (ELCC).

Pour mesurer le niveau de fiabilité d'un réseau, différents types de modèles sont utilisés (réf. 6, 8, 9 et 19), principalement des simulateurs chronologiques de type Monte Carlo.

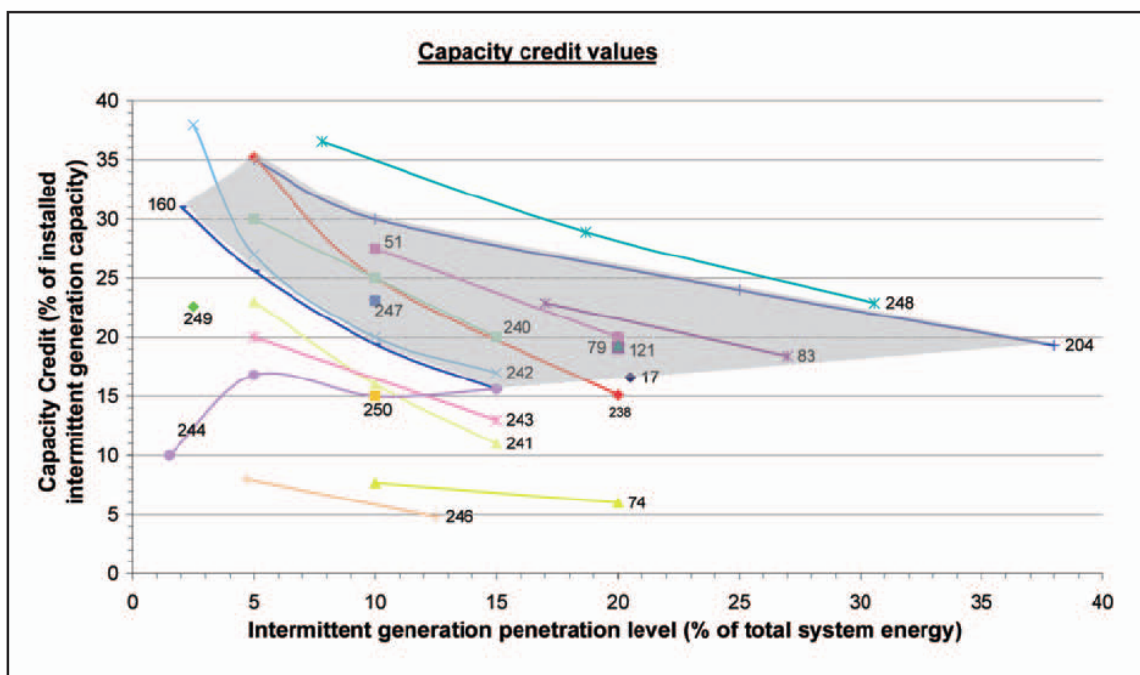
D'autres études transposent les résultats obtenus dans le cadre d'analyses détaillées ou s'appuient sur des méthodes beaucoup plus simples et qui exigent moins d'information comme le facteur d'utilisation des éoliennes durant certaines périodes prédéfinies (réf. 1 et 14). Toutefois, les méthodes simplifiées sont applicables seulement dans le contexte de faibles taux de pénétration de la production éolienne.

2.2 Résultats obtenus

La grande majorité des zones de contrôle nord-américaines et européennes reconnaissent une valeur en puissance à la production éolienne. Toutefois, la contribution en puissance est plus faible dans le cas de l'éolien que dans le cas des moyens de production conventionnels. La contribution en puissance peut également varier si, en outre, il existe une corrélation entre la production et les périodes de fortes charges. En plus, le taux de pénétration des équipements éoliens par rapport à l'ensemble des moyens de production est déterminant dans la valeur de la contribution en puissance de cette technologie. En effet, plus le taux de pénétration sera élevé, plus faible sera la contribution en puissance de l'éolien (en pourcentage par rapport à la puissance installée). La relation entre le taux de pénétration de la production éolienne et sa contribution en puissance a d'ailleurs été l'objet de plusieurs exercices de quantification principalement en Europe (réf. 2, 3 et 4).

Étant donné les différentes méthodologies utilisées ainsi que les spécificités des réseaux et de la production éolienne, les résultats de l'évaluation de la contribution en puissance diffèrent grandement d'une région à l'autre.

Quelques études récentes (réf. 10 et 15) recensent les résultats empiriques sur le sujet. Ainsi, la figure 1 ci-après est directement tirée d'une de ces études. Elle représente graphiquement les résultats obtenus dans différentes juridictions, et les met en relation avec le taux de pénétration de la production intermittente. À des taux de pénétration équivalents à ceux projetés au Québec, les résultats des études recensées se situent majoritairement dans un intervalle entre 20 et 35 %.



