

**ANNEXE B  
RÉPONSE À LA QUESTION 10.1**

**SIMULATEUR SIRE**

**NOUVELLES APPROCHE PAR SIMULATION POUR  
ÉVALUER LES IMPACTS DE L'INTÉGRATION DE LA  
PRODUCTION ÉOLIENNE SUR LE SERVICE DE  
RÉGULATION DE LA FRÉQUENCE**



## Rapport technique

---

### Simulateur SIRE

Nouvelle approche par simulation pour évaluer les impacts de l'intégration de la production éolienne sur le service de régulation de la fréquence

Octobre 2010



## ***Résumé***

Avec l'augmentation de la pénétration de la production éolienne, le maintien de la fiabilité des réseaux présente de nouveaux défis pour leurs exploitants. En effet, cette source d'énergie variable et difficile à prévoir augmente les contraintes sur les besoins requis pour le réglage de la fréquence. Cet article vise à évaluer, sur le réseau d'Hydro-Québec, les impacts de l'intégration de la production éolienne sur le réglage de la fréquence, en mettant l'accent sur le nombre d'arrêts/ démarrages de groupes turbo-alternateurs et sur les contraintes additionnelles d'importation et d'exportation reliées aux événements de court terme. La production éolienne considérée est égale à 3000 MW.

Le présent rapport fait état de l'utilisation d'une approche basée sur la simulation de la conduite du réseau pour évaluer deux signaux de régulation : le réglage automatique de la production (AGC)<sup>1</sup> et de suivi intra-horaire de la charge (LF)<sup>2</sup>. En d'autres termes, le simulateur SIRE développé à Hydro-Québec (IREQ) est utilisé pour simuler les processus de prévision horaire et d'exploitation en temps réel, avec et sans production éolienne. Ce simulateur utilise entre autres, l'algorithme de répartition de puissance Newton-Raphson complet.

Les impacts sur le réglage de la fréquence obtenus par simulation sont comparés à ceux résultant de l'utilisation de méthodes alternatives. Une première comparaison est effectuée avec la méthode d'allocation pondérée proposée par BPA (Bonneville Power Administration). La seconde comparaison s'appuie sur l'augmentation à la marge de l'écart type des variations de la demande développée par l'ORNL (Oak Ridge National Laboratory). Les résultats obtenus montrent une convergence, particulièrement avec la méthode de BPA. Finalement, puisque le simulateur SIRE est en mesure de compléter ce type d'évaluation par une quantification des impacts sur les variables physiques propres à un réseau (arrêts/ démarrages de groupes turbo-alternateurs, contraintes d'importation et d'exportation, etc.), il peut s'avérer être un outil très intéressant pour évaluer les impacts de l'intégration de la production éolienne.

## ***Mots clé***

Réglage automatique de la production (AGC), suivi intra-horaire de la charge (LF), séries chronologiques de production éolienne, réserves opérationnelles, simulation de réseau, études d'intégration de la production éolienne.

---

<sup>1</sup> Acronyme provenant de l'anglais: Automatic Generation Control

<sup>2</sup> Acronyme provenant de l'anglais: Load Following



## *Table des matières*

<b>1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Description du simulateur multi-agents de conduite de réseau .....</b>	<b>2</b>
2.1	Structure physique du simulateur.....	2
2.2	Intrants du simulateur.....	4
2.3	Description du rôle des agents .....	4
2.4	Phases de simulation .....	5
2.4.1	Planification un jour à l'avance (PJA) .....	6
2.4.2	Exploitation aux cinq minutes (E5).....	8
2.4.3	Exploitation à la minute (E1) .....	9
2.5	Configuration du simulateur dans le cadre des études sur le réseau d'Hydro-Québec.....	10
<b>3</b>	<b>Rappels sur les méthodes statistiques .....</b>	<b>10</b>
3.1	Méthode 1: basée sur l'écart type.....	11
3.2	Méthode 2: basée sur la formule d'allocation .....	11
<b>4</b>	<b>Application et résultats .....</b>	<b>12</b>
4.1	Impacts sur le réglage automatique de la production et sur le suivi de charge intra-horaire. ....	14
4.2	Impacts sur le nombre d'arrêts/démarrages des groupes turbo-alternateurs .....	18
4.3	Impacts sur les importations et les exportations.....	19
<b>5</b>	<b>Conclusions.....</b>	<b>20</b>
<b>6</b>	<b>Références.....</b>	<b>21</b>





# 1 Introduction

Afin de maintenir la fiabilité et la rentabilité des réseaux électriques suite à l'intégration de la production éolienne, de nouveaux défis doivent être surmontés. En effet, en plus des variations de la demande, les opérateurs de réseaux doivent gérer la variabilité de la production éolienne.

Au Canada, on prévoit atteindre une puissance éolienne installée de 11 000 MW en 2015. La contribution du Québec devrait être de l'ordre de 40%. Pour atteindre cet objectif, deux appels d'offres ont été complétés par Hydro-Québec et se sont soldés par la signature de 23 contrats qui devraient mener à l'installation de 3 000 MW de nouvelle production éolienne d'ici la fin de 2015. Un troisième appel d'offres est en cours et devrait conduire à la signature de contrats additionnels au cours de l'année 2011.

Le but de cet article est de proposer une approche par simulation pour évaluer les impacts de l'intégration de la production éolienne. Un simulateur de réseau a été développé par KEMA [1], mais il s'agit surtout d'un outil de simulation de marchés et de modélisation des systèmes de stockage. Le simulateur proposé par AREVA [2] qui simule l'exploitation du réseau en temps réel est dédié à la formation des opérateurs de réseaux. Par ailleurs, les outils de simulation temps réel ne sont pas adaptés pour des simulations rapides de multi-scénarios sur de longues périodes de temps.

Le nouveau simulateur, appelé SIRE, présenté dans cet article, est dédié à la quantification des impacts de l'intégration de la production éolienne sur les paramètres reliés à la conduite d'un réseau de transport d'électricité. Ce simulateur est basé sur un cadre de travail multi-agents, utilisant une spécification publiée par Sandia National Laboratories [3]. Il a été conçu pour simuler rapidement les phases de planification et d'exploitation, en tenant compte des règles de sécurité et de régulation appliquées par un exploitant de réseau de transport. Tous les résultats de simulation sont validés par une répartition de puissance (Newton Raphson complet).

Le simulateur SIRE a été développé pour une utilisation diversifiée et peut servir à une multitude d'autres fins que l'évaluation des impacts de la production éolienne. Sa conception n'est pas non plus limitée à la modélisation du réseau d'Hydro-Québec.

Les simulations présentées dans le présent rapport portent toutefois uniquement sur l'évaluation de l'impact de l'intégration de 3 000 MW de production éolienne sur le réseau d'Hydro-Québec. Ces simulations ont été rendues possibles grâce à la disponibilité de données complètes et précises, provenant de trois sources principales :

- les besoins globaux prévus et réels (charges domestiques et échanges avec les réseaux voisins) sur une durée d'un an (année 2006), obtenus des séries historiques du EMS/SCADA.

- des séries chronologiques d'une durée d'un an (année 2006) de production éolienne simulée [4] [5], pour les centrales éoliennes sélectionnées dans le cadre des deux premiers appels d'offres menées par Hydro-Québec Distribution;.[17] [18]
- une année complète (année 2006) de topologies de réseau sous la forme de fichiers de répartition de puissance, provenant de l'estimateur d'état du réseau.

Les impacts sur les signaux de réglage automatique de la production et de suivi de charge intra-horaire sont évalués en utilisant deux méthodes statistiques. La première est la méthode d'allocation pondérée proposée par BPA (Bonneville Power Administration) [7]. La seconde approche, basée sur l'augmentation de l'écart type des variations des besoins pris en charge par l'exploitant d'un réseau, a été mise au point par ORNL (Oak Ridge National Laboratory) [8]. Les impacts sur d'autres variables qui ne peuvent pas être obtenues à partir de formules analytiques, telles que le nombre des arrêts/démarrages des groupes turbo-alternateurs, les pertes d'opportunités d'importations et d'exportations qui seraient dues aux impératifs de régulation de fréquence sont aussi présentés. L'obtention de ces variables requiert la simulation complète du processus d'exploitation en temps réel.

Ce rapport technique est organisé comme suit: Dans la section II, le nouveau simulateur est décrit. Un bref rappel des méthodes analytiques est présenté dans la section III. La section IV décrit l'application et présente les résultats obtenus. La dernière section est consacrée à la conclusion.

