

**Exigences techniques de raccordement de centrales au
réseau de transport d'Hydro-Québec –
Documents de référence obligatoires**

Titre	Organisme
Exigences techniques de raccordement d'installations de client au réseau de transport d'Hydro-Québec Déposée à la pièce HQT-2, Document 1	Hydro-Québec
Système d'excitation statique pour les alternateurs à pôles saillants (EX-STA-01-13)	Hydro-Québec
Système d'excitation statique pour les alternateurs à pôles lisses (EX-STA-02-13)	Hydro-Québec
Stabilisateur multi-bandes de type delta-oméga (MB-PSS-02-13)	Hydro-Québec
Spécifications d'exigences – Acquisition des données éoliennes (HQ-0230-01)	Hydro-Québec



1.0 DESCRIPTION

Ce document fournit les exigences de performance se rapportant au système d'excitation de type statique pour les alternateurs. Il est à noter que le système d'excitation doit être équipé d'un stabilisateur multi-bandes de type delta-oméga. Les exigences de performance du circuit stabilisateur sont précisées dans les CEGR MB-PSS.

2.0 CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES DU SYSTÈME D'EXCITATION

Le système d'excitation doit être de type statique. Les ponts convertisseurs triphasés à thyristors doivent être alimentés par un transformateur d'excitation raccordé aux bornes de l'alternateur. Le système d'excitation doit comprendre tous les dispositifs nécessaires à l'alimentation du champ d'un alternateur et doit pouvoir contrôler adéquatement la tension aux bornes de l'alternateur dans toutes ses conditions d'exploitation.

Tension de plafond

Le système d'excitation doit avoir des tensions de plafond de plus et moins 10 p.u.

La valeur unitaire de base pour la tension d'excitation est définie par résultat du produit du courant de champ, mesuré sur la droite d'entrefer à vide pour une tension nominale aux bornes de l'alternateur, par la valeur de la résistance de l'enroulement du champ à 100°C.

Courant de plafond

Le courant de plafond du système d'excitation doit être au moins égal à 1,6 fois le courant nominal. Le système d'excitation doit être capable de fournir ce courant durant au moins 30 secondes. Le courant d'excitation négatif n'est pas requis, mais le système d'excitation doit pouvoir fournir le plafond de désexcitation jusqu'à la limite du courant d'excitation nul.

Contraintes en tension et fréquence imposées par le réseau

En plus des conditions normales d'exploitation du groupe et des conditions temporaires qui peuvent se présenter lors de l'arrêt ou du démarrage, le système d'excitation doit demeurer en fonction pour les conditions en tension et fréquence pouvant survenir lors de perturbations sur le réseau de transport (mesurées au point de raccordement de la centrale). Ces conditions sont indiquées aux tableaux 2, 3 et 4 des *Exigences techniques de raccordement des centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec*, telles qu'elles sont approuvées de temps à autre par la Régie de l'énergie.

**SYSTÈME D'EXCITATION STATIQUE
POUR LES ALTERNATEURS À PÔLES SAILLANTS**

EX-STA-01-13

Il est à noter que dans ces conditions, toute la capacité du système d'excitation doit être utilisée sans causer le déclenchement du système d'excitation ou de l'alternateur. À cet effet, des circuits limiteurs de sur et de sous excitation doivent être prévus pour prendre le contrôle du système d'excitation au besoin et forcer le courant de champ à demeurer à l'intérieur des limites imposées soit par la surcharge du système d'excitation (limiteur de surexcitation) ou encore par celles imposées par la perte de synchronisme ou les protections de l'alternateur (limiteur de sous-excitation).

3.0 RÉGULATEUR DE TENSION

Le comportement dynamique du système d'excitation en boucle ouverte doit être équivalent à celui d'une constante de temps de 0,02 seconde. Le gain doit être ajustable d'une façon continue de 10 à 400 p.u. Le régulateur de tension doit essentiellement être un contrôleur de type proportionnel afin d'éviter de modifier la fonction de transfert totale du stabilisateur, et ce pour toute la plage de fréquence d'intérêt des différents circuits stabilisateurs. Le capteur de la mesure de la tension aux bornes doit être muni d'un filtre qui donne un facteur d'atténuation d'au moins 20 dB à 60 Hz.

Le régulateur doit être muni d'un signal de stabilisation qui est introduit au niveau du sommateur de la tension de consigne et de la mesure de tension filtrée (sortie du capteur de la mesure de tension et de son filtre).

Une entrée spécifique (analogique ou numérique) doit être prévue pour permettre l'addition aisée d'un signal de stabilisation (analogique ou numérique) en provenance d'une plate-forme matérielle différente de celle comprise avec le système d'excitation de la présente fourniture. L'échantillonnage de ce signal doit être effectué en première priorité par le régulateur de tension, et ce avec un taux inférieur à 10 ms.

Le gain du régulateur de tension doit être modifié automatiquement lorsqu'il y a panne d'alimentation ou défaut mécanique à l'alternateur ou encore lorsque le stabilisateur est mis hors service et que le disjoncteur principal est fermé. Le nouveau gain doit être ajustable de 10 à 100 p.u.

4.0 CIRCUITS LIMITEURS

Le système d'excitation doit comprendre un circuit limiteur de surexcitation ainsi qu'un circuit limiteur de sous-excitation.

4.1 Limiteur de surexcitation

Lors des sous-tensions temporaires, le système d'excitation doit demeurer en fonction pour ramener progressivement la tension aux bornes de l'alternateur près de sa valeur nominale. Un circuit limiteur de surexcitation doit prendre le contrôle du système d'excitation et réduire le courant de champ près de sa capacité nominale lorsque la capacité d'échauffement maximale du système d'excitation, mesurée par l'intermédiaire du courant de champ, est dépassée.

Le circuit limiteur de surexcitation doit avoir un comportement dynamique qui permet d'atténuer adéquatement les variations transitoires, et ce indépendamment des valeurs de réglage du régulateur de tension.

4.2 Limiteur de sous-excitation

Lors des surtensions temporaires, le système d'excitation doit demeurer en fonction pour ramener progressivement la tension aux bornes de l'alternateur près de sa valeur nominale. Lorsque le courant de champ devient trop faible, un circuit limiteur de sous-excitation doit prendre le contrôle du système d'excitation et maintenir le courant de champ de l'alternateur à une valeur suffisante pour éviter de perdre le synchronisme ou de déclencher celui-ci par la protection de perte de champ.

Le circuit limiteur de sous-excitation doit avoir un comportement dynamique qui permet d'atténuer adéquatement les variations transitoires, et ce indépendamment des valeurs de réglage du régulateur de tension.

5.0 ESSAIS SUR LE SYSTÈME D'EXCITATION

Les systèmes d'excitation doivent être soumis à des essais permettant une vérification complète des caractéristiques et des performances du système d'excitation. De plus, les essais doivent permettre d'identifier, bloc par bloc, les fonctions de transfert de tous les éléments qui constituent le système d'excitation (amplificateurs, constantes de temps, réponse des capteurs, limiteurs, éléments non linéaires, boucles auxiliaires de contrôle).

Les systèmes d'excitation doivent également être soumis à des essais de réception sur le site afin de s'assurer du bon fonctionnement de l'ensemble avec les réglages spécifiés par le Transporteur et de respecter les exigences spécifiées du présent document.

SYSTÈME D'EXCITATION STATIQUE POUR LES ALTERNATEURS À PÔLES SAILLANTS	EX-STA-01-13
--	---------------------



1.0 DESCRIPTION

Ce document fournit les exigences de performance se rapportant au système d'excitation de type statique pour les alternateurs. Il est à noter que le système d'excitation doit être équipé d'un stabilisateur multi-bandes de type delta-oméga. Les exigences de performance du circuit stabilisateur sont précisées dans les CEGR MB-PSS.

2.0 CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES DU SYSTÈME D'EXCITATION

Le système d'excitation doit être de type statique. Les ponts convertisseurs triphasés à thyristors doivent être alimentés par un transformateur d'excitation raccordé aux bornes de l'alternateur. Le système d'excitation doit comprendre tous les dispositifs nécessaires à l'alimentation du champ d'un alternateur et doit pouvoir contrôler adéquatement la tension aux bornes de l'alternateur dans toutes ses conditions d'exploitation.