Source : référence 15, page 43.

Figure 1
Résultat de plusieurs études sur la contribution en puissance de la production éolienne (réf. 15, page 43)

2.3 Particularité propre à la zone de contrôle du Québec

Pour les fins de la présente étude, le cas du Québec présente un défi particulier, compte tenu de la coïncidence entre les températures froides responsables d'interruptions de production éolienne et les pointes de charge.

Tel que spécifié dans les appels d'offres d'Hydro-Québec Distribution, les éoliennes de grande puissance disponibles commercialement sont en mesure de fonctionner jusqu'à des températures de -30°C . Or, au Québec, des températures inférieures sont parfois atteintes.

De telles limites de production ne constituent généralement pas un problème pour les autres réseaux. D'une part, leur pointe annuelle n'est pas systématiquement liée aux températures froides, car les charges de chauffage électrique y sont beaucoup moins importantes qu'au Québec. D'autre part, dans les juridictions où la pointe annuelle se produit en hiver, les températures ne descendent généralement pas sous le seuil de -30°C .

Il n'est donc pas surprenant que la littérature ne recense pas de cas similaires où la coïncidence entre les arrêts de production par temps froid et les pointes de charge doit être analysée avec soin.

3 MÉTHODOLOGIE RETENUE PAR HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

La méthode retenue par Hydro-Québec Distribution, pour procéder à une estimation de la contribution en puissance des éoliennes s'apparente à celles utilisées dans différentes études nord-américaines et européennes, soit la méthode ELCC (réf. 13).

L'application de cette méthode a fait appel à deux modèles de simulation. Il s'agit d'une part du modèle MARS (Multi Area Reliability Simulation), développé par General Electric, et utilisé par Hydro-Québec et les juridictions voisines pour évaluer la fiabilité de leurs approvisionnements. D'autre part, le modèle de simulation Monte Carlo FEPMC, développé par Hydro-Québec, a également été utilisé. Les résultats obtenus par les deux modèles sont présentés dans le cadre de la présente étude.

3.1 Caractéristiques de chacun des modèles

3.1.1 Modèle MARS

Il s'agit d'un modèle de simulation Monte Carlo qui utilise des matrices de transition pour la représentation de la production éolienne. Ce type de modèle utilise la méthode Monte Carlo Séquentielle et est basé sur un modèle Markovien. La caractérisation des équipements de production dans le modèle MARS s'effectue par le biais de la définition de différents états de production (production à 10 %, 20 %, 30 %... de la puissance installée) et de probabilités de transition entre les différents états. Afin de prendre en considération la corrélation entre la charge et la production éolienne, le modèle MARS associe une table d'occurrence d'états et de probabilités de transition propre à chacun des mois avec la charge du mois correspondant.

Par contre, l'utilisation de MARS n'a pas pris en considération la coïncidence entre la charge et la production éolienne sur un pas de temps plus court. Au sein du mois de janvier, par exemple, la présence de chacun des états est simulée indépendamment du niveau de la charge, comme si les événements étaient indépendants. Ainsi, il en résulte possiblement deux types de biais dont les impacts agissent en sens inverse :

- une sous estimation de l'impact de la corrélation entre les fines pointes de la charge et les périodes de froid extrême nécessitant l'interruption de la production éolienne;
- une sous estimation de l'impact de la corrélation entre les périodes de forte charge et les vents forts, ces derniers de nature à soutenir la production éolienne lorsque requise pour les besoins du réseau (voir à cet effet les données présentées aux sections 4.2 et 4.3).

3.1.2 Modèle FEPMC

FEPMC est un simulateur stochastique basé sur la méthode Monte Carlo. Il permet de calculer l'espérance annuelle de délestage d'un parc de production sous des conditions définies d'offre et de demande.

Le modèle utilise 252 profils annuels de demande chronologiques, c'est-à-dire des séries chronologiques de 8 760 valeurs horaires. Ces profils représentent la prévision de la demande selon 36 climatologies répertoriées entre 1971 et 2006. Ces climatologies sont décalées de plus ou moins trois jours afin de représenter l'impact de la coïncidence de toutes les conditions climatiques avec chacun des sept jours de la semaine et formant les 252 profils annuels. FEPMC applique, de manière exogène, un aléa prévisionnel à chacun de ces profils de demande pour définir un grand nombre de différents cas.

Le modèle détermine le niveau de production à chaque heure de l'année en calculant la puissance des groupes qui sont disponibles et en ajoutant les autres ressources disponibles à chacune des heures. Des pannes d'équipements de production sont simulées de façon aléatoire selon une méthode Monte Carlo.