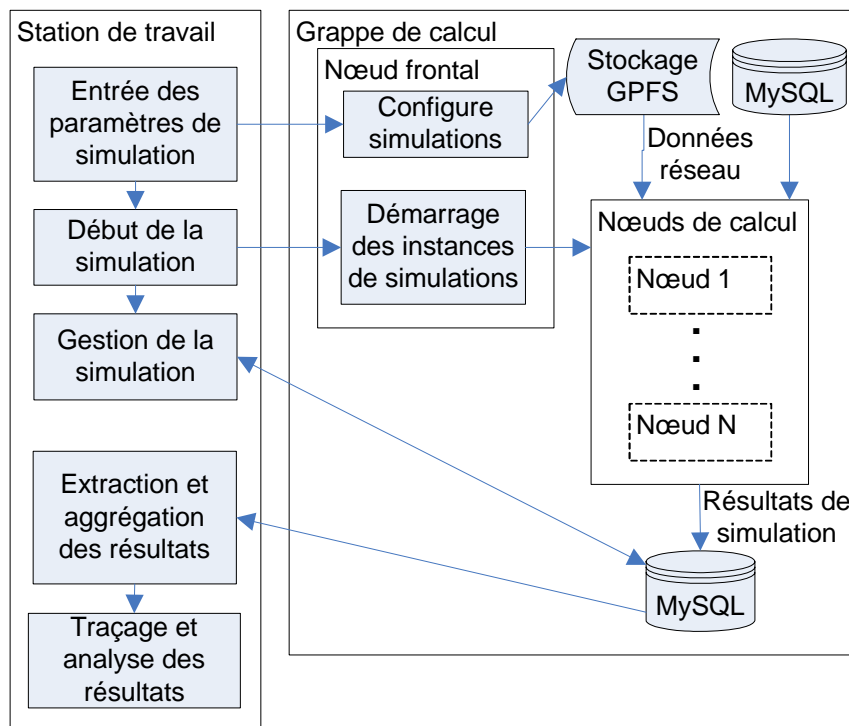
## **2 Description du simulateur multi-agents de conduite de réseau**

### **2.1 Structure physique du simulateur**

Le simulateur SIRE utilise des techniques de calcul distribué de façon à ce que le temps de simulation soit raisonnable. Ainsi, pour chaque scénario, le temps de simulation total est fragmenté mensuellement. Dans le cas du présent rapport, deux scénarios ont été simulés sur une durée d'un an. Ces scénarios correspondent aux cas avec et sans production éolienne. Donc, pour effectuer la totalité des tâches de simulation, 24 simulations mensuelles ont été lancées sur 24 différents ordinateurs (96 nœuds).

La description physique du simulateur est présentée à la figure 1. L'utilisateur interagit avec le simulateur via une interface graphique sur sa station de travail. Une grappe de calcul est requise pour exécuter les tâches de simulation. Tel qu'implanté actuellement, le simulateur SIRE utilise les 96 nœuds mentionnés ci-dessus pour exécuter les simulations, lesquels agissent sous le contrôle d'un nœud frontal. Un ordinateur additionnel est utilisé pour contrôler les échanges de données avec un serveur, contenant l'ensemble des données du réseau et des résultats de simulation.

La grappe de calcul est configurée avec le gestionnaire de tâches « Sun Grid Engine ». Toutes les bases de données et topologies de répartition de puissance sont entreposées dans une unité de stockage haute vitesse IBM General Parallel File System (GPFS). La plupart des nœuds de calcul sont des machines IBM x3455, avec des processeurs Opteron 2218. Les nœuds frontaux sont du modèle IBM x3755. L'unité GPFS est contrôlée par des machines IBM x3655.



**Figure 1 : Description physique du simulateur**

L'interface graphique permet à l'utilisateur de créer, modifier ou charger des fichiers de configuration décrivant les scénarios projetés. À partir des paramètres disponibles, l'utilisateur peut déterminer le début et la fin des simulations, définir la méthode de calcul de la prévision de la production éolienne, changer les contraintes des réserves d'exploitation, modifier la bande morte de l'écart de rendement, etc. L'utilisateur peut démarrer la simulation, arrêter la simulation et surveiller sa progression globale. Lorsque la simulation est terminée, l'utilisateur peut automatiquement extraire tous les résultats à partir des bases de données, pour produire les séries chronologiques contenant tous les paramètres importants de conduite de réseau, dans un format standard, compatible avec la plupart des logiciels commerciaux. À partir de ces séries chronologiques, l'utilisateur peut aussi tracer les résultats sous forme de graphiques chronologiques, d'histogrammes et de courbes de durée, via un outil intégré.

## 2.2 Intrants du simulateur

Plusieurs types d'intrants sont nécessaires pour la simulation de la conduite de réseau de longue durée. Ce simulateur utilise des cas de répartition de puissance modifiés, fournis par l'estimateur d'états d'Hydro-Québec. Les cas historiques de répartition de puissance (année 2006) sont modifiés pour y inclure les sous-réseaux contenant les centrales éoliennes projetées. Ces sous-réseaux sont extraits à partir d'un cas de répartition de puissance planifié de pointe (année 2016). Les charges des sous-réseaux ajoutés sont ajustées de façon à ce que les transits de puissance active situés aux frontières de ces sous-réseaux ne soient pas modifiés par l'ajout des sous-réseaux.

Les séries chronologiques des besoins globaux satisfaits (BGS), prévus et réels, obtenus du EMS/SCADA, constituent un autre intrant du simulateur.

Le dernier intrant est l'ensemble des séries chronologiques de production éolienne, prévue et réelle, par centrale. Toutes les séries chronologiques des BGS et des productions éoliennes sont des données minute par minute.

## 2.3 Description du rôle des agents

Dans le contexte des marchés de l'électricité nord-américains, les entités participant à la production, au transport et à la distribution de l'électricité sont séparées fonctionnellement. Afin de représenter cette réalité, le simulateur SIRE est construit autour du cadre de travail multi-agents Jade, modélisant explicitement le travail de chacun des agents, lesquels doivent collaborer tout en respectant les principes de la séparation fonctionnelle. Via ce cadre de travail, les impacts des délais de communication et de la sécurité cybernétique peuvent aussi être étudiés et modélisés. De plus, le cadre de travail Jade permet d'utiliser les technologies multi-cœurs de façon efficace. Ainsi, les agents représentés sont les suivants.

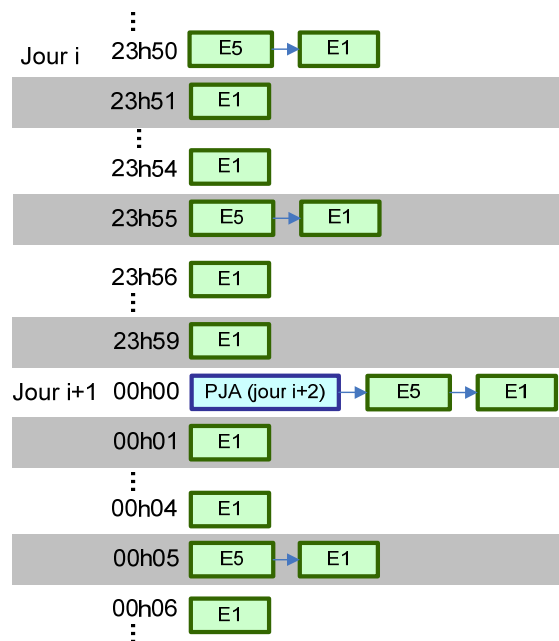
- Un agent, appelé « Time Manager » (TM) est intégré au simulateur pour gérer le temps de simulation et synchroniser tous les agents.
- Plusieurs agents « Load Serving Entity » (LSE) représentent les distributeurs. Leurs principaux rôles consistent à envoyer les prévisions des charges, simuler les SCADA et effectuer les interruptions de charges, si requises.
- Des agents « Generator Entity » (GE) correspondent aux producteurs. Ils effectuent des prévisions de disponibilité de groupes et rapportent la production vue des SCADA.
- Un agent « Transmission Service Provider » (TSP), représentant le transporteur, identifie et rapporte les violations des limites de transits.

- Des agents « Control Area » (CA) effectuent les répartitions de production et effectuent les actions nécessaires à la conduite de réseau sécuritaire et efficace.
- Un agent « Security Coordinator » (SC) effectue les calculs de répartition de puissance tout en respectant les impératifs de contrôle des tensions et de la puissance réactive et inscrit les résultats de simulation dans une base de données MySQL.

Durant les phases de simulation, de planification et d'exploitation, les agents LSE communiquent avec les agents CA répondants auxquels ils se rapportent et vice versa. L'utilisation de l'étiquette « répondant » pour un agent signifie que ce dernier agit en fonction des signaux que lui fournit l'agent avec lequel il communique. À titre d'exemple, les LSE contrôlent des charges physiquement localisées dans la zone de régulation de l'agent CA répondant. De la même façon, lorsqu'un agent CA communique avec ses agents GE répondants, les groupes gérés par ces agents GE sont contrôlés par l'agent CA.

## 2.4 Phases de simulation

Tel que montré à la figure 2, la simulation de la conduite de réseau comprend trois phases principales. Ces phases sont la planification un jour à l'avance (PJA), l'exploitation aux 5 minutes (E5) et l'exploitation à la minute (E1).