Tension de plafond

Le système d'excitation doit avoir des tensions de plafond de plus et moins 10 p.u.

La valeur unitaire de base pour la tension d'excitation est définie par résultat du produit du courant de champ, mesuré sur la droite d'entrefer à vide pour une tension nominale aux bornes de l'alternateur, par la valeur de la résistance de l'enroulement du champ à 100°C.

Courant de plafond

Le courant de plafond du système d'excitation doit être au moins égal à 1,6 fois le courant nominal. Le système d'excitation doit être capable de fournir ce courant durant au moins 15 secondes. Le courant d'excitation négatif n'est pas requis, mais le système d'excitation doit pouvoir fournir le plafond de désexcitation jusqu'à la limite du courant d'excitation nul.

Contraintes en tension et fréquence imposées par le réseau

En plus des conditions normales d'exploitation du groupe et des conditions temporaires qui peuvent se présenter lors de l'arrêt ou du démarrage, le système d'excitation doit demeurer en fonction pour les conditions en tension et fréquence pouvant survenir lors de perturbations sur le réseau de transport (mesurées au point de raccordement de la centrale). Ces conditions sont indiquées aux tableaux 2, 3 et 4 des *Exigences techniques de raccordement des centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec*, telles qu'elles sont approuvées de temps à autre par la Régie de l'énergie.

SYSTÈME D'EXCITATION STATIQUE POUR LES ALTERNATEURS À PÔLES LISSES	EX-STA-02-13
---	---------------------

Il est à noter que dans ces conditions, toute la capacité du système d'excitation doit être utilisée sans causer le déclenchement du système d'excitation ou de l'alternateur. À cet effet, des circuits limiteurs de sur et de sous excitation doivent être prévus pour prendre le contrôle du système d'excitation au besoin et forcer le courant de champ à demeurer à l'intérieur des limites imposées soit par la surcharge du système d'excitation (limiteur de surexcitation) ou encore par celles imposées par la perte de synchronisme ou les protections de l'alternateur (limiteur de sous-excitation).

3.0 RÉGULATEUR DE TENSION

Le comportement dynamique du système d'excitation en boucle ouverte doit être équivalent à celui d'une constante de temps de 0,02 seconde. Le gain doit être ajustable d'une façon continue de 10 à 400 p.u. Le régulateur de tension doit essentiellement être un contrôleur de type proportionnel afin d'éviter de modifier la fonction de transfert totale du stabilisateur, et ce pour toute la plage de fréquence d'intérêt des différents circuits stabilisateurs. Le capteur de la mesure de la tension aux bornes doit être muni d'un filtre qui donne un facteur d'atténuation d'au moins 20 dB à 60 Hz.

Le régulateur doit être muni d'un signal de stabilisation qui est introduit au niveau du sommateur de la tension de consigne et de la mesure de tension filtrée (sortie du capteur de la mesure de tension et de son filtre).

Une entrée spécifique (analogique ou numérique) doit être prévue pour permettre l'addition aisée d'un signal de stabilisation (analogique ou numérique) en provenance d'une plate-forme matérielle différente de celle comprise avec le système d'excitation de la présente fourniture. L'échantillonnage de ce signal doit être effectué en première priorité par le régulateur de tension, et ce avec un taux inférieur à 10 ms.

Le gain du régulateur de tension doit être modifié automatiquement lorsqu'il y a panne d'alimentation ou défaut mécanique à l'alternateur ou encore lorsque le stabilisateur est mis hors service et que le disjoncteur principal est fermé. Le nouveau gain doit être ajustable de 10 à 100 p.u.

SYSTÈME D'EXCITATION STATIQUE POUR LES ALTERNATEURS À PÔLES LISSES	EX-STA-02-13
---	---------------------

4.0 CIRCUITS LIMITEURS

Le système d'excitation doit comprendre un circuit limiteur de surexcitation ainsi qu'un circuit limiteur de sous-excitation.

4.1 Limiteur de surexcitation

Lors des sous-tensions temporaires, le système d'excitation doit demeurer en fonction pour ramener progressivement la tension aux bornes de l'alternateur près de sa valeur nominale. Un circuit limiteur de surexcitation doit prendre le contrôle du système d'excitation et réduire le courant de champ près de sa capacité nominale lorsque la capacité d'échauffement maximale du système d'excitation, mesurée par l'intermédiaire du courant de champ, est dépassée.

Le circuit limiteur de surexcitation doit avoir un comportement dynamique qui permet d'atténuer adéquatement les variations transitoires, et ce indépendamment des valeurs de réglage du régulateur de tension.

4.2 Limiteur de sous-excitation

Lors des surtensions temporaires, le système d'excitation doit demeurer en fonction pour ramener progressivement la tension aux bornes de l'alternateur près de sa valeur nominale. Lorsque le courant de champ devient trop faible, un circuit limiteur de sous-excitation doit prendre le contrôle du système d'excitation et maintenir le courant de champ de l'alternateur à une valeur suffisante pour éviter de perdre le synchronisme ou de déclencher celui-ci par la protection de perte de champ.

Le circuit limiteur de sous-excitation doit avoir un comportement dynamique qui permet d'atténuer adéquatement les variations transitoires, et ce indépendamment des valeurs de réglage du régulateur de tension.

5.0 ESSAIS SUR LE SYSTÈME D'EXCITATION

Les systèmes d'excitation doivent être soumis à des essais permettant une vérification complète des caractéristiques et des performances du système d'excitation. De plus, les essais doivent permettre d'identifier, bloc par bloc, les fonctions de transfert de tous les éléments qui constituent le système d'excitation (amplificateurs, constantes de temps, réponse des capteurs, limiteurs, éléments non linéaires, boucles auxiliaires de contrôle).

Les systèmes d'excitation doivent également être soumis à des essais de réception sur le site afin de s'assurer du bon fonctionnement de l'ensemble avec les réglages spécifiés par le Transporteur et de respecter les exigences spécifiées du présent document.

SYSTÈME D'EXCITATION STATIQUE POUR LES ALTERNATEURS À PÔLES LISSES	EX-STA-02-13
---	---------------------



1.0 GÉNÉRALITÉS

La présente révision tient compte des modifications suivantes :

- Le nouveau stabilisateur présente une quatrième bande qui est requise pour les applications très basse fréquence. Cette bande sera, entre autres, utilisée pour amortir les oscillations du réseau causées par le régulateur fréquence-puissance (RFP).
- La fonction de survitesse a été révisée. Cette fonction qui est requise pour les groupes hydrauliques, commande la mise hors service du stabilisateur dès que la vitesse du groupe dépasse un seuil, Vitmax, réglable entre 105 % et 120 % de sa vitesse nominale. Le but de cette fonction est de limiter la surtension dynamique provoquée par le délestage de la charge d'une centrale. La révision de cette fonction permet de discriminer les conditions de rejet total de la charge de l'alternateur de celles associées au rejet partiel de la charge de l'alternateur avec formation d'un îlot. Lors d'un rejet total de la charge, le stabilisateur est mis hors service sans réduction du gain du régulateur de tension avant d'atteindre le seuil de déclenchement du groupe par la protection de surfréquence. Lors d'un rejet partiel de la charge, le stabilisateur est mis hors service avec réduction du gain du régulateur de tension afin de maintenir l'alternateur en îlot avec une marge de stabilité suffisante.
- Cette nouvelle version du stabilisateur peut également être utilisée pour l'application de soutien de la fréquence par les compensateurs synchrones et les compensateurs statiques situés près de la charge.

2.0 DESCRIPTION

Le but du stabilisateur est d'améliorer l'amortissement des oscillations de puissance d'une machine en modulant sa tension par l'intermédiaire de son système d'excitation. La phase et l'amplitude du signal de stabilisation sont minutieusement réglées pour obtenir l'amortissement désiré des oscillations de puissance. Le stabilisateur multi-bandes de type delta-oméga doit être réalisé sur une plate-forme numérique. Les principales fonctions comprises dans le stabilisateur sont, d'une part, la synthèse de vitesse du rotor à partir des signaux de tension et de courant de l'alternateur et d'autre part, la réalisation de la fonction de transfert du stabilisateur à l'aide d'une structure à quatre bandes de fréquence.