FEPMC simule tous les cas de demande en définissant, pour chaque heure d'une année de simulation, la demande totale et la puissance disponible pour répondre à cette demande. La compilation automatique des résultats de chaque année simulée permet de recenser le nombre de cas où un délestage de charge causé par l'insuffisance de ressources est simulé et de calculer l'espérance annuelle de délestage.

3.2 Démarche générale commune

La démarche générale suivie pour l'évaluation de la contribution des éoliennes comporte deux étapes. Quel que soit le modèle utilisé, ces deux étapes sont suivies pour chacune des évaluations.

Étape 1 : Une première simulation inclut la charge, les ressources prévues dans le bilan en puissance et les 3 000 MW de production éolienne. La quantité de ressources est toutefois ajustée pour obtenir le niveau

de fiabilité cible (espérance de délestage de un jour par dix ans ou LOLE = 0,1).

Étape 2 : Dans une seconde simulation, la production éolienne est retirée et une quantité d'achats fermes de puissance (UCAP) est ajoutée de manière à ce que la fiabilité soit ramenée au niveau cible.

Résultat : La contribution en puissance des éoliennes correspond à la puissance ajoutée à l'étape 2. Cet ajout de puissance est divisé par la puissance éolienne installée (3 000 MW) pour obtenir un résultat exprimé en pourcentage.

4 LES DONNÉES DE PRODUCTION ÉOLIENNE

4.1 Reconstitution de séries de données historiques

La réalisation de diverses études d'impact de la production éolienne requiert des séries chronologiques de production. Or, aucun historique de production n'est encore disponible sur la grande majorité des sites qui ont fait l'objet d'un contrat. Les techniques de « backcasting » ont été utilisées afin de développer des séries pour représenter la production des éoliennes sous contrat, comme si elles avaient été en service lors des précédentes années.

Ainsi, la société Hélimax Énergie Inc. a été mandatée pour reconstituer des séries historiques de 36 ans de production éolienne, avec un pas de temps horaire. Ces séries simulent la production de l'ensemble des parcs éoliens sous contrat avec Hydro-Québec Distribution, comme s'ils avaient été en service entre 1971 et 2006. La construction de ces séries repose sur l'utilisation de mesures historiques des stations météorologiques les plus proches du site d'intérêt, l'information locale sur le site, des techniques d'extrapolation et des modèles physiques. Elles tiennent donc compte des conditions climatiques qui prévalaient durant cette période (réf. 16 et 17).

Par ailleurs, les deux modèles utilisés sont en mesure de prendre en considération les limites régionales de transit. Ainsi les données de production éolienne sont regroupées par région. Le regroupement régional est effectué en fonction de la configuration des artères du réseau de transport où chacun des parcs éolien est raccordé. Le regroupement utilisé est présentée au tableau 1.

TABLEAU 1
Localisation des parcs éoliens des deux premiers appels d'offres
et regroupement en fonction des régions de transport¹

Nom du projet	Région administrative	Région de transport où le projet est raccordé
1er Appel d'offres		
Parc de Baie-des-Sables	Bas-Saint-Laurent	Québec Centre
Parc éolien de Saint-Ulric	Bas-Saint-Laurent	Québec Centre
Parc de L'Anse-à Valteau	Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	Québec Centre
Parc éolien de Carleton	Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	Québec Centre
Parc des Méchins	Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	Québec Centre
Parc éolien Mont-Louis	Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	Québec Centre
Parc éolien de Montagne Sèche	Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	Québec Centre
Parc éolien de Gros-Morne	Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	Québec Centre
2e Appel d'offres		
Parc éolien du Lac Alfred	Bas-Saint-Laurent	Québec Centre
Parc éolien Bas-Saint-Laurent (Ste-Luce)	Bas-Saint-Laurent	Québec Centre
Parc éolien Vents du Kempt	Bas-Saint-Laurent	Québec Centre
Centre d'énergie éolienne Le Plateau	Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	Québec Centre
Parc éolien New Richmond	Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	Québec Centre
Parc éolien de Clermont	Capitale-Nationale	Québec Centre
Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 2	Capitale-Nationale	Québec Centre
Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 3	Capitale-Nationale	Québec Centre
Parc éolien de l'Érable	Centre-du-Québec	Québec Centre
Parc éolien Massif du sud	Chaudière-Appalaches	Québec Centre
Parc éolien des Moulins	Chaudière-Appalaches	Québec Centre
Parc éolien de la Rivière du Moulin	Saguenay-Lac-St-Jean	Baie-James
Parc éolien d'Aguanish	Côte-Nord	Manicouagan
Parc éolien Montérégie (St-Rémi)	Montérégie	Montréal
Parc éolien Saint-Valentin	Montérégie	Montréal

4.2 Analyse spécifique de la production éolienne lors des 14 événements historiques

Au cours des études sur la contribution en puissance des éoliennes, les premiers résultats se sont avérés particulièrement sensibles aux données de production éolienne pendant les événements de pointe historiques responsables de la majorité des délestages simulés par les modèles. Quatorze (14) événements de ce type ont été recensés.