*Figure 2 : Exemple de chronogramme de synchronisation des phases de simulation*

### 2.4.1 Planification un jour à l'avance (PJA)

La PJA calcule les résultats de simulation à partir des besoins globaux prévus et des productions éoliennes prévues. La figure 3 montre l'ensemble des étapes de la PJA. Au début de la journée simulée, les 24 modèles de réseau du jour qui suit (Jour  $i+1$ ) sont construits et gardés en mémoire, à partir des bases de données d'intrants. Ces modèles sont constitués de données horaires. Cette étape permet à tous les agents d'avoir accès à l'ensemble des données de réseau.

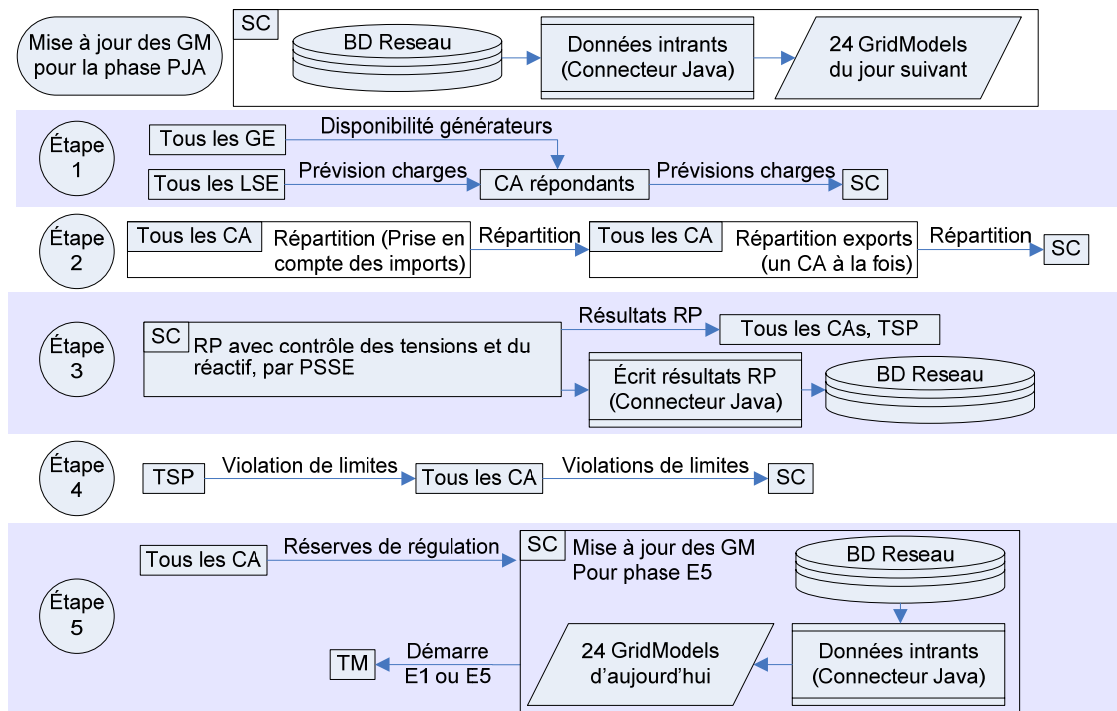
Ensuite, pendant la **première étape** de la PJA, tous les agents GE produisent un rapport de disponibilité des groupes de chaque centrale et tous les agents LSE produisent des rapports de prévisions de charges. Ces rapports sont envoyés aux agents CA répondants. Les prévisions des LSE sont aussi envoyées à l'agent SC.

Durant la **deuxième étape** de la PJA, tous les agents CA répartissent la production sur les groupes disponibles, de façon à ce que toutes les charges soient alimentées. Cette répartition s'effectue en deux étapes. Premièrement, chaque agent CA tente d'alimenter toutes ses charges domestiques via les groupes contrôlés par celui-ci, en tenant compte des contrats d'échanges existants. Ensuite, l'un après l'autre, chaque agent CA utilise ses groupes pour alimenter ses exports. Lorsque le processus est terminé, le dernier agent CA à déterminer ses exportations met à jour l'information de répartition de tous les agents CA et envoie aussi l'information à l'agent SC. Pendant le processus de répartition, les principales contraintes devant être respectées sont les seuils minimum et maximum d'écart de rendement, les limites de transits des principaux corridors et le seuil minimum de réserve réglante.

Dans le simulateur SIRE, un opérateur virtuel tente de suivre le programme de production fourni par l'estimateur d'états. À cette fin, l'opérateur applique d'abord le programme de production des centrales « must-run ». Par la suite, il ajuste l'écart de rendement, dont l'importance varie en fonction du nombre de groupes assujettis au réglage automatique de production (AGC)<sup>3</sup> démarrés. Par exemple, si l'écart de rendement est presque nul, une quantité plus faible de groupes synchronisés au réseau serait requise pour alimenter efficacement la demande, par rapport au cas où l'écart de rendement serait fortement négatif.

---

<sup>3</sup> Acronyme provenant de l'anglais : Automatic Generation Control



**Figure 3 : Phase de simulation de planification un jour à l'avance (PJA)**

La **troisième étape** de la PJA est effectuée par l'agent SC. Cette phase implique le calcul de la répartition de puissance (RP) par l'algorithme Newton-Raphson complet, avec contrôle des tensions et de la puissance réactive. Cet algorithme permet d'appliquer les règles de sécurité et de régulation concernant le maintien de la tension et des puissances réactives du réseau. Les principales contraintes sont les limites de sécurité d'urgence des très hautes tensions (735kV) et des groupes, les limites de sécurité des compensateurs statiques et synchrones et le nombre minimal d'inductances shunts en service pour chaque poste principal (735kV). Le logiciel PSSE (« Power System Simulator for Engineering ») de PTI/Siemens est utilisé pour effectuer l'ensemble des opérations relatives au calcul de répartition de puissance. Finalement, l'agent SC transfère tous les résultats de simulation dans une base de données.

La **quatrième étape** de la PJA est effectuée par l'agent TSP, qui calcule toutes les violations de limites de transits. Ces violations de limites sont par la suite envoyées à tous les agents CA et à l'agent SC.

Durant la dernière étape de PJA, tous les agents CA envoient l'évaluation des réserves disponibles dans leur zone de contrôle à l'agent SC. L'agent SC calcule ensuite d'autres réserves, comme la réserve normale 10 minutes et la réserve normale 30 minutes. Ensuite, l'agent SC déclenche la mise à jour des modèles de réseau requis par les phases de simulation d'exploitation (E5 et E1), pour ensuite demander à l'agent TM de synchroniser le simulateur en conséquence.

### 2.4.2 Exploitation aux cinq minutes (E5)

Comme montré à la figure 4, les agents LSE initialisent la **première étape** de la phase de simulation d'exploitation aux 5 minutes (E5). Ces agents LSE envoient toutes leurs charges vues des SCADA à leurs agents CA répondants, en utilisant les besoins globaux et les interruptions courantes. Ensuite, tous les agents CA demandent à leurs agents GE répondants un rapport de production basé sur l'information provenant des SCADA. Cette information est alors envoyée à tous les agents CA et à l'agent SC.

La **deuxième étape** de la phase E5 est effectuée par tous les agents CA. Ces derniers exécutent un algorithme de révision de répartition, apportant une correction au programme de production pour tenir compte de la variabilité à la minute, des erreurs de prévision des charges et de la production éolienne. Chaque agent CA utilise les groupes assujettis à l'AGC physiquement situés à l'intérieur de sa zone de régulation. Un opérateur virtuel tient compte de la plage de réglage et des limites de réglage de production (ramping) des centrales, en plus de l'ensemble des variables contrôlées durant la phase PJA.

L'opérateur virtuel tente de garder l'écart de rendement faible (c.à.d. au point de fonctionnement où l'efficacité est maximale), en initiant des arrêts/démarrages de groupes lorsque requis. Lorsque la réserve réglante devient trop faible et qu'aucun groupe additionnel ne peut être démarré, des moyens de gestion sont enclenchés. Ceux-ci incluent la coupure d'exportations et, en dernier recours, des interruptions de charges lorsqu'un agent CA ne peut pas répondre à la demande. Il est à noter que durant la révision de la répartition, pour chaque centrale majeure, la croissance (ou décroissance) du niveau de production est limitée.

Simultanément, la quantité totale (en MW) de puissance en arrêts/démarrages de groupes assujettis à l'AGC est aussi limitée. À la fin du processus de révision de répartition, toutes les demandes de production sont envoyées aux agents GE. De plus, les agents LSE reçoivent toutes les demandes d'interruptions de charges dont l'application a été décidée par les agents CA

À la **troisième étape** de la phase E5, l'agent SC effectue une nouvelle répartition de puissance, avec contrôle des tensions et de la puissance réactive, comme dans le cas de la phase de simulation PJA. En plus de l'ensemble des règles de sécurité et de régulation de la phase PJA, l'algorithme de gestion des tensions et de la puissance réactive de la phase E5 limite le nombre de manœuvres d'inductances shunts, de façon à respecter les limites humaines de l'opérateur. Ensuite, l'agent SC envoie les nouvelles répartitions de puissance à tous les agents CA et à l'agent TSP. Finalement, l'agent SC transfère l'ensemble des résultats de simulation dans la base de données de résultats.