Le stabilisateur peut également être utilisé pour soutenir temporairement la fréquence du réseau en modulant la tension par l'intermédiaire du régulateur de tension des compensateurs synchrones et des compensateurs statiques situés près de la charge.

STABILISATEUR MULTI-BANDES DE TYPE DELTA-OMÉGA	MB-PSS-02-13
---	---------------------

3.0 SYNTHÈSE DE LA VITESSE DU ROTOR

La synthèse de la vitesse du rotor doit être calculée à partir des tensions et des courants qui sont mesurés aux bornes de l'alternateur. Cette synthèse doit être réalisée par deux capteurs numériques. Le premier capteur fournit le signal d'entrée de la bande basse-fréquence et de la bande de fréquence intermédiaire. Le second capteur fournit le signal d'entrée de la bande haute-fréquence. Le comportement dynamique des capteurs doit être équivalent à celui des modèles linéaires de la figure 1. Deux filtres numériques de type coupe-bande montés en cascade doivent être disponibles en option pour les applications avec des turbo-alternateurs afin d'atténuer suffisamment les effets des modes torsionnels sur la mesure de vitesse.

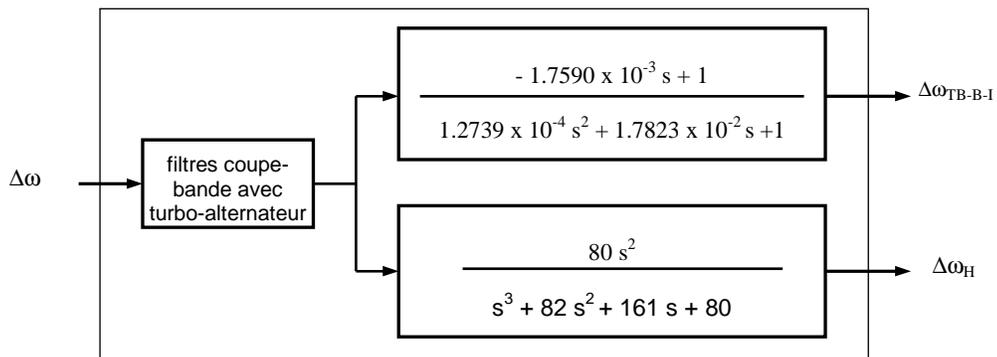


Figure 1 – Capteurs de vitesse du rotor

Lorsque des filtres coupe-bande $N_i(s)$ sont requis, ils doivent être réglables en fonction de la fréquence de résonance ω_i et de la caractéristique de largeur de bande B_i à -3 dB tels que définis dans l'équation suivante :

$$N_i(s) = \frac{s^2 + \omega_i^2}{s^2 + B_i s + \omega_i^2}$$

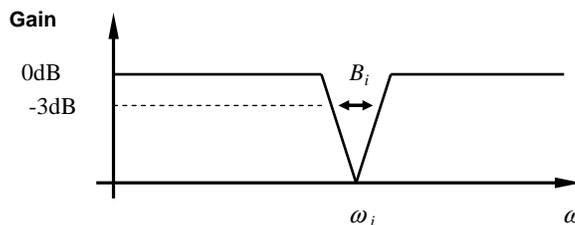


Figure 2 – Caractéristiques des filtres coupe-bande

STABILISATEUR MULTI-BANDES DE TYPE DELTA-OMÉGA	MB-PSS-02-13
---	---------------------

4.0 FONCTION DE TRANSFERT DU STABILISATEUR

4.1 Description

La fonction de transfert du stabilisateur multi-bandes doit être de la forme montrée à la figure 3. Cette fonction doit être conçue pour agir séparément sur quatre bandes de fréquences. Chacune des bandes doit disposer d'un gain global et d'un limiteur. La fonction de transfert doit comprendre également un limiteur à la sortie du stabilisateur. Chacune des bandes doit être constituée de deux segments montés en filtre différentiel qui doivent comprendre chacun un gain, un bloc avance-retard ou passe-haut ainsi que deux blocs avance/retard en série.

La fonction de transfert doit disposer de deux entrées qui correspondent aux sorties des capteurs de vitesse qui sont définis à la section 3. L'entrée de la bande très-basse-fréquence, basse-fréquence et de la bande de fréquence intermédiaire est la vitesse $\Delta\varphi_{TB-B-I}$ et l'entrée de la bande haute-fréquence est la vitesse $\Delta\varphi_H$. La sortie de la fonction de transfert est le signal de stabilisation V_{ST} . Cette sortie doit être raccordée comme entrée au point de sommation de l'erreur de tension sur le régulateur de tension du système d'excitation de l'alternateur.