Afin d'obtenir des évaluations plus robustes, Hydro-Québec a entrepris des démarches afin d'accroître la précision des données de production éolienne utilisées, particulièrement pendant les périodes critiques pour ce type d'analyse. À cet effet, un projet de recherche a été lancé, en partenariat avec

¹ La définition des régions de transport utilisée est identique à celle qui figure dans les attestations de fiabilité produites à la Régie de l'énergie et au NPCC. Voir à cet effet, la revue triennale produite pour la zone de contrôle du Québec (réf. 18, page 8).

Environnement Canada, afin de simuler les conditions météorologiques sur les sites de production, lors des 14 pointes historiques recensées entre 1971 et 2006.

Cet exercice a d'abord été réalisé pour une période témoin hivernale où étaient disponibles de manière concomitante des données réelles aux mâts de mesure des parcs éoliens et des données de simulation d'Hélimax. L'écart type de l'erreur des séries générées par les modèles de prévision d'Environnement Canada (GEM 2.5) s'est avéré plus faible que celui des séries générées par Hélimax. Alors que l'écart type de l'erreur de prévision des séries d'Hélimax est de 3,5 mètres/seconde, celui des séries générées par GEM 2.5 s'établissait à 2,1 m/s. L'analyse détaillée pour chacun des parcs révèle que l'erreur oscille entre 2,3 et 5 m/s dans le cas des simulations d'Hélimax et entre 1,7 et 3 m/s dans le cas du modèle GEM 2.5. Il est donc possible de réduire l'écart type de l'erreur de 37 % en utilisant le modèle GEM 2.5 d'Environnement Canada.

Malheureusement, il serait impossible, à cause des exigences en matière de temps de calcul requis, d'utiliser les modèles d'Environnement Canada pour simuler la production éolienne sur l'ensemble de la période de 36 ans. Son utilisation a donc été limitée aux 14 périodes les plus critiques pour l'analyse de la contribution en puissance.

Une comparaison de la production éolienne pendant les 14 pointes exceptionnelles obtenue par Hélimax et par le modèle GEM 2.5 d'Environnement Canada, figure au tableau 2. Ainsi, les résultats sont significativement différents. Cette différence peut être attribuée à la méthodologie utilisée par Hélimax qui utilise principalement les données de surface à 10 mètres d'altitude, qui peuvent par ailleurs être parfois éloignées des sites de production éolienne.

TABLEAU 2
Comparaison Hélimax Environnement Canada pour
les 14 pointes historiques

	Moment de la pointe	FU (%) Hélimax	FU (%) GEM 2.5	Écart Hélimax / GEM 2.5
1	04-janv-81 PM	11,0	20,7	+ 9,7
2	15-janv-04 PM	46,5	42,4	- 4,1
3	03-janv-81 PM	31,3	36,2	+ 5,0
4	16-janv-94 AM	43,5	44,7	+ 1,2
5	23-janv-76 AM	66,4	59,1	- 7,3
6	06-févr-95 PM	56,8	34,3	- 22,6
7	24-janv-76 AM	52,8	41,2	- 11,6
8	11-janv-81 PM	89,9	85,9	- 4,0
9	27-janv-94 AM	14,5	5,3	- 9,2
10	17-janv-82 PM	19,4	21,2	+ 1,9
11	16-janv-04 AM	57,0	48,8	- 8,2
12	16-janv-92 PM	60,2	60,4	+ 0,2
13	15-janv-94 PM	68,9	49,4	- 19,5
14	25-déc-80 PM	37,1	37,6	+ 0,5
Moyenne FU (14 pointes)		46,8	42,0	- 4,9

Par ailleurs, il est intéressant de noter que, l'ensemble des données simulées prennent en considération les arrêts de production pour températures froides. Ces arrêts sont responsables de pertes de production importantes pendant les 14 pointes historiques, surtout dans le cas des parcs éoliens situés hors du territoire de la Gaspésie. Ainsi, les FU moyens sans les pertes de production par temps froid s'établiraient à 75 % (au lieu de 46,8 %) dans le cas des simulations d'Hélimax et à 67 % (au lieu de 42 %) avec l'utilisation de GEM 2.5. En résumé, les conditions de vent sont le plus souvent très bonnes au moment des 14 pointes de charge, mais l'effet des températures extrêmes engendre une diminution importante du FU.