Lors de la **dernière étape** de la phase E5, l'agent TSP calcule toutes les violations de limites de transits. Les violations sont par la suite envoyées à tous les agents CA et à l'agent SC. Finalement, tous les agents CA envoient leur évaluation de l'erreur de



contrôle [16] à l'agent SC, qui calcule les mêmes réserves que celles préalablement calculées à la dernière étape de la phase PJA.

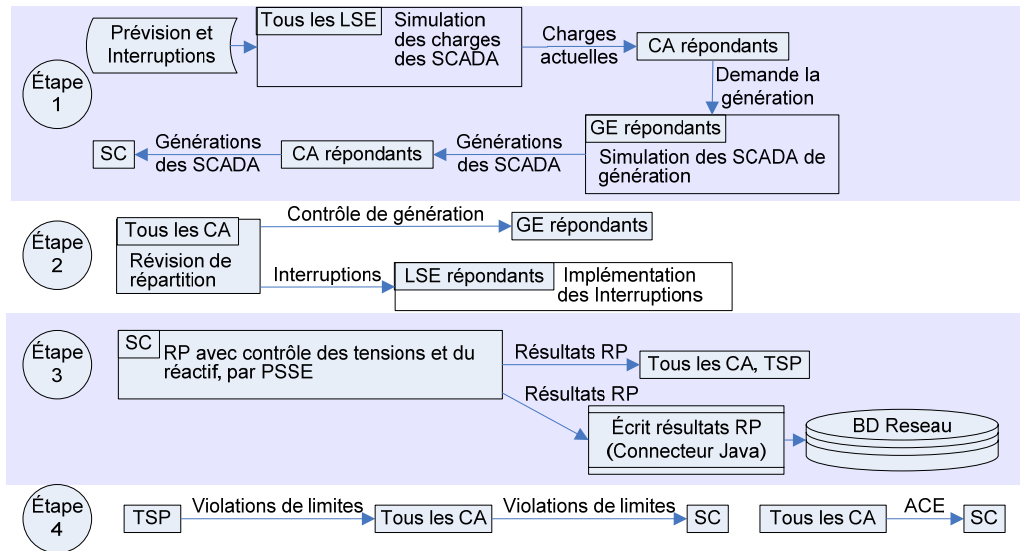


Figure 4 : Phase de simulation d'exploitation aux 5 minutes (E5)

### 2.4.3 Exploitation à la minute (E1)

La figure 5 montre les étapes de la phase de simulation d'exploitation à la minute (E1). Comme pour la phase E5, tous les agents LSE envoient la charge actuelle basée sur l'information provenant des SCADA à leurs agents CA répondants, en utilisant les besoins globaux et les interruptions actuelles. Ensuite, chaque agent CA calcule la production assujettie à l'AGC nécessaire pour équilibrer le réseau, en utilisant la charge actuelle et la production telle que recalculée lors de l'application de l'algorithme de révision de répartition à la dernière phase de simulation E5.

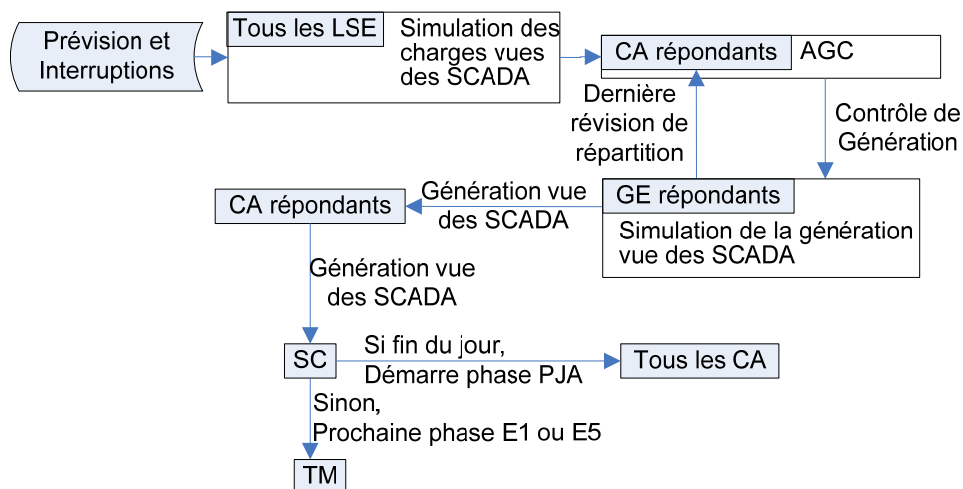


Figure 5 : Phase de simulation d'exploitation à la minute (E1)

Les demandes de production soumise à l'AGC résultantes sont envoyées aux agents GE par chaque CA répondant. Ces agents GE appliquent alors les consignes de production dans leurs centrales et envoient les rapports de production basés sur l'information produite par les SCADA à tous leurs agents CA répondants et à l'agent SC.

Finalement, si le temps de simulation correspond à la fin de la journée, alors l'agent SC informe tous les agents CA qu'ils doivent commencer une phase PJA. Sinon, l'agent SC informe l'agent TM de continuer à la prochaine phase de simulation d'exploitation.

## **2.5 Configuration du simulateur dans le cadre des études sur le réseau d'Hydro-Québec**

Pour les fins de l'évaluation de l'impact de la production éolienne sur le réseau d'Hydro-Québec, la configuration du simulateur a été adaptée à la structure régionale du marché de l'électricité. Ainsi, un seul agent CA, appelé Hydro-Québec, est implanté. Ensuite, deux différentes fonctions d'Hydro-Québec TransÉnergie sont représentées par un seul agent TSP et un seul agent SC.

Toutefois, au lieu de représenter Hydro-Québec Production par un seul agent GE, sept agents GE sont implantés pour gérer la production, soit un pour chacune des sept sous régions de production du Québec. De la même façon, quinze agents LSE gèrent la distribution de l'électricité, soit un agent pour chacune des quinze sous régions du Québec. Ces sous régions ont été définies à partir de leur emplacement géographique et de leur appartenance aux centres de téléconduite, pour faciliter la gestion des charges et des centrales, lors de l'application des règles d'exploitation.

## **3 Rappels sur les méthodes statistiques**

Les méthodes statistiques sont largement utilisées pour évaluer l'impact de l'intégration de la production éolienne sur les réserves [7][8][9]. L'application et l'évaluation de ces méthodes dans le cadre des études d'impacts menées à Hydro-Québec sont décrites dans [6] et [16]. Notons que dans ce cas, les méthodes statistiques ont été appliquées à des signaux obtenus en utilisant des formules analytiques. Contrairement aux approches basées sur la simulation, les méthodes analytiques n'utilisent pas un modèle détaillé du réseau. En fait, elles consistent à appliquer des formules analytiques à des séries chronologiques de données de production éolienne et de demande portant sur plusieurs années consécutives [10][11][12]. Elles ne comportent pas l'avantage de l'approche par simulation qui, en plus des impacts sur les réserves, permet l'obtention de résultats associés à des variables spécifiques reliées à la conduite d'un réseau.

Deux méthodes statistiques, utilisées par la communauté scientifique pour évaluer l'impact de l'intégration de la production éolienne sur les réserves, ont été considérées afin de comparer les résultats obtenus avec le simulateur SIRE à ceux résultant de l'application de méthodes analytiques à des séries chronologiques de données. Ces deux méthodes statistiques sont brièvement décrites dans ce qui suit.

### 3.1 Méthode 1: basée sur l'écart type

Cette approche, développée par ORNL [8], a été appliquée dans les pays nordiques pour évaluer l'impact de l'intégration de la production éolienne sur les réserves [9]. L'idée principale consiste à utiliser l'augmentation de l'écart type comme indicateur des besoins de régulation afin d'évaluer les besoins additionnels qu'impliquerait l'introduction de production éolienne. Plus précisément, si on suppose que les variations de la demande et de la production éolienne sont statistiquement indépendantes et de distribution normale gaussienne, alors l'impact de l'intégration de la production éolienne se mesure comme suit :

$$Impact(\acute{E}olien) = n \times \sqrt{\sigma^2(REG_{NL}) - \sigma^2(REG_L)} \quad (1)$$

où  $\sigma(REG_x)$  est l'écart type du signal REG associé au signal x. REG peut être le signal associé à l'AGC ou celui associé au suivi intra-horaire de la charge (LF). Les indices NL et L réfèrent respectivement à la demande nette (la demande réduite, à chaque pas de temps, de la production éolienne) et à la demande. Dans l'équation 1,  $n$  est un nombre entier choisi pour obtenir un niveau de couverture adéquat des variations du signal REG. Sachant que l'hypothèse de normalité est rarement vérifiée,  $n$  est choisi entre 4 et 6 pour le signal associé à l'AGC et entre 2 et 2,5 pour celui associé au LF.