STABILISATEUR MULTI-BANDES DE TYPE DELTA-OMÉGA	MB-PSS-02-13
---	---------------------

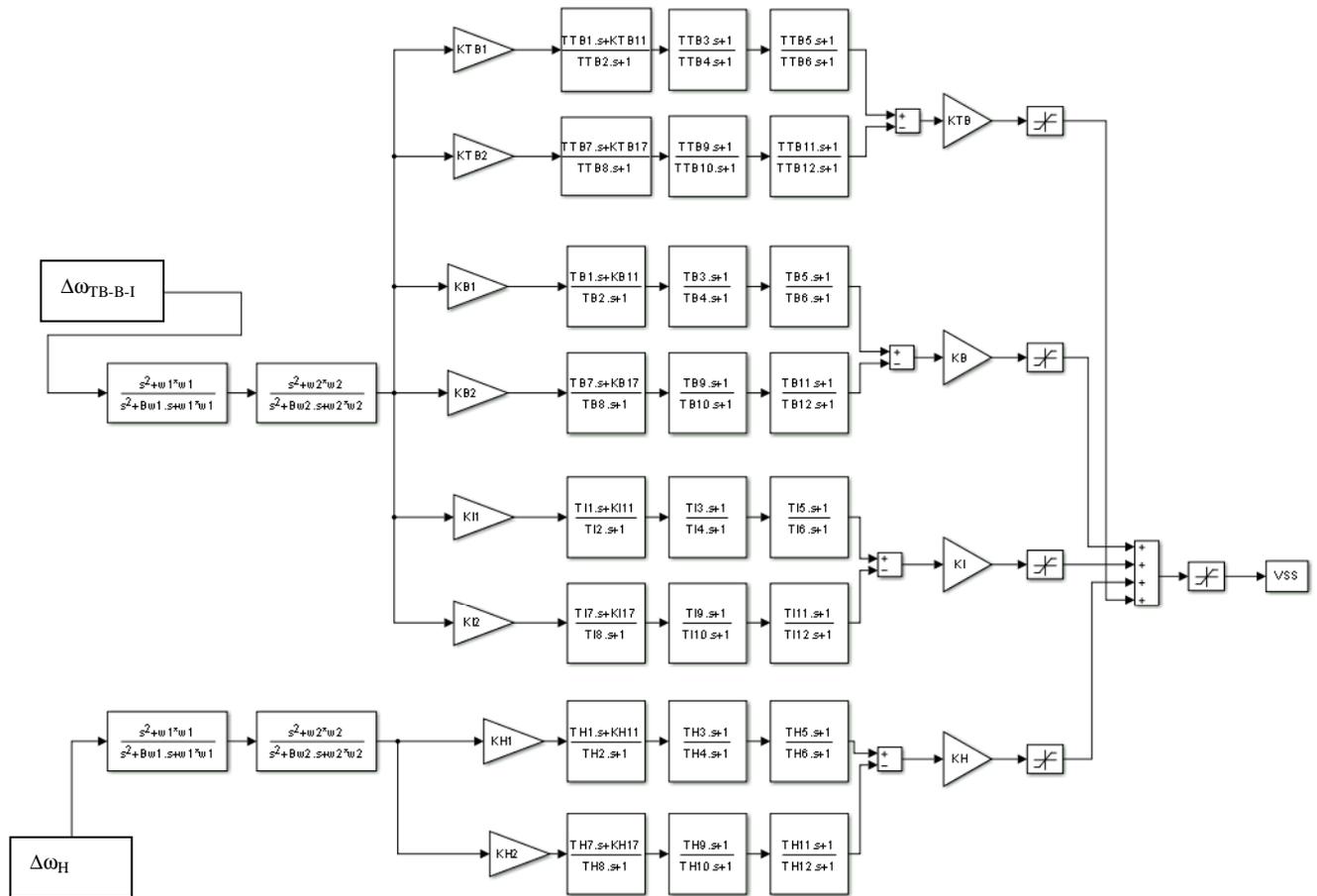


Figure 3 – Fonction de transfert du stabilisateur multi-bandes

<p>STABILISATEUR MULTI-BANDES</p> <p>DE TYPE DELTA-OMÉGA</p>	<p>MB-PSS-02-13</p>
--	----------------------------

4.2 Plage de réglages

Les paramètres KTB1, KTB2, KTB, KB1, KB2, KB, KI1, KI2, KI, KH1, KH2 et KH sont des gains et doivent être réglables sur une gamme de 0 à 300. Les paramètres KTB11, KTB17, KB11, KB17, KI11, KI17, KH11 et KH17 qui doivent être réglables sur une gamme de 0 à 1 sont utilisés sur le premier bloc de chacun des segments de la fonction de transfert pour permettre de modéliser un bloc passe-haut ou un bloc avance-retard. Ce bloc est défini comme un bloc passe-haut lorsque le paramètre est réglé avec une très petite valeur ($KTB11=TTB11/100$ par exemple). Si le paramètre est égal à 1 alors le bloc est défini comme un bloc avance-retard. Une valeur nulle de ces paramètres annule la sortie du bloc.

Les constantes de temps TTB1, TTB2, TTB3, TTB4, TTB5, TTB6, TTB7, TTB8, TTB9, TTB10, TTB11 et TTB12, doivent être réglables sur une gamme de 0 à 60 secondes. Les constantes de temps TB1, TB2, TB3, TB4, TB5, TB6, TB7, TB8, TB9, TB10, TB11 et TB12, doivent être réglables sur une gamme de 0 à 30 secondes. Les constantes de temps TI1, TI2, TI3, TI4, TI5, TI6, TI7, TI8, TI9, TI10, TI11 et TI12, doivent être réglables sur une gamme de 0 à 3 secondes. Les constantes de temps TH1, TH2, TH3, TH4, TH5, TH6, TH7, TH8, TH9, TH10, TH11 et TH12 doivent être réglables sur une gamme de 0 à 1 seconde.

La sortie de chacune des bandes de fréquence doit être limitée et la sortie de la somme des quatre bandes de fréquence doit être également limitée. Les plafonds positif et négatif de ces limiteurs doivent être réglables indépendamment. Les plafonds positifs V_{TBMAX} , V_{BMAX} , V_{IMAX} , V_{HMAX} , et V_{SMAX} doivent être réglables sur une gamme de 0 à 1 p.u. et les plafonds négatifs V_{TBMIN} , V_{BMIN} , V_{IMIN} , V_{HMIN} et V_{SMIN} doivent être réglables sur une gamme de -1 à 0 p.u.

Un gain doit être prévu pour adapter la sortie du signal de stabilisation avec l'entrée sur le sommateur de l'erreur de tension du régulateur de tension. La plage de réglage doit être suffisante pour s'adapter aux divers systèmes d'excitation existants sur lesquels le stabilisateur multi-bandes peut être implanté.

STABILISATEUR MULTI-BANDES	MB-PSS-02-13
DE TYPE DELTA-OMÉGA	

5.0 Commande logique

La fonction de la commande logique doit à partir de certaines entrées logiques commander le fonctionnement du stabilisateur avec le système d'excitation.

Entrées logiques

- Commande externe En/hors local (contact sec ou interface personne-machine).
- Commande externe En/hors à distance (par commande impulsionnelle).
- Défaut mécanique (contact sec).
- CS_RDY (contact sec en provenance du régulateur de tension du compensateur).

Sorties logiques

- Commande de réduction du gain du régulateur de tension (contact sec).
- État de la commande en/hors du stabilisateur envoyé vers l'annonceur et l'enregistreur chronologique d'événements (ECE). Un contact sec est envoyé à chacun. Il est à noter qu'un seul contact sec est suffisant si la centrale dispose d'un système informatisé de conduite d'une centrale (SICC).
- Signalisation du défaut du stabilisateur vers l'annonceur et l'ECE (un contact sec à chacun). Il est à noter qu'un seul contact sec est suffisant si la centrale dispose d'un système informatisé de conduite d'une centrale (SICC).

Signaux internes

- Vitesse synthétisée exprimée en p.u. et calculée par l'algorithme de synthèse de vitesse.
- Puissance active (P_e) exprimée en p.u. et calculée par l'algorithme de synthèse de vitesse.
- Courant de séquence directe (I) exprimé en p.u. et calculé par l'algorithme de synthèse de vitesse.
- Défaut stabilisateur provenant des algorithmes de supervision du stabilisateur.
- Essai de réponse à un créneau en boucle ouverte.

STABILISATEUR MULTI-BANDES DE TYPE DELTA-OMÉGA	MB-PSS-02-13
---	---------------------

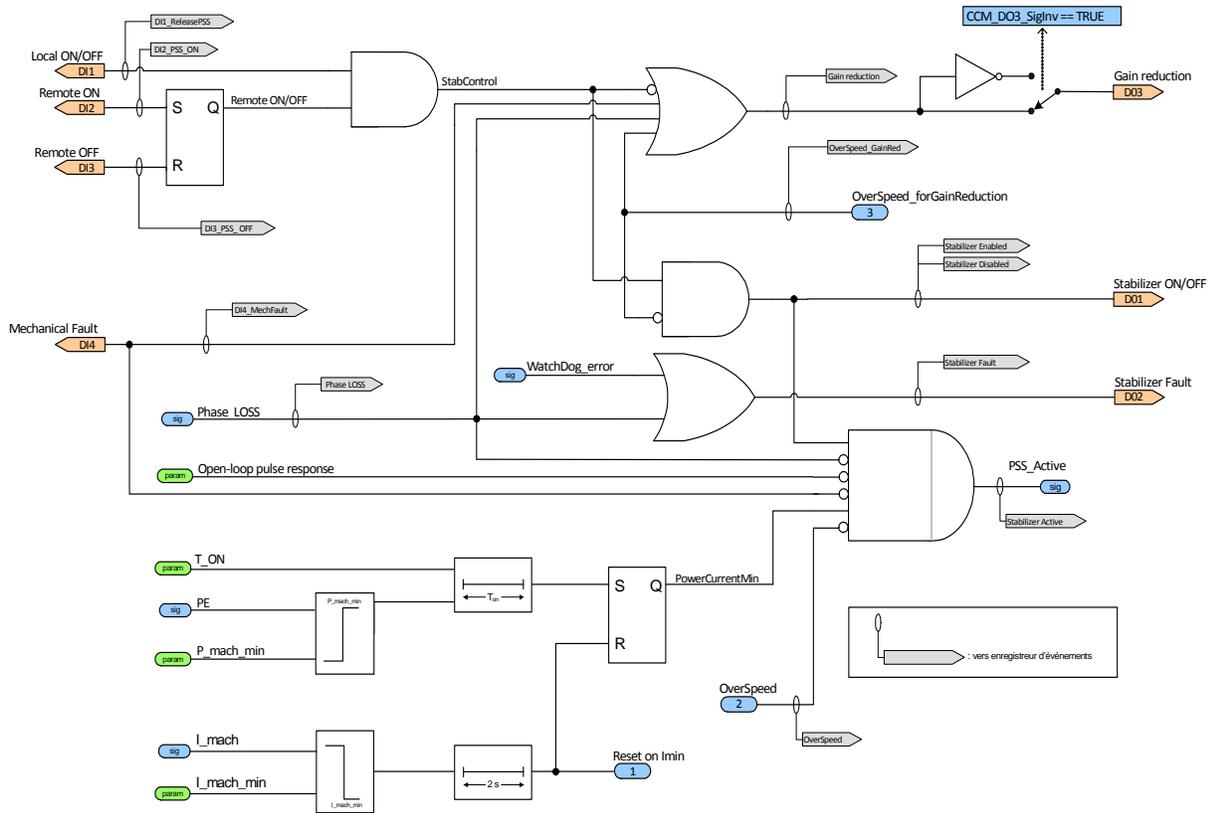


Figure 4 – Commande logique du stabilisateur multi-bandes

La figure 4 montre la représentation schématique de la commande logique avec application alternateur. Il est à noter que pour l'application de soutien de la fréquence près des zones de charge avec un compensateur synchrone ou un compensateur statique, la condition de mise en service du stabilisateur basé sur la puissance active est remplacée par une condition permissive externe qui provient du régulateur de tension du compensateur et les conditions de défaut mécanique et de survitesse de l'alternateur sont inhibées et forcées à zéro.