4.3 Observations générales sur les séries historiques de production éolienne

Les profils mensuel et horo-journalier de la production éolienne et de la charge de 2016 sont présentés aux figures 2 et 3 ci-dessous. Les principales observations tirées de l'analyse de ces profils sont les suivantes :

- la production éolienne diffère de manière importante d'un mois à l'autre et elle est plus élevée durant les mois d'hiver;
- les profils mensuels de la production éolienne et de la charge sont étroitement rapprochés;
- la production éolienne est plus élevée la nuit alors que la charge est plus basse.

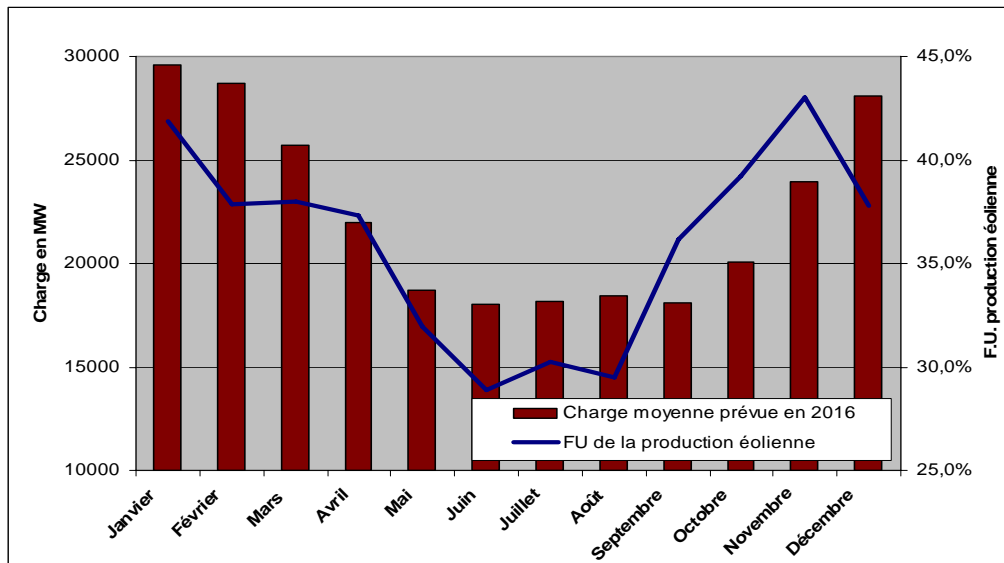


Figure 2
Comparaison de la production éolienne et de la charge québécoise

Le phénomène voulant que la production éolienne soit plus forte durant les mois d'hiver que durant les mois d'été est généralisé en Amérique du Nord. Cependant, le profil des besoins en électricité caractérisé par une consommation et une pointe beaucoup plus forte en hiver qu'en été est le propre de certaines provinces canadiennes seulement.

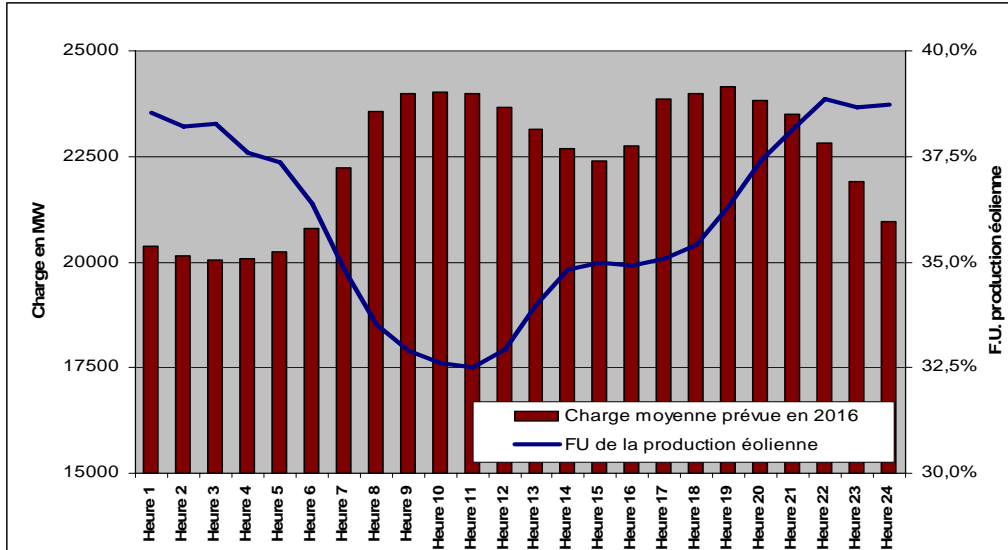


Figure 3
Comparaison de la charge moyenne du Distributeur
et de la production éolienne
pour chaque heure de la journée