### 3.2 Méthode 2: basée sur la formule d'allocation

Cette approche utilise la notion de partage de la contribution basée sur la covariance [13][14]. Proposée initialement par Bonneville Power Administration (BPA), elle a été appliquée dans le cadre de projets concernant l'intégration de 1 487 MW à 6 670 MW de production éolienne [7]. Dans ce cas, il s'agit de déterminer la contribution de la production éolienne et de la demande aux besoins totaux de réserves requis pour le réglage de la fréquence. La contribution de chaque entité est définie par:

$$Contribution\acute{E}olien = CE = q_{NL}(95\%) \frac{\sigma^2(REG_w) + cov(-REG_w, REG_L)}{\sigma^2(REG_{NL})} \quad (2)$$

$$ContributionDemande = CD = q_{NL}(95\%) \frac{\sigma^2(REG_L) + cov(REG_L, -REG_w)}{\sigma^2(REG_{NL})}$$

où

$$cov(-REG_w, REG_L) = cov(REG_L, -REG_w) \quad REG_{NL} = REG_L - REG_w$$

$q_{NL}(95\%) = 95^{\text{ième}}$  percentile de la demande nette et l'indice  $W$  correspond à la production éolienne

Contrairement à la première méthode, dans cette approche, le terme impliquant la covariance permet de tenir compte de la corrélation entre les signaux associés à la production éolienne et ceux associés à la demande. Ainsi, l'équation 2 a été utilisée pour déterminer les besoins additionnels à chaque heure de la journée. Par la suite, les valeurs optimales des réserves associées à la demande et à la production éolienne ont été obtenues en prenant la moyenne pondérée des valeurs maximales des besoins additionnels, conformément à l'équation 3:

$$\text{ContributionÉolien}(opt) = \frac{\max(CE(h)) \times \max(CDNette(h))}{\max(CE(h)) + \max(CD(h))} \quad (3)$$

$$\text{ContributionDemande}(opt) = \frac{\max(CD(h)) \times \max(CDNette(h))}{\max(CE(h)) + \max(CD(h))}$$

Dans l'équation 3,  $h = 1, 2, \dots, 24$  est l'heure de la journée.  $CDNette$  est la contribution totale obtenue en effectuant la somme des contributions de la demande et de la production éolienne.

## 4 Application et résultats

Les approches statistiques et par simulation ont été appliquées en utilisant, pour la production éolienne, une année de séries chronologiques de données simulées. Conformément à l'approche générale décrite en introduction, des simulations ont été effectuées avec et sans les 3 000 MW de production éolienne. Cette production correspond aux 23 parcs mis sous contrat à la suite des deux premiers appels d'offres d'Hydro-Québec Distribution. La répartition géographique de ces parcs est montrée à la figure 6.

La production éolienne est combinée avec les besoins globaux québécois obtenus à partir des données dynamiques du centre de conduite de réseau (CCR) pour l'année 2006. La pointe de charge de 32 136 MW a eu lieu le 27 février, alors que le creux de charge de 13 070 MW s'est produit le premier juillet. La figure 7 montre que la production éolienne est plus faible en été. Quelle que soit la saison, les cycles diurnes montrent que la production éolienne est toujours plus élevée durant la nuit. Elle est généralement plus faible entre 9h00 et 15h00.

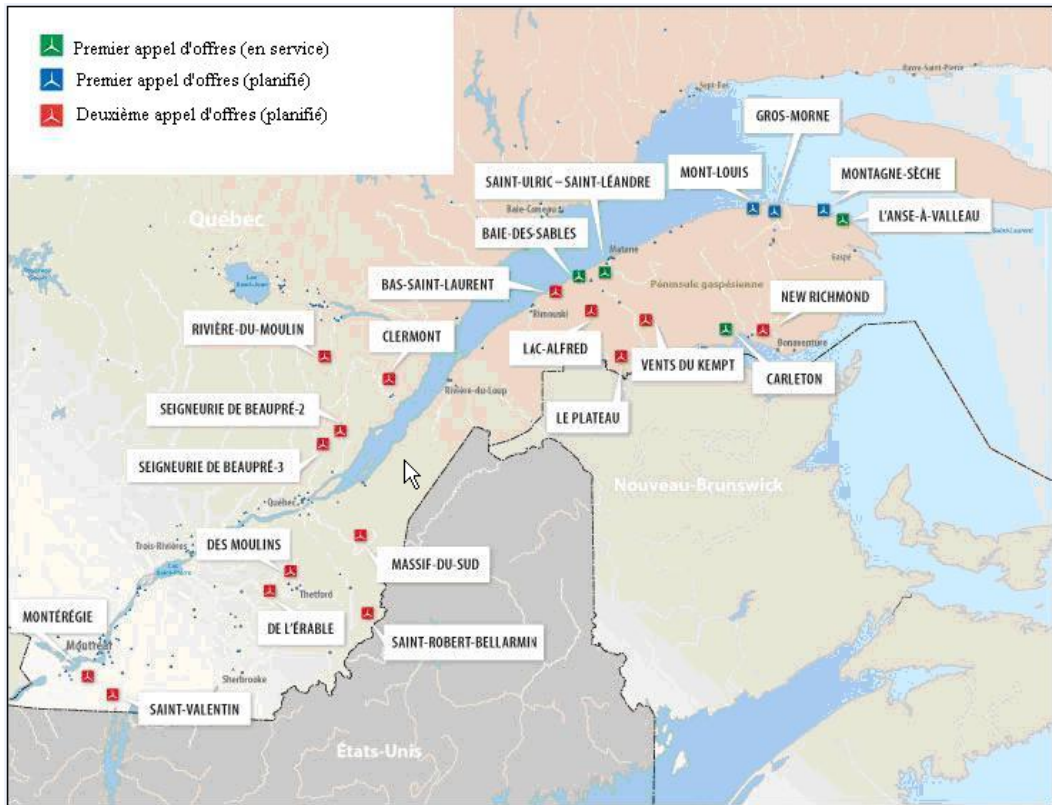


Figure 6: Localisation des parcs éoliens

Tableau I: Statistiques annuelles de la production éolienne (série horaire)

Statistiques de la production éolienne (MW)					
1 <sup>er</sup> quartile	Médiane	3 <sup>ème</sup> quartile	Maximum	Moyenne	Écart-type
391	810	1847	2591	962	668

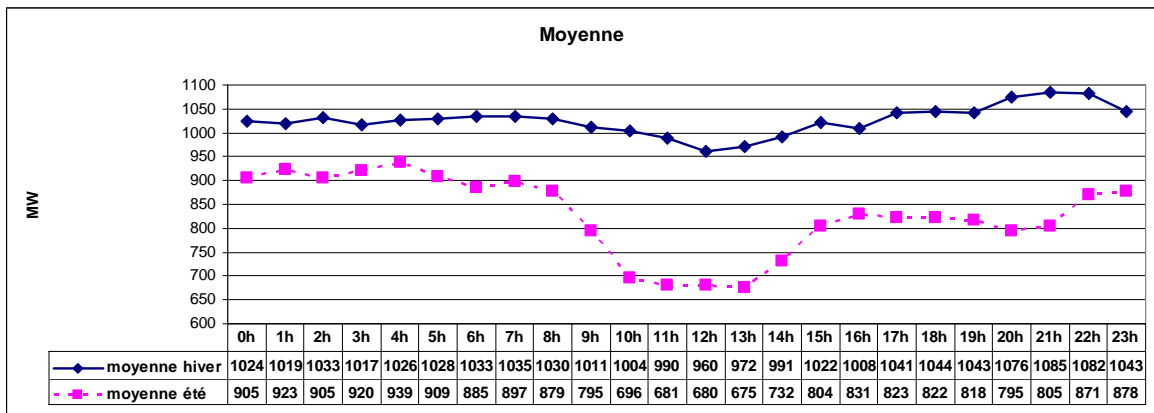


Figure 7: Moyenne de la production éolienne par saison et par heure de la journée

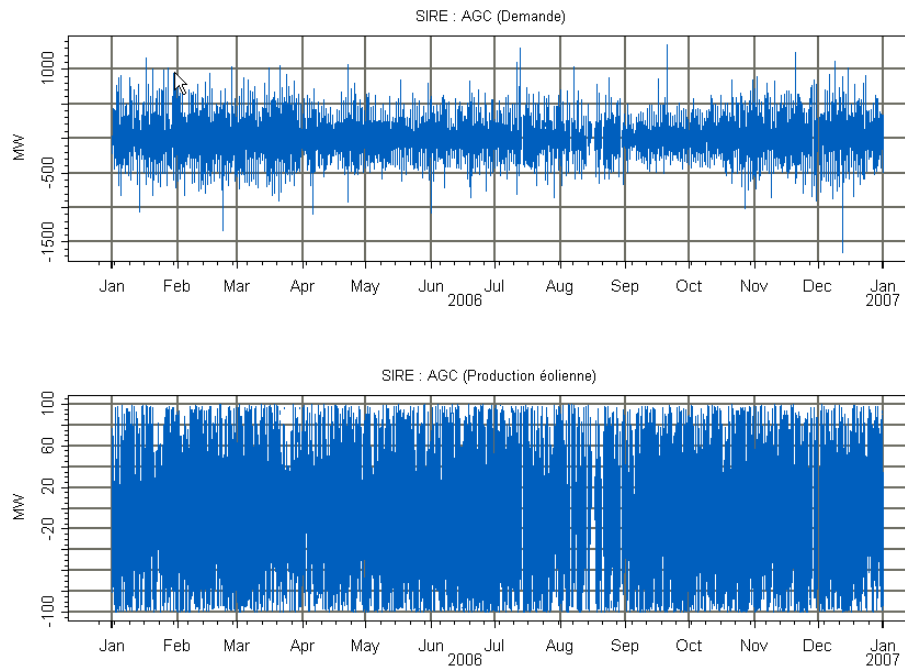
#### 4.1 Impacts sur le réglage automatique de la production et sur le suivi de charge intra-horaire.