<p>STABILISATEUR MULTI-BANDES</p> <p>DE TYPE DELTA-OMÉGA</p>	<p>MB-PSS-02-13</p>
--	----------------------------

5.1 Commande locale et à distance du stabilisateur

Le signal de stabilisation doit pouvoir être mis en ou hors service localement ou à distance. La mise hors service du signal de stabilisation doit également commander, par l'intermédiaire d'un contact sec, une réduction du gain du régulateur de tension du système d'excitation de l'alternateur à une valeur présélectionnée.

Lorsque le stabilisateur est mis hors service localement, la commande de mise en/hors service à distance n'est plus permise. Toutefois la mise hors service locale ne doit pas bloquer le fonctionnement de la bascule de la commande à distance. Ainsi lorsque le stabilisateur est mis en service localement, on doit retrouver le dernier état de fonctionnement mémorisé de la bascule de la commande à distance.

5.2 Survitesse

Cette fonction qui est requise pour les groupes hydrauliques, commande la mise hors service du stabilisateur dès que la vitesse du groupe dépasse un seuil, Vitmax, réglable entre 105 % et 120 % de sa vitesse nominale. Le but de cette fonction est de limiter la surtension dynamique provoquée par le délestage de la charge d'une centrale. La révision de cette fonction permet de discriminer les conditions de rejet total de la charge de l'alternateur de celles associées au rejet partiel de la charge de l'alternateur avec formation d'un îlot. Lors d'un rejet total de la charge, le stabilisateur est mis hors service sans réduction du gain du régulateur de tension avant d'atteindre le seuil de déclenchement du groupe par la protection de surfréquence. Lors d'un rejet partiel de la charge, le stabilisateur est mis hors service avec réduction du gain du régulateur de tension afin de maintenir l'alternateur en îlot avec une marge de stabilité suffisante.

Il est à noter que cette fonction n'est pas requise dans l'application stabilisateur avec compensateur synchrone ou compensateur statique. À cet effet, un sélecteur logique permet d'inhiber cette fonction lorsque CS_MODE est réglée sur la sélection application du stabilisateur avec compensateur.

5.3 Défaut mécanique

Le signal de stabilisation doit être mis hors service lors de la détection d'un défaut mécanique à l'alternateur par l'intermédiaire d'un contact sec en provenance de ces protections. La mise hors service du signal de stabilisation doit également commander, par l'intermédiaire d'un contact sec, une réduction du gain du régulateur de tension du système d'excitation de l'alternateur à une valeur présélectionnée.

STABILISATEUR MULTI-BANDES	MB-PSS-02-13
DE TYPE DELTA-OMÉGA	

Il est à noter que cette fonction n'est pas requise dans l'application stabilisateur avec compensateur synchrone ou compensateur statique. A cet effet, un sélecteur logique permet d'inhiber cette fonction lorsque CS_MODE est réglée sur la sélection application du stabilisateur avec compensateur.

5.4 Synchronisation du groupe

Le signal de stabilisation ne doit entrer en service qu'après un délai suffisant pour permettre l'atteinte d'un régime équilibré lors de la synchronisation du groupe. Un régime équilibré est atteint si le disjoncteur principal du groupe a été préalablement fermé et qu'un minimum de puissance active a été générée pendant un délai réglable. La puissance active est évaluée en temps réel par le stabilisateur (algorithme de synthèse de vitesse). Une fois le stabilisateur en service, il doit demeurer en service quelle que soit la valeur de la puissance active, et ce jusqu'à la mise hors service du stabilisateur.

La variable logique de détection de puissance Pmin dépend des réglages suivants :

- la variable logique de détection de puissance active peut prendre les valeurs 1 ou 0 selon que le seuil minimum de puissance est dépassé ou non. Ce seuil est réglable de 0,1 à 0,2 p.u. sur la base de la puissance nominale de la machine.
- le délai est réglable de 1 à 10 sec.

La condition de remise à zéro de la fonction de synchronisation du groupe est amorcée lors du déclenchement du disjoncteur principal du groupe. L'état du disjoncteur est obtenu par la détection d'un bas courant de séquence directe Imin. Le courant est évalué en temps réel par le stabilisateur (algorithme de synthèse de vitesse). La détection de l'état du disjoncteur dépend des réglages suivants :

- la variable logique de la détection du bas courant peut prendre les valeurs 0 ou 1 selon que le seuil de bas courant est dépassé ou non après une temporisation fixe réglée à 1 seconde. Ce seuil est réglable de 0,05 à 0,10 p.u. du courant de séquence directe sur la base de la puissance nominale de la machine.

Il est à noter que cette fonction doit être modifiée dans l'application stabilisateur avec compensateur synchrone ou compensateur statique. À cet effet, un sélecteur logique permet de conditionner la mise en fonction du stabilisateur sur un signal externe CS_RDY en provenance du régulateur de tension du compensateur.

STABILISATEUR MULTI-BANDES	MB-PSS-02-13
DE TYPE DELTA-OMÉGA	

5.5 Défaut du stabilisateur

Le signal de stabilisation doit être mis hors service lors de la détection d'un défaut du stabilisateur à partir des algorithmes de supervision du stabilisateur. La mise hors service du signal de stabilisation doit également commander, par l'intermédiaire d'un contact sec, une réduction du gain du régulateur de tension du système d'excitation de l'alternateur à une valeur présélectionnée. Les algorithmes de supervision doivent inclure la détection d'un défaut du stabilisateur au moins dans les conditions suivantes :

- erreur détectée par le chien de garde dédié au stabilisateur (watch dog timer).
- erreur détectée lors de la perte d'une, de deux ou de trois phases de courant.
- erreur détectée lors de la perte d'une, de deux ou de trois phases de tension.

5.6 Réponse à un créneau en boucle ouverte

Lors de l'essai de réponse à un créneau en boucle ouverte, le stabilisateur doit être mis hors service sans réduction du gain du régulateur de tension.

5.7 Réduction du gain du régulateur de tension

Un seul contact sec est nécessaire pour la réduction du gain du régulateur de tension du système d'excitation de l'alternateur. Les trois conditions qui nécessitent la réduction du gain du régulateur de tension, soit la mise hors service du stabilisateur (voir section 5.1), la détection d'un défaut dans le stabilisateur (voir section 5.5) et la détection d'un défaut mécanique de l'alternateur (voir section 5.3) doivent être regroupés dans une fonction « OU » logique comme montré à la figure 4.

STABILISATEUR MULTI-BANDES DE TYPE DELTA-OMÉGA	MB-PSS-02-13
---	---------------------

6.0 ESSAIS FONCTIONNELS DU STABILISATEUR

Des essais fonctionnels doivent être réalisés sur le stabilisateur afin de vérifier les caractéristiques et les performances de celui-ci et de valider les réglages implantés. À cet effet, le stabilisateur doit comprendre une fonction interne qui permet de réaliser un essai de réponse à un créneau du stabilisateur.

Cette fonction interne du stabilisateur a pour but de vérifier le bon fonctionnement de l'installation qui comprend le stabilisateur, le système d'excitation ainsi que l'alternateur synchronisé au réseau, et ce selon les réglages désirés, et de valider le comportement prévu par les études de simulation. L'essai de la réponse à un créneau peut être réalisé avec le stabilisateur en boucle ouverte ou en boucle fermée. Il est à noter que l'essai en boucle ouverte doit commander la mise hors service du stabilisateur sans réduction du gain du régulateur de tension. Le signal interne du créneau est injecté au sommateur du signal de sortie du stabilisateur.