Finalement, même si l'ensemble des données prennent en considération les arrêts de production pour températures froides, l'impact de ces arrêts est pratiquement imperceptible lors de l'analyse des profils moyens de production. Par contre, les arrêts par temps froid sont étroitement liés aux fines pointes de la charge et peuvent, à ce titre, affecter de manière significative la contribution en puissance des éoliennes. Il en est de même pour la coïncidence entre l'occurrence de vents forts dans la région gaspésienne et les pointes de charge importantes. Ce dernier phénomène affecte positivement la contribution en puissance.

La méthode d'évaluation appliquée vise précisément à capter la coïncidence entre les pointes importantes et les différents phénomènes météorologiques affectant la production éolienne.

5 UTILISATION DES MODÈLES DE FIABILITÉ ET RÉSULTATS

La réalisation des études de fiabilité a nécessité, pour chacun des deux modèles, l'utilisation de l'information suivante :

- les données de production éolienne simulées telle que décrites à la section précédente,
- les données de charge et les aléas qui s'y rapportent,

- les caractéristiques techniques, les programmes d'entretien, les contraintes d'exploitation et les paramètres statistiques sur les pannes des équipements de production,
- les achats d'électricité prévus en situation d'équilibre,
- les caractéristiques des programmes de gestion de la demande ainsi que les contraintes d'appel associées à ces programmes,
- les contraintes de transport.

Les données de charge sont basées sur la révision de mai 2009 de la prévision de la demande pour l'horizon 2016. Dans le cas du modèle MARS, un profil de charge déterministe représentatif des conditions climatiques normales est utilisé et le modèle MARS tient compte de l'aléa global sur la demande (aléa combiné prévisionnel + climatique) par le biais d'un générateur de scénarios de type Monte Carlo. Dans le cas de FEPMC, les données d'entrée sont constituées de 252 scénarios de données horaires de charge décrits à la section 3.1.2.

Les données concernant les équipements de production, les caractéristiques des programmes commerciaux d'interruption de charge et les contraintes de transport sont conformes à celles utilisées pour les exercices de fiabilité.

Chacun des modèles a été utilisé avec deux séries de données de production éolienne, soit les données originales d'Hélimax et les données corrigées par les résultats de GEM 2.5 pendant les 14 pointes historiques.

À l'égard des données utilisées, la présente étude se démarque des études recensées, notamment par la prise en considération d'un important historique climatologique dans la définition de scénarios horaires de demande et de production éolienne.

5.1 Modèle MARS

La caractérisation de la production éolienne dans le modèle MARS s'effectue par le biais de « tables d'états » et de « matrices de probabilités de transition » entre les différents états, afin de représenter les différents niveaux de production, leur occurrence et les probabilités de passer d'un niveau à l'autre. MARS permet de définir 11 différents états pour un même équipement de production.

Afin de tenir compte du profil mensuel de la production éolienne, la définition des tables d'états et des matrices de transition est effectuée indépendamment pour chacun des mois de l'année. En plus, puisque les éoliennes sont réparties dans 4 différentes régions de transport, un total de 48 tables d'état et matrices de

transition est calculé. Ces différentes tables et matrices sont évaluées à partir des 36 ans de données de production éolienne simulée.

Conformément à l'approche générale décrite à la section 3.2, un premier scénario incluant la production éolienne est calibré de manière à ce que l'espérance de délestage s'établisse au niveau requis pour satisfaire le critère de fiabilité (LOLE = 0,1 jour par année). Un tel scénario requiert des achats additionnels de 1 050 MW. Lorsque la production éolienne est retirée, les achats additionnels requis s'élèvent à 2 010 MW, soit 960 de plus que dans le scénario avec la production éolienne. Il y a donc une équivalence entre la contribution en puissance des achats garantis de 960 MW et les 3 000 MW de production éolienne. On retient donc un ratio de contribution en puissance de 32 %.

Tableau 5
Résultats détaillés du modèle MARS

Résultats détaillés MARS	Cas avec production éolienne	Remplacement de la production éolienne par achats fermes garantis	Différence
Besoins en pointe 2015-2016	38395	38395	
Ressources engagées	40008	Idem	
Électricité patrimoniale	37442		
Contrats avec HQP	600		
Engagement énergie différée	400		
Cogénération a la biomasse	166		
Petites centrales hydrauliques	150		
Abaissement de tension	250		
Électricité interruptible	1000		
Autres achats fermes	1050	2010	960
Production éolienne installée	3000	0	3000
<i>Espérance de délestage (jour/an)</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>	↓
960 ÷ 3000 = 32 %			

Conformément aux attentes, le remplacement des données d'Hélimax par celles de GEM 2.5 dans les matrices de transition ne conduit pas, dans le cas de MARS, à des résultats différents de ceux présentés au Tableau 5.