Les figures 8 et 9 montrent les séries chronologiques des signaux associés à l'AGC et au LF, fournis par le simulateur. Le signal de réglage automatique de production est fourni par le simulateur lors de la phase de simulation E1, à partir de l'équation 4 qui suit :

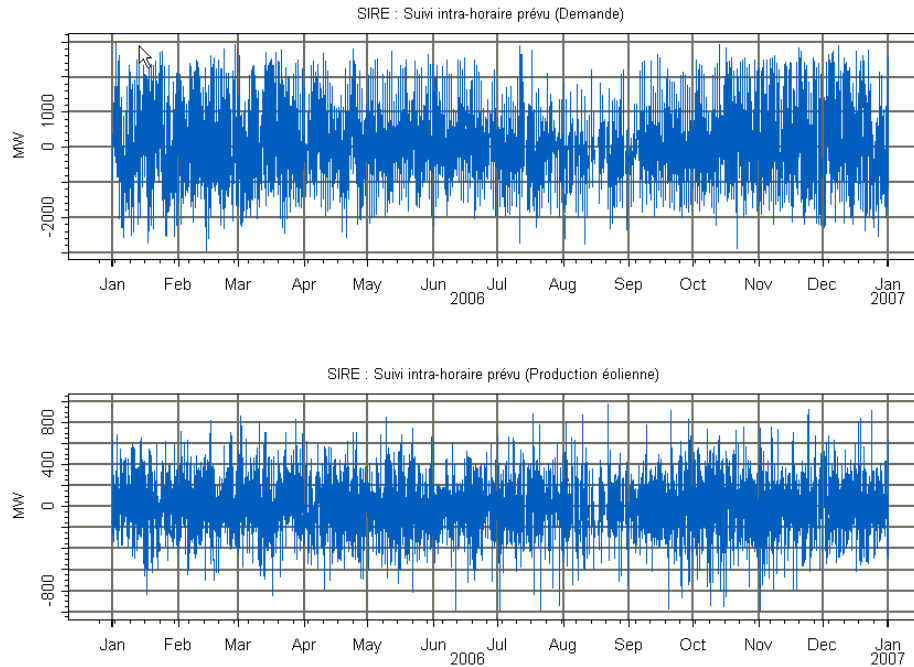
$$AGC = \sum (Charges_M - Interruptions_M) + \sum (Pertes_M) - \sum Prod_{RDR} \quad (4)$$

où  $Charges_M$  est la somme des charges à la minute  $M$  ;  $Interruptions_M$  est la somme des interruptions de charges à la minute  $M$  ;  $Pertes_M$  est l'estimation des pertes du réseau à la minute  $M$  et  $Prod_{RDR}$  est la somme de la production des centrales calculée à la dernière révision de répartition.

Les résultats montrent que le signal de réglage automatique de la production associé à la demande varie entre -1 650 MW et +1 360 MW alors que celui associé à la production éolienne varie entre -100 MW et +100 MW. En ce qui concerne le signal associé au suivi intra-horaire prévu, il se situe entre -2 944 MW et +2 998 MW pour la demande et entre -995 MW et +991 MW pour la production éolienne.



**Figure 8: Séries chronologiques des signaux de réglage automatique de la production fournis par SIRE**



**Figure 9: Séries chronologiques des signaux de suivi intra-horaire prévu fournis par SIRE**

Les figures 10 et 11 comparent les quantiles des signaux de réglage automatique de la production et de suivi intra-horaires de la charge obtenus en utilisant l'approche BPA et le simulateur SIRE.

Dans le simulateur, afin de gérer les déséquilibres de la demande minute par minute, le signal de réglage automatique de la production est obtenu en utilisant des stratégies d'exploitation du réseau réalistes. Le suivi intra-horaire de la charge, qui correspond à l'énergie additionnelle requise pendant l'heure, est obtenu par la différence entre la réserve normale planifiée, conformément au résultat du simulateur à l'étape PJA et la réserve normale en exploitation calculée à l'étape E5.

Par contre, dans l'approche BPA, les signaux de réglage automatique de la production et de suivi intra-horaire de la charge sont obtenus en appliquant des formules analytiques aux séries chronologiques de données de charge et de production éolienne [6] [7]:

$$AGC_x(t) = x(t) - \hat{x}(t, T) \quad LF_x(t) = \hat{x}(t, T) - \bar{X}(t, h) \quad (5)$$

Dans l'équation 5,  $x(t)$  est une variable aléatoire qui représente la demande ou la production éolienne. La variable  $\hat{x}(t, T)$  est la moyenne sur 10 minutes de  $x(t)$  et  $\bar{X}(t, h)$  est le programme horaire prévu de  $x(t)$  incluant une rampe de transition. La prévision de la demande une heure avant a été obtenue à partir des données dynamiques [15] alors

que la prévision de la production éolienne une heure avant est obtenue à partir du modèle de persistance d'une heure [7] [11].

Les figures 10 et 11 montrent que les signaux de réglage automatique de la production et de suivi intra-horaire de la charge obtenus en utilisant les formules de BPA et le simulateur sont concordants. Ce résultat est important car il permet la validation des deux approches qui sont, en fait, radicalement différentes.