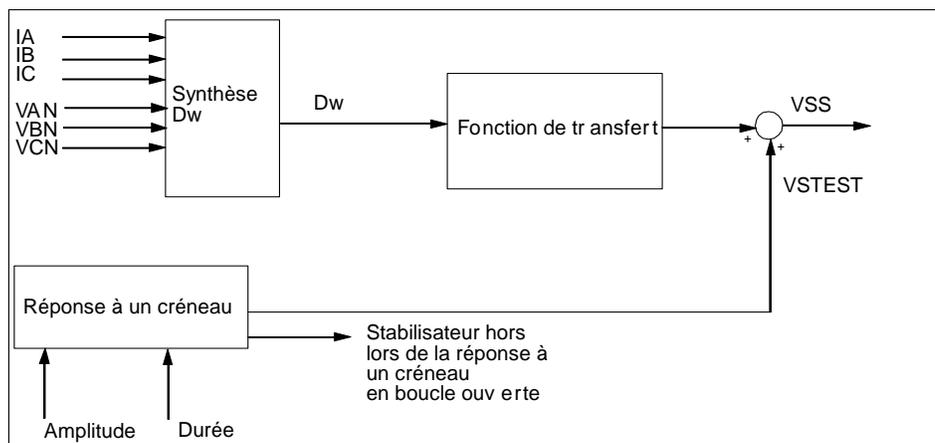


Figure 5 – Réponse à un créneau du stabilisateur multi-bandes

<p>STABILISATEUR MULTI-BANDES</p> <p>DE TYPE DELTA-OMÉGA</p>	<p>MB-PSS-02-13</p>
--	----------------------------

Cette fonction interne du stabilisateur a pour but de vérifier le bon fonctionnement de l'installation qui comprend le stabilisateur, le système d'excitation ainsi que l'alternateur synchronisé au réseau, et ce selon les réglages désirés, et de valider le comportement prévu par les études de simulation. L'essai de la réponse à un créneau peut être réalisé avec le stabilisateur en boucle ouverte ou en boucle fermée. Il est à noter que l'essai en boucle ouverte doit commander la mise hors du stabilisateur sans réduction du gain du régulateur de tension. Le signal interne du créneau est injecté au sommateur du signal de sortie du stabilisateur.

Signaux internes :

- La sortie de la fonction de réponse à un créneau est le signal VSTEST exprimé en p.u.
- L'essai de la réponse à un créneau en boucle ouverte doit commander la mise hors service du stabilisateur sans réduction du gain du régulateur de tension.

Paramètres internes :

- La durée du créneau doit être fournie comme paramètre pour l'essai de réponse au créneau. La durée doit être réglable de 0 à 1 seconde.
- L'amplitude du créneau doit être fournie comme paramètre pour l'essai de réponse au créneau. L'amplitude doit être réglable de 0 à plus et moins 0,10 p.u.

STABILISATEUR MULTI-BANDES DE TYPE DELTA-OMÉGA	MB-PSS-02-13
---	---------------------

Spécification d'exigences Acquisition des données éoliennes

Fiche de contenu

Version	Date	Auteur	Commentaire
1.4	27/11/2013	Mario Vandal	Corrections mineures au format du texte Section B.3.2 – La formule définit dans l'encadré s'applique à la puissance disponible du poste
1.3	25/01/2013	Mario Vandal	Section 2.2: précisions sur le nombre de mesures valides requises (dix) pour le calcul d'une donnée statistique valide Section A.1.2: précisions sur les statuts d'opération à considérer pour GE ENERCON et Repower Section B.1: Nouvelle norme CSA. Ajout des données "taux de précipitation" Section B.2: retrait de la donnée " position des pâles" qui n'est plus utilisée Section B.2.3: Nouveaux statuts et conditions d'erreur GE. Ajout des statuts ENERCON et Repower Section B.3: Nouvelle donnée : « nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de glace/givre. Section B.3.1: Précisions sur le calcul de la puissance disponible des éoliennes pour GE ENRCON et Repower. Section B.3.2: Modification du calcul de la puissance disponible du poste ; Tenir compte de la consigne de limitation supérieure de la puissance produite Section B.3.3: Modification du calcul de la puissance disponible du parc; Tenir compte de la consigne de limitation supérieure de la puissance produite Section B.3.4: Précision sur le calcul du nombre d'éoliennes à l'arrêt pour GE, ENERCON et Repower
1.2	03/09/2010	Mario Vandal	Section A.1, A.1.8, A.1.9, A.1.10, A.1.11: Nouvelles données du système de gestion centralisé du parc éolien : consigne de tension, de statisme, de facteur de puissance et de limitation supérieure de la puissance produite. Section B.2 et B.2.2: Nouvelle donnée éolienne : Température au niveau de la nacelle Section B.1.1: Correction de la formule de calcul de la direction moyenne du vent
1.1	27/11/2007	Mario Vandal	Section 1.2.: Précisions sur le mécanisme de libération des connexions TCP. Section 2.1: Précision concernant le temps alloué à la transmissions des données pour une liaison par satellite. Section A.1 : Ajout de nouvelles données d'exploitation du poste: État des sélecteurs EN/HORS des téléprotections et état d'opération de la nouvelle protection de

Fiche de contenu

Version	Date	Auteur	Commentaire
			défaillance des disjoncteurs (protection «C») Section B.3.1: Ajout des états d'opérations « Run up / Idling» et« Weather conditions» dans les conditions associées à l'état de disponibilité d'une éolienne.
1.0	03/02/2007	Mario Vandal	Émission officielle du document

À propos de ce document

Portée

Ce document décrit les exigences applicables aux dispositifs de communication utilisés dans les parcs éoliens pour la transmission des données éoliennes au système de conduite des Centres Informatiques Téléconduite (CIT) d'Hydro-Québec TransÉnergie (HQT).

Sont exclus les données demandées par Hydro-Québec Distribution (HQT) et Hydro-Québec Production (HQP) pour fin d'études particulières en temps différé.

Auditoire

Ce document est destiné aux responsables de l'ingénierie des dispositifs de communication des Producteurs éoliens ainsi qu'au personnel de la direction Exploitation du réseau impliqué dans la normalisation des stratégies d'acquisition des données éoliennes.

Abréviations

tableau 1 Abréviations	
Abréviations HQ	Description
CCR	Centre de conduite du réseau
CIT	Centre Informatique Téléconduite
CT	Centre de Téléconduite : regroupement d'un CIT et de une ou plusieurs PAT
GEN-4	Système de contrôle et d'acquisition de données automatisé de la compagnie SNC-Lavalin utilisé dans les centres de téléconduite d'Hydro-Québec
HQD	Hydro-Québec Distribution
HQP	Hydro-Québec Production
HQT	Hydro-Québec TransÉnergie
N-510	Encadrement de la direction Exploitation du réseau qui définit les règles de gestion des points d'alarme
PAT	Place d'Affaires Téléconduite
SOA	Service d'Ordinateur d'Acquisition
SOP	Service d'Ordinateur Principal
ST	Station Terminale

Références

tableau 2 Références	
Groupe d'utilisateurs DNP	
[DNP-1]	« DNP 3.0 Subset definitions » , version 2.0 novembre 1995
[DNP-2]	« Transporting DNP V3.00 over Local and Wide Area Network “, version 1.0 déc. 1998
[DNP-3]	“DNP3-2001” – IED Certification Procedure subset Level 2, version 2.1, juillet 2001
GE Energy	
[GE-1]	Technical Documentation – Wind Turbine Generator System, General Description, GEWE SCADA - RTCore OPC Server
IEC	
[IEC-1]	61400-25 – Communications for monitoring and control of wind power plants
[IEC-2]	61400-26-1 – Time based availability for Wind Turbines
Repower	
[RP-1]	V-1.1-SL.KM.96-A-B-EN , specification - Calculation of the HQD forecast requirement, version C 10 janvier 2013
SNC-Lavalin	
[SNC-1]	DNP3 Profile Document, ECS-DD-2000064