5.2 Modèle FEPMC

Le modèle FEPMC utilise directement les données horaires de production éolienne et assure la concomitance, heure par heure, des données éoliennes et de charge pour chacun des 252 scénarios de conditions climatiques.

Le tableau 6 présente les résultats détaillés des simulations effectuées avec les données d'Hélimax. La contribution en puissance obtenue s'élève à 36 % de la puissance éolienne installée.

Tableau 6
Résultats détaillés du modèle FEPMC
lorsque les données d'Hélimax sont utilisées

Résultats détaillés FEPMC avec les données d'Hélimax	Cas avec production éolienne	Remplacement de la production éolienne par achats fermes garantis	Différence
Besoins en pointe 2015-2016	38395	38395	
Ressources engagées	40008	Idem	
Électricité patrimoniale	37442		
Contrats avec HQP	600		
Engagement énergie différée	400		
Cogénération à la biomasse	166		
Petites centrales hydrauliques	150		
Abaissement de tension	250		
Électricité interruptible	1000		
Autres achats fermes	1290	2355	1065
Production éolienne installée	3000	0	3000
<i>Espérance de délestage (jour/an)</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>	↓

1065 ÷ 3000 = 36 %

Tel que mentionné à la section 4.2, les résultats de FEPMC se sont avérés très sensibles aux données de production éolienne durant les 14 pointes historiques. Les investigations sur le sujet et les études additionnelles sur la production éolienne durant ces événements se sont soldées par le remplacement des données Hélimax par celles du modèle GEM 2.5 d'Environnement Canada, lors des 14 pointes historiques. L'utilisation de ces nouvelles données dans le modèle FEPMC a conduit aux résultats présentés au tableau 7.

Tableau 7
Résultats détaillés du modèle FEPMC
lorsque les données de GEM 2.5 sont utilisées

Résultats détaillés FEPMC avec les données de GEM 2.5	Cas avec production éolienne	Remplacement de la production éolienne par achats fermes garantis	Différence
Besoins en pointe 2015-2016	38395	38395	
Ressources engagées	40008	Idem	
Électricité patrimoniale	37442		
Contrats avec HQP	600		
Engagement énergie différée	400		
Cogénération a la biomasse	166		
Petites centrales hydrauliques	150		
Abaissement de tension	250		
Électricité interruptible	1000		
Autres achats fermes	1485	2355	870
Production éolienne installée	3000	0	3000
<i>Espérance de délestage (jour/an)</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>	↓
			870 ÷ 3000 = 29 %

Pour les raisons décrites à la section 4.2, les données issues de GEM 2.5 présentent une plus grande précision que celle d'Hélimax. Lors de l'utilisation du modèle FEPMC, il est donc de mise d'accorder une plus grande attention aux résultats du tableau 7, indiquant une contribution en puissance équivalente à 29 % de la puissance éolienne installée.

6 CONCLUSION

La présente évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne fait appel aux approches méthodologiques les plus reconnues dans la littérature et appuyées par les organismes de réglementation comme le NERC (réf 13) . Deux modèles distincts ont été utilisés, à savoir, MARS commercialisé par General Electric et FEPMC développé par Hydro-Québec et conduisent à des résultats convergents.

Le modèle MARS indique une contribution en puissance qui s'élève à 32 % de la puissance éolienne installée. Ce modèle est reconnu et largement utilisé dans l'industrie électrique. Par contre, son utilisation ne permet pas de capter, sur un

pas de temps horaire, la corrélation entre la production éolienne et les fines pointes de charge susceptibles d'engendrer les événements de délestage.

Ainsi, un second modèle (FEPMC) a été utilisé. Ce dernier permet de capter la corrélation entre les variations de charge et de production éolienne sur une base horaire. Les résultats obtenus avec ce modèle sont par ailleurs sensibles aux données simulées de production éolienne pendant un nombre limité d'événements de forte charge répertoriés durant la période de référence de 36 ans. Ainsi l'évaluation de la contribution en puissance résultant de ce modèle est de 36 % lorsque les données originales d'Hélimax sont utilisées et de 29 % lorsque les corrections apportées par le modèle GEM 2.5 d'Environnement Canada sont appliquées.