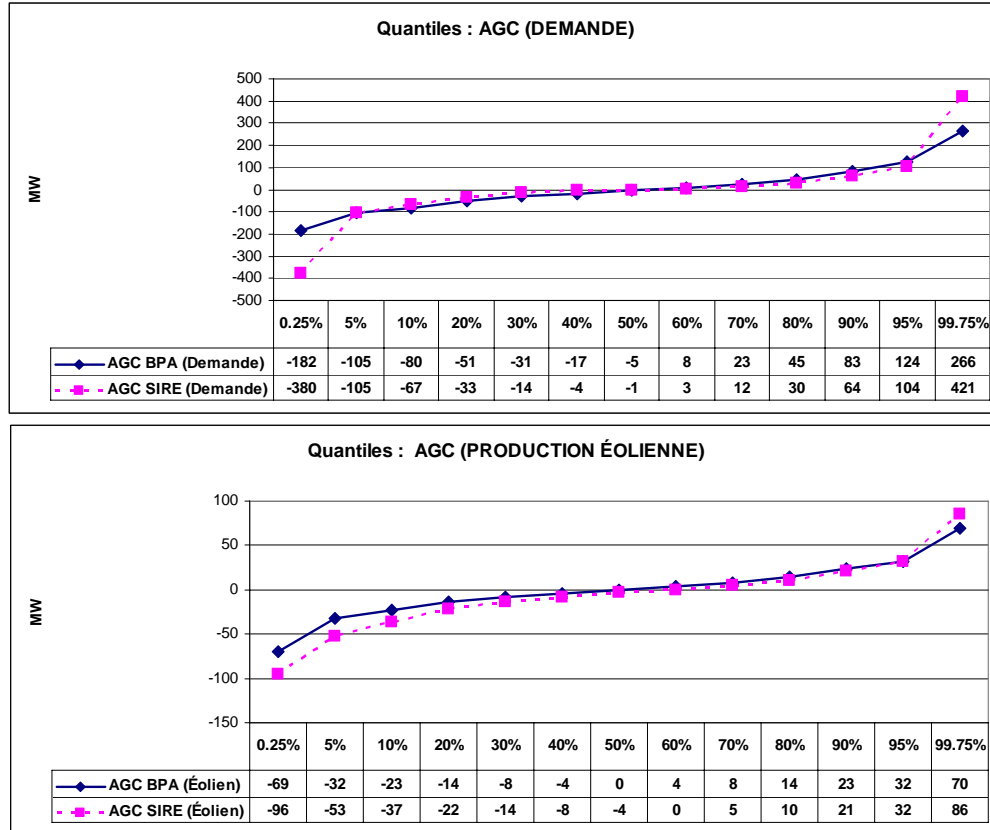


Figure 10: Quantiles des signaux de réglage automatique de la production



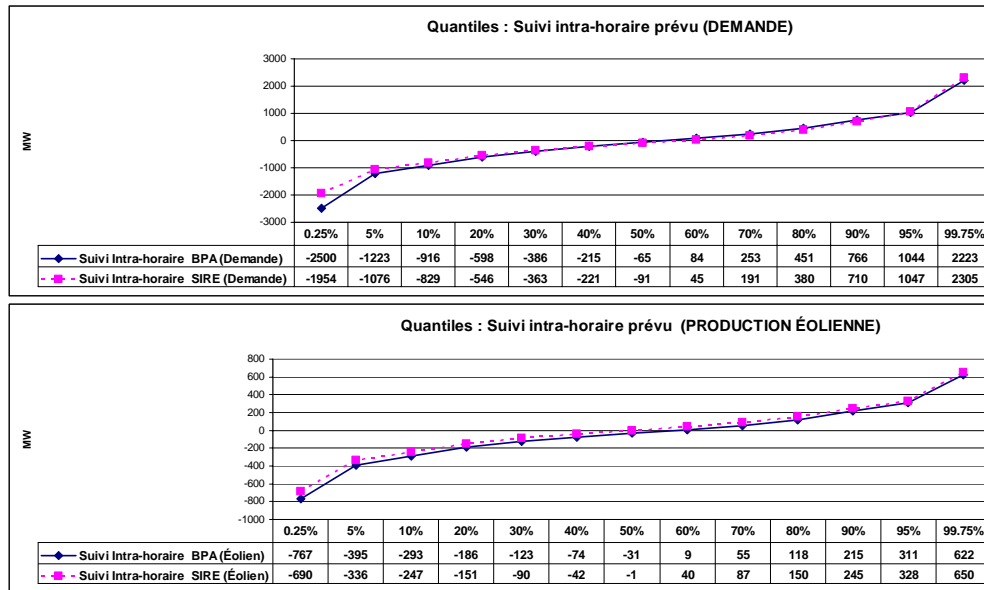


Figure 11: Quantiles des signaux de suivi intra-horaire prévu de la charge

Le tableau II montre les besoins additionnels requis pour le réglage de la fréquence et qui font suite à l'intégration de 3 000 MW sur le réseau d'Hydro-Québec. Pour quantifier les impacts, les deux méthodes statistiques décrites dans la section III ont été appliquées à des signaux de réglage automatique de la production et de suivi de charge intra-horaire, lesquels sont obtenus soit par simulation ou soit en utilisant la formulation BPA décrite par l'équation 5.

Les résultats montrent que les besoins additionnels obtenus avec la méthode 1 (développée par l'ORNL) sont inférieurs à ceux obtenus avec la méthode 2 (formule d'allocation appliquée par BPA). On constate aussi que la méthode 1 appliquée simultanément aux signaux de régulation obtenus par simulation ainsi qu'à ceux obtenus par la méthode analytique conduit à des résultats différents, alors que ce n'est pas le cas lorsque la méthode 2 est appliquée.

Tableau II: Impacts de la production éolienne sur le réglage de fréquence (en MW et en pourcentage de la puissance éolienne installée)

Méthodes pour l'obtention des signaux de réglage	Méthodes pour l'évaluation des impacts	Besoins additionnels pour le réglage de la fréquence					
		Réglage automatique de la production		Suivi intra-horaire de la charge		Total	
		MW	% <sup>2</sup>	MW	% <sup>2</sup>	MW	% <sup>2</sup>
Simulateur	Méthode 2 (BPA)	88	3	638	21	726	24
Méthode analytique <sup>1</sup>	Méthode 2 (BPA)	54	1.8	618	20.6	672	22
Simulateur	Méthode 1 ( $n \times \sigma$ )	28	1	142	5	170	6
Méthode analytique <sup>1</sup>	Méthode 1 ( $n \times \sigma$ )	13	0.4	203	7	216	7

1 : Les séries chronologiques sont obtenues en utilisant les formules de BPA (Eq. 4)

2 : % de la puissance éolienne installée

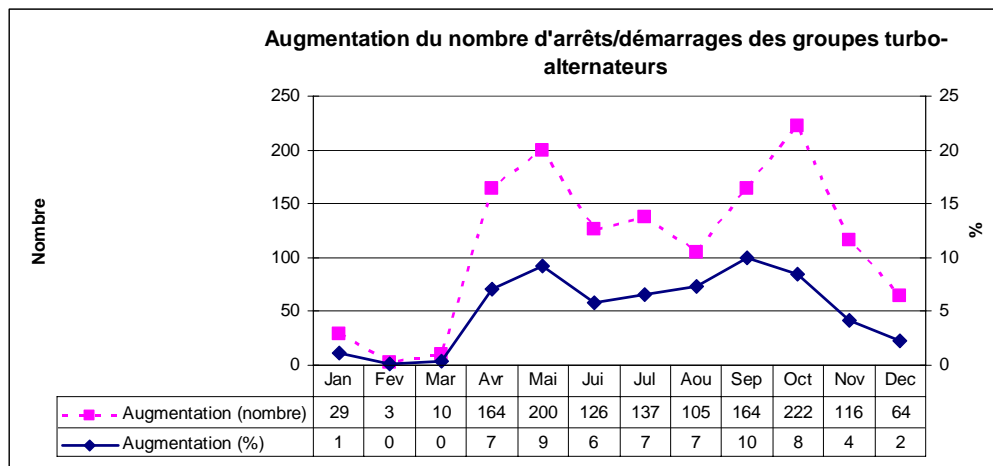
Cependant comparativement à l'approche par simulation, les méthodes analytiques ne sont pas adaptées aux études d'impact détaillées et complètes. En effet, l'utilisation de stratégies d'exploitation réalistes, le calcul de la répartition de puissance et la répartition optimale de la production permettent l'obtention de résultats plus précis associés à un grand nombre de variables physiques, dont certaines sont présentées à la section 4.2 qui suit.

#### 4.2 Impacts sur le nombre d'arrêts/démarrages des groupes turbo-alternateurs

Les résultats du Tableau III et de la figure 12 montrent que, durant une année, la production éolienne engendre une augmentation du nombre d'arrêts/démarrages des groupes turbo-alternateurs égale à 1340.

**Tableau III: Impacts de la production éolienne sur le nombre d'arrêts démarrages des groupes turbo-alternateurs**

Augmentation du nombre d'arrêts/démarrages des groupes turbo-alternateurs		
Par an	Maximum par jour	Moyenne par jour
1340	34	4

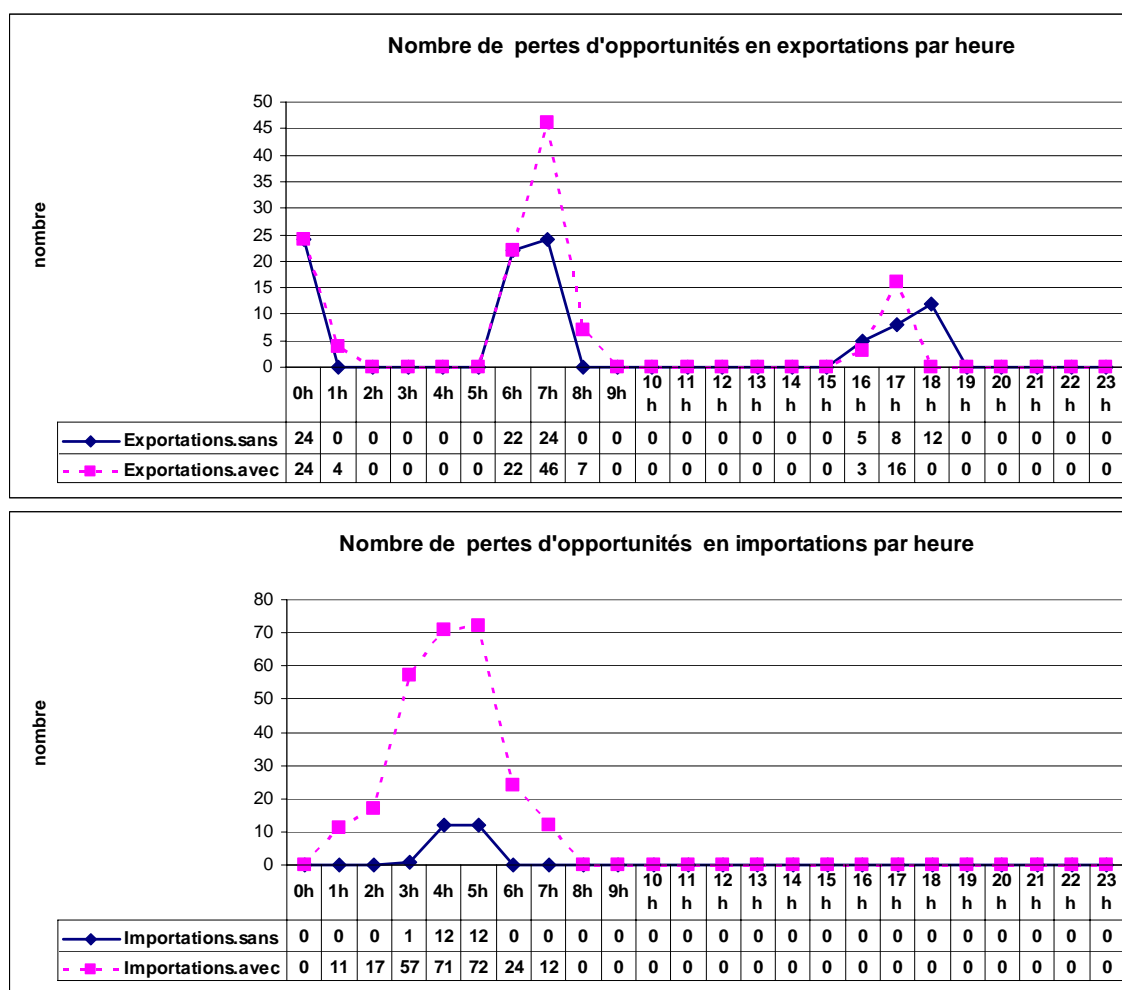


**Figure 12: Augmentation mensuelle du nombre d'arrêts/démarrages des groupes turbo-alternateurs**

L'augmentation du nombre d'arrêts/démarrages la plus élevée observée pendant une journée est de 34, alors que l'augmentation moyenne journalière est de 4. La figure 12 montre qu'en hiver, l'impact sur le nombre d'arrêts/démarrage est plus faible. Ce résultat n'est pas étranger au fait que durant cette saison presque tous les groupes doivent être en service afin de satisfaire la demande.