Abrégé

Table des matières

Chapitre 1 Exigences de communication	11
1.1 Exigences de l'interface de communication	11
1.2 Exigences du protocole de communication.....	13
Chapitre 2 Exigences d'acquisition des données.....	15
2.1 Données d'exploitation du poste électrique (poste de départ).....	15
2.2 Données d'un mât météorologique	17
2.3 Données d'une éolienne.....	18
2.4 Données de production du parc éolien	18
Chapitre 3 Exigences de configuration	19
3.1 Paramètres de communication DNP3.....	19
3.2 Liste de points	19
Chapitre 4 Exigences de certification.....	21
4.1 Certification laboratoire.....	21
4.2 Essais chantier	21
Chapitre 5 Exigences d'exploitation	23
5.1 Travaux planifiés	23
5.2 Défaillance des dispositifs de communication et d'acquisition.....	23
5.3 Rapport d'événement	24
Annexe A Données requises pour l'exploitation du poste électrique	25
A.1 Données d'exploitation du poste.....	25
A.1.1 Regroupement d'alarmes des dispositifs de protection.....	26
A.1.2 Calcul du nombre d'unités éoliennes en production.....	27
A.1.3 Alarme de panne d'instruments d'acquisition	27
A.1.4 Sens des mesures de MW et Mvar à la haute tension du poste	27
A.1.5 Sens des mesures de MW à la basse tension du poste.....	27
A.1.6 Condition anormale de la téléprotection	28
A.1.7 Mode de gestion centralisé sélectionné du parc éolien	28
A.1.8 Consigne de tension	28
A.1.9 Consigne de statisme.....	28
A.1.10 Consigne de facteur de puissance.....	28
A.1.11 Consigne de limitation supérieure de la puissance produite	28
Annexe B Données requises par HQD ou HQP	29
B.1 Données d'un mât météorologique	29
B.1.1 Calcul de la direction moyenne du vent.....	30
B.2 Données d'une éolienne	31
B.2.1 Calcul de la direction moyenne du vent et de la nacelle.....	31
B.2.2 Température au niveau de la nacelle.....	31
B.2.3 Statut de la machine.....	31
B.3 Données de production du parc éolien	35
B.3.1 Calcul de la puissance disponible des éoliennes	35
B.3.2 Calcul de la puissance disponible du poste.....	36
B.3.3 Calcul de la puissance disponible du parc.....	37

B.3.4 Calculs du nombre d'éoliennes à l'arrêt.....	37
Annexe C Données requises pour la conduite du réseau électrique.....	43
Annexe D Séquence d'initialisation GEN-4.....	45

Liste des tableaux

tableau 1 Abréviations	6
tableau 2 Références.....	7
tableau 3 Utilisation des classes événement 1,2,3.....	15
tableau 4 Objet/variation DNP3 pour les données éoliennes.....	16
tableau 5 État d'opération d'une éolienne GE	32
tableau 6 État d'opération d'une éolienne ENERCON	33
tableau 7 État d'opération d'une éolienne Repower selon la norme IEC 61400-26-1	33

Liste des figures

figure 1 - Architecture de communication du système	12
figure 2 - Étapes du calcul des éoliennes GE à l'arrêt	39
figure 3 - Étapes du calcul des éoliennes ENERCON à l'arrêt	40
figure 4 - Étapes du calcul des éoliennes Repower à l'arrêt	41

Chapitre 1

Exigences de communication

Ce chapitre présente les exigences de communication applicables aux dispositifs de communication des parcs éoliens. Elles sont divisées en deux catégories :

- Exigences de l'interface de communication
- Exigences du protocole de communication

1.1 Exigences de l'interface de communication

La figure 1 illustre l'architecture de communication mise en œuvre. Le système de conduite GEN-4 d'un centre informatique Téléconduite (CIT) est responsable de l'acquisition des données éolienne. Il effectue la retransmission d'une partie de ces données selon les besoins et accès autorisés aux systèmes d'acquisition des utilisateurs externes soit HQD, HQP ainsi que le CCR. La retransmission s'effectue par des liens de communication ICCP.

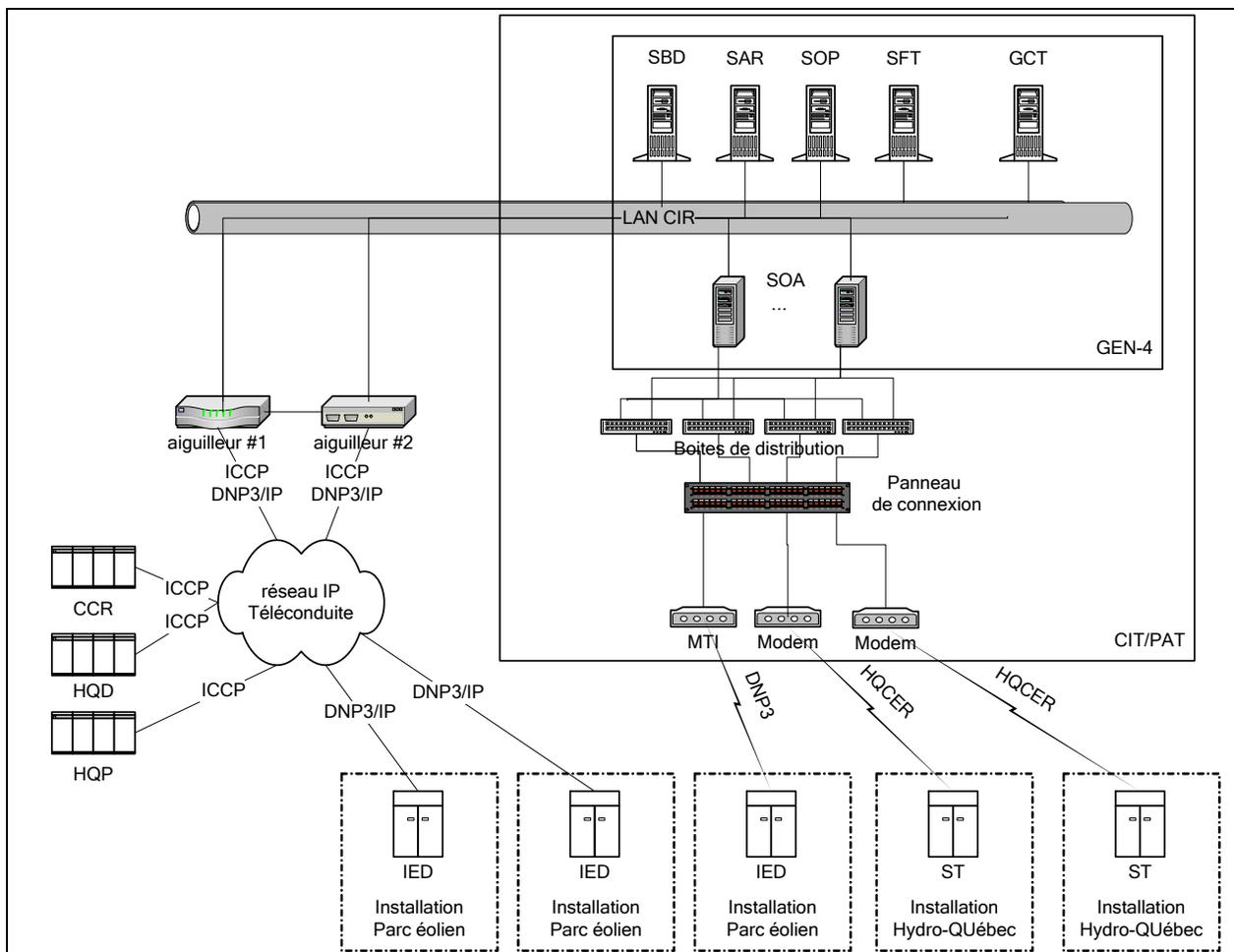
L'échange de données entre le système de conduite GEN-4 et le dispositif de communication d'un parc éolien peut s'effectuer de deux façons, soit à l'aide du réseau IP haute sécurité de téléconduite ou par un lien de télécommunication dédié. Les exigences applicables aux interfaces de communication du dispositif sont les suivantes :

- Le dispositif doit être équipé d'une interface Ethernet 10 ou 100 Mbit/s permettant le raccordement au micro garde-barrière installé dans l'armoire de télécommunication d'Hydro-Québec.
- Le raccordement s'effectue à l'aide d'une interface en cuivre de type 100base-T (RJ45).
- Pour répondre aux exigences de sécurité informatique de téléconduite, l'interface Ethernet ne doit être raccordée d'aucune façon au réseau de contrôle du Producteur éolien. Le dispositif devra être équipé d'une deuxième interface Ethernet pour les besoins d'échange de données avec les équipements de ce réseau. Cette exigence découle des besoins suivants :
 - Assurer une isolation entre le réseau de contrôle du Producteur éolien et le réseau IP d'Hydro-Québec.
 - Se prémunir contre le risque d'usurpation d'adresse IP (« spoofing ») par les utilisateurs externes qui ont accès au réseau de contrôle du Producteur éolien.
- L'adresse IP de l'interface Ethernet sera assignée par Hydro-Québec

- La bande passante requise pour les communications IP est estimée à 56 Kbit pour chaque parc éolien.
- Le dispositif doit être équipé d'une interface de communication de type RS-232 permettant le raccordement à un modem asynchrone pour la transmission des données à l'aide d'un lien de télécommunication dédié.