Puisque les données de simulation obtenues à partir du modèle GEM 2.5 se sont avérées plus précises, le résultat de 29 % est considéré plus fiable.

Finalement, en considérant l'ensemble des résultats obtenus ainsi que les forces et faiblesses propres à chacune des évaluations, une hypothèse de contribution en puissance de 30 % semble centrée.

BIBLIOGRAPHIE

- 1) CALIFORNIA WIND ENERGY COLLABORATIVE, "California Renewables Portfolio Standard – Renewable Generation Integration Cost Analysis, Phase II: Recommendations for Implementation"; Report prepared for California Energy Commission – public Interest Energy Research Program; July 2004; pp.14-24 + appendix A.
- 2) EWEA (European Wind Energy Association); "Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: analysis, issues and recommendations"; December 2005; pp. 119-128.
- 3) GIEBEL, Gregor; "Wind Power Has a Capacity Credit – A Catalogue of 50+ Supporting Studies"; Risø National Laboratory; 2005, 13 pages.
- 4) GIEBEL, Gregor; "A Variance Analysis of the Capacity Displaced by Wind Energy in Europe"; Published online in Wiley Interscience; January 2006, 11 pages.
- 5) MILLIGAN, Michael; "Modeling Utility-Scale Wind Power Plants, Part 2: Capacity Credit"; National Renewable Energy Laboratory; Technical Report; Golden, Colorado; March 2002; 57 pages.
- 6) MILLIGAN, Michael; "Factors Relevant to Incorporating Wind Power Plants into the Generating Mix in Restructures Electricity Markets"; National Renewable Energy Laboratory; Golden, Colorado; 2000; 10 pages.
- 7) MILLIGAN, Michael; "Measuring Wind Plants Capacity Value"; National Renewable Energy Laboratory; Golden, Colorado; 6 pages.
- 8) MILLIGAN, Michael; "Variance Estimates in Wind Plant Capacity Credit"; National Renewable Energy Laboratory; Golden, Colorado; Conference Paper for AWEA Windpower '96, Denver Colorado, June 23-27 1996; 9 pages.
- 9) MILLIGAN, Michael, GRAHAM, Mark S.; "An Enumerative Technique for Modeling Wind Power Variations in Production Costing"; National Renewable Energy Laboratory; Conference Paper presented at International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Vancouver BC, September 21-25 1997; 6 pages.
- 10) MILLIGAN, Michael, PORTER, K.; "Determining the Capacity Value of Wind : An Updated Survey of Methods and Implementation"; National Renewable Energy Laboratory; Conference Paper To be presented at WindPower 2008, Houston, Texas, June 1-4, 2008.
- 11) NATIONALGRID; "Transmission And WindEnergy: Capturing the Prevailing Winds for the Benefit of Customer"; Westborough, MA; September 2006, pp 8-9

- 12) NBSO (New Brunswick System Operator); “Maritimes Area Wind Integration Study”; August 2005; 47 pages.
- 13) NERC : North American Electric Reliability Corporation ; Special Report : “Accommodating High Levels of Variable Generation”, April 2009.
- 14) PIWKO, Richard & al; “The Effects of Integrating Wind Power on Transmission System – Planning, Reliability and Operations – Report on Phase 2: System Performance Evaluation” ; Report prepared by GE Energy Consulting Group for the New York State Energy Research and Development Authority; Albany NY; Draft February, 2005, pp.7.1-7.16.
- 15) UKERC (United Kingdom Energy Research Center); “The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network – A report of the Technology and Policy Assessment Function of the UK Energy Research Centre; London Imperial Collage”; March 2006; pp.31-60 & 70-72.
- 16) Hélimax Énergie Inc.; Reconstitution de séries historiques de production éolienne - Parcs éoliens de la Gaspésie (990 MW); Préparé pour Hydro-Québec Distribution; Décembre 2008; 61 pages.
- 17) Hélimax Énergie Inc.; Reconstitution de séries historiques de production éolienne - Appel d’offres pour 2000 MW; Préparé pour Hydro-Québec Distribution; Juin 2009; 74 pages.
- 18) Hydro-Québec Distribution; 2008 Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy - Approved by the RCC, March 11, 2009; 30 pages. Voir l’adresse internet suivante :
[http://www.npcc.org/viewDoc.aspx?name=quebec_triennial_2008+\(March+11+2009\).pdf&cat=revResource](http://www.npcc.org/viewDoc.aspx?name=quebec_triennial_2008+(March+11+2009).pdf&cat=revResource)
- 19) International Energy Association Wind Task 25; Design and operation of power systems with large amount of wind power – Final report, Phase one 2006-2008; VTT Technical Research Centre of Finland, note 2493; June 2009; pp. 130-160.