### 4.3 Impacts sur les importations et les exportations

La figure 13 montre que le maintien de la régulation de fréquence en présence de la production éolienne engendre une augmentation des pertes d'opportunités d'importation et d'exportation. On constate que les importations sont plus affectées que les exportations. Pendant une année, le nombre de pertes d'opportunités d'importation s'élève à 239 alors qu'il est de 27 dans le cas des exportations. Par ailleurs les résultats montrent que les importations sont significativement plus affectées durant la nuit, alors que les exportations le sont durant les périodes de pointe du matin et du soir.



*Figure 13: Pertes d'opportunités en importation et exportation en fonction des heures de la journée*

## 5 Conclusions

Ce rapport a présenté un nouveau simulateur qui peut être utilisé dans le cadre des études portant sur l'impact de l'intégration de la production éolienne. Cette approche par simulation a été appliquée au réseau d'Hydro-Québec avec 3 000 MW de production éolienne.

Contrairement aux méthodes, qui consistent à appliquer des formules analytiques à des séries chronologiques de données, la méthode proposée est basée sur l'utilisation de stratégies d'exploitation réalistes, sur le calcul de répartition de puissance à courant alternatif et sur la répartition optimale de la production. Elle permet d'obtenir un simulateur qui reproduit le comportement du réseau minute par minute.

En plus des impacts sur le réglage de la fréquence, l'utilisation du simulateur permet d'évaluer les impacts sur un grand nombre de variables physiques telles que les transits de puissance, les importations, les exportations, le réglage de tension, etc.

Dans ce rapport les besoins additionnels requis pour le réglage de la fréquence obtenus par simulation ont été comparés avec ceux découlant de l'utilisation de deux méthodes alternatives. Cette comparaison a permis de valider l'approche proposée. Les besoins additionnels requis pour le réglage de la fréquence sont égaux à 23% de la puissance éolienne installée, si la méthode statistique d'allocation de BPA est appliquée aux signaux de régulation obtenus par le simulateur. Ce nombre chute à 6,5% lorsque l'approche basée sur l'écart type est utilisée.

En plus des impacts sur le réglage de la fréquence, l'approche par simulation a montré que l'intégration de la production éolienne engendre une augmentation de 5% du nombre d'arrêts/démarrages des groupes turbo-alternateurs. Le simulateur a aussi permis de montrer que les exigences de régulation de fréquence occasionnent une augmentation des pertes d'opportunités d'importation et d'exportation, lorsque la production éolienne est introduite dans le simulateur. À cet effet, les importations sont affectées pendant un nombre d'heures 10 fois plus élevé que les exportations.

Ces résultats, montrent que le simulateur SIRE est un outil très utile pour les études d'impacts. En effet, la comparaison des résultats obtenus avec ceux découlant des autres méthodes montre une convergence, particulièrement avec la méthode de BPA. Finalement, puisque le simulateur SIRE est en mesure de compléter ce type d'évaluation par une quantification des impacts sur les variables physiques propres à un réseau (arrêts/ démarrages de groupes turbo-alternateurs, contraintes d'importation et d'exportation, etc.), il peut s'avérer être un outil très intéressant.

## 6 Références

- [1] <http://www.kema.com/services/consulting/markets/market-modeling.aspx>
- [2] WindLogics, Xcel Energy Northern States Power (NSP), “Renewable Energy Research and Development Project (RD-57),” 2008.  
<http://www.xcelenergy.com/SiteCollectionDocuments/Docs/WEFS-Final-Report.pdf>
- [3] D. Smathers, L. Kidd, S. Goldsmith, L. Phillips, D. Bakken, A. Bose, D. McKinnon, Software Requirements Specification for Management for Grid Control, Sand Report : SAND2003-1215, Sandia National Laboratories, 2003, 82p.
- [4] H.G. Beyer, K. Nottebaum, “Synthesis of long-term hourly wind speed time series on the basis of European Wind Atlas data”, *Solar Energy*, **Vol. 54** (5), pp. 351-355, 1995
- [5] G. Sinden, “Characteristics of the UK wind resource: Long-term patterns and relationship to electricity demand”, *Energy Policy* **35** (2007), pp.112-127.
- [6] I. Kamwa, A. Heniche, M. de Montigny, “ Assessment of AGC and Load-Following Definitions for Wind Integration Studies in Québec,” 9<sup>th</sup> Integration Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, 2009.
- [7] BPA Wind Integration Team: “Regulation, Load Following and Generation/Load Imbalance”, Study paper for the 2010 BPA rate Case, September 2008:  
[http://www.bpa.gov/corporate/ratecase/2008/2010\\_BPA\\_Rate\\_Case/docs/TR-10\\_WIT%20Study%20Paper\\_091008.pdf](http://www.bpa.gov/corporate/ratecase/2008/2010_BPA_Rate_Case/docs/TR-10_WIT%20Study%20Paper_091008.pdf)
- [8] B. Kirby, E. Hirst, “Customer-Specific Metrics for the Regulation and Load-Following And Ancillary Services”, ORNL/CON-474, January 2000. <http://eetd.lbl.gov/certs/pdf/ornl-con-474.pdf>
- [9] H. Holttinen, M. Milligan, B. Kirby, T. Acker, V. Neimane, T. Molinski, “Using Standard Deviation as a Measure of Increased Operational Reserve Requirement for Wind Power,” *WIND ENGINEERING*, **32**(4), 2008, pp. 445-451.
- [10] M. Milligan , H. Shiu , B. Kirby, K. Jackson , “A Multi-Year Analysis of Renewable Energy Impacts in California: Results from the Renewable Portfolio Standards Integration Cost Analysis –Phase III”, CEC Report March 2006:  
<http://www.energy.ca.gov/2006publications/CEC-500-2006-064/CEC-500-2006-064.PDF>
- [11] CaISO Report, “Integration of Renewable Resources” , 2007:  
<http://www.uwig.org/CAISOIntRenewablesNov2007.pdf>
- [12] GE Energy: “Analysis of Wind Generation Impact on ERCOT Ancillary Services Requirements,”  
[http://www.uwig.org/AttchB-ERCOT\\_A-S\\_Study\\_Final\\_Report.pdf](http://www.uwig.org/AttchB-ERCOT_A-S_Study_Final_Report.pdf)
- [13] P. Embrechts, A. McNeil, and D. Straumann , “Correlation and Dependency in Risk Management: properties and Pitfalls,” in *Risk Management: Value at Risk and Beyond*, M.A.H. Dempster (Editor), pp.176-223: Cambridge University Press, 2002
- [14] P. Albreicht, “Risk Based Capital Allocation,” in *Encyclopedia of Actuarial Science*, Wiley & Sons, 2004, [on line] : <http://www.sfb504.uni-mannheim.de/publications/dp03-02.pdf>
- [15] M. Grenier, J. Gagnon, C. Mercier and J. Richard, ”Short-Term Load Forecasting at Hydro-Québec TransÉnergie,” *2006 IEEE PES General Meeting*, Montreal, Canada, June 2006.
- [16] IREQ, “Impact de la production éolienne sur le service de régulation de fréquence » Innovation transport, Varennes, Octobre 2009 :  
[http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHOD/Rapport\\_Régulation%20de%20la%20fréquence.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHOD/Rapport_Régulation%20de%20la%20fréquence.pdf)

- [17] [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/RepDDRHQD3648/B-14-HQD-03-01\\_annexe4\\_3648\\_22fev08.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/RepDDRHQD3648/B-14-HQD-03-01_annexe4_3648_22fev08.pdf)
- [18] [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2008-133/Suivi\\_R-3648-2007\\_D2008-133\\_EF\\_rapport\\_2009-07-08.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2008-133/Suivi_R-3648-2007_D2008-133_EF_rapport_2009-07-08.pdf)