Cette exigence est applicable uniquement si les infrastructures de télécommunication Hydro-Québec ne permettent pas un accès sécurisé au réseau IP haute sécurité de téléconduite. Un lien asynchrone 19.2Kb est requis pour ce mode de communication.

figure 1 - Architecture de communication du système



1.2 Exigences du protocole de communication

- Le protocole de communication DNP3 est exigé pour l'échange de données entre le dispositif de communication du parc éolien et le système GEN-4. Le rôle de maître est attribué au système GEN-4 et le rôle d'esclave au dispositif de communication.
- Le niveau d'implantation 2 est requis pour le protocole DNP3. Se référer au document DNP V3.00 „SUBSET DEFINITIONS normalisé par le groupe d'usager DNP à ce sujet [DNP-1].
- L'encapsulation du protocole DNP3 dans une trame TCP/IP doit être supporté tel que défini dans le document « Transporting DNP V3.00 over Local and Wide area network » [DNP-2].
- Le dispositif de communication du parc éolien doit traiter les demandes de connexion TCP adressées au port 20,000. Ces demandes proviennent de 4 dispositifs maîtres associés au système GEN-4. Chaque dispositif maître utilise une adresse IP unique. Le dispositif de communication doit maintenir une seule connexion TCP active avec un des quatre dispositifs maîtres. Une connexion TCP active doit être libérée sur demande du dispositif maître ou sur expiration d'une minuterie de 45 secondes indiquant l'absence de message en provenance du maître.
- Afin de respecter l'exigence d'âge maximum d'une seconde pour certaines données, le dispositif de communication du parc éolien a l'obligation de transmettre les changements détectés à l'aide du mode de réponse non sollicité (« unsolicited response»). Le dispositif doit supporter les requêtes d'activation/inhibition de ce mode en provenance du système de conduite CIT.
- Le dispositif doit être en mesure de répondre aux requêtes de lecture d'intégrité transmises par le système de conduite du CIT selon une fréquence configurable. Cette requête est associée à la lecture des quatre classes de données (objet 60, classes 1,2,3,0) définies dans le protocole DNP3.
- Les règles d'utilisation des 3 classes de données de type événement sont les suivantes :
 - Classe 1 (haute priorité) : signalisations et alarmes reportées sur détection d'un changement (données temps réel)
 - Classe 2 (moyenne priorité) : mesures reportées sur détection d'un changement (données temps réel)
 - Classe 3 (basse priorité) : données rapportées en fonction d'un cycle de plusieurs minutes (données des éoliennes, des mâts météorologiques et de production du parc)
- Le mappage des points dans les 3 classes d'événement doit être configurable à partir des outils de maintenance du dispositif. Le support du mode de configuration à partir du système maître sera considéré comme un avantage supplémentaire.

- Le dispositif de communication doit permettre la configuration du mode de confirmation des trames de la couche lien et des messages de la couche application. Le mode de confirmation des trames niveau lien ne devrait pas être utilisé.
- Le dispositif doit supporter la transmission de message application (ASDU) d'une longueur de 2kbits.
- Le dispositif doit supporter la séquence d'initialisation transmise par le système de conduite GEN-4 du CIT. Se référer au document DNP3 Profile Document de SNC-Lavalin [SNC-1] et à l'annexe C.

Chapitre 2

Exigences d'acquisition des données

Ce chapitre présente les exigences applicables aux données qui doivent être transmises au système de conduite d'un CIT. Les exigences sont divisées en quatre catégories selon la nature des données :

- Les données du poste électrique
- Les données des mâts météorologiques
- Les données des éoliennes
- Les données de production du parc éolien

2.1 Données d'exploitation du poste électrique (poste de départ)

Les exigences applicables pour les données du poste électrique sont les suivantes :

- Les données doivent être transmises de deux façons :
 - Par le mode de réponse non sollicité suite à la détection par le dispositif d'un changement de la valeur ou des indicateurs de qualité d'une donnée. Ce mode de réponse est associé aux classes de données de type événements.
 - Sur demande d'une requête de lecture d'une des classes de données (0,1,2 ,3) par le système de conduite du CIT.

Se référer aux exigences du protocole de communication.

- L'utilisation des classes de données de type événement est précisée au tableau 3. Les données du poste électrique sont de type temps réel.

tableau 3 Utilisation des classes événement 1,2,3	
Classe	Type de données
1	Signalisations d'appareils et alarmes temps réel
2	Mesures d'appareil (MW, MX, KV, A..) temps réel
3	Données statistiques calculées sur un intervalle de temps

- lorsque le dispositif de communication initie la transmission d'une donnée temps réel par le mode de réponse non sollicité, l'âge maximum de cette donnée doit être de :
 - 1 seconde pour les signalisations et alarmes temps réel
 - 3 secondes pour les mesures temps réel

Il est recommandé de disposer d'une réserve de 100 msec allouée au temps de transmission et au temps traitement de la donnée par les frontaux de communication du système de conduite CIT. Cette réserve est applicable à une liaison par fibre optique. Elle doit être de 650 msec pour une liaison par satellite.

- Pour chaque donnée, le dispositif de communication doit transmettre une valeur accompagnée d'indicateurs de qualité permettant d'en déterminer la validité. Les objets DNP3 requis pour le reportage de ces données sont précisés au tableau 4. Les compteurs d'énergie y sont présentés à titre de référence car il n'y a pas de besoins actuellement pour ce type de donnée.
- Tous les points de mesure sont en unité d'ingénierie. La valeur d'une mesure est transmise à l'aide d'un entier 32 bits signé (objets 30 et 32). Cette valeur doit être multipliée par un facteur d'échelle de 100 avant sa transmission afin d'inclure une résolution de 2 chiffres pour la partie décimale.
- Pour les signalisations, la valeur 1 indique l'état fermé pour un appareil, la présence d'une condition d'alarme pour un point d'alarme, l'état normal (non bloqué) des sélecteurs d'inhibition des téléprotections, l'état en fonction du système de gestion centralisé du parc ou son mode de régulation en tension.
- Une bande morte correspondant à un pourcentage de la valeur pleine échelle doit être configurable sur chaque point de mesure à partir des outils de configuration du dispositif. Cette bande morte vise à réduire le nombre de reportage en relation avec la détection de changements sur les points de mesure. La valeur par défaut est de 1 %. Des changements pourront être apportés selon les besoins lors des essais chantier ou à la suite de la mise en exploitation.
- La liste des données requises pour un poste électrique est présentée à l'annexe A. On y retrouve également des précisions sur le traitement de ces données.

tableau 4 Objet/variation DNP3 pour les données éoliennes			
Type de données	Objet	Variation	Description
Mesures analogiques/numériques	30	1	32 bit analog input
	32	1	32 bit analog change event without time
Signalisations/alarmes	1	2	Binary input with status
	2	1	Binary input change without time
Compteurs d'énergie (KWH)	20	1	32 Binary Counter
	22	1	32 Binary Counter without time

2.2 Données d'un mât météorologique

Les exigences applicables pour les données d'un mât météorologique sont les suivantes :

- Toutes les exigences décrites pour les données du poste électrique sont applicables à l'exception du critère de changement qui déclenche le reportage de ces données. Le critère requis est un reportage initié par le dispositif de communication à un intervalle de dix minutes à la suite de la compilation de données statistiques pour tous les points. Ce critère répond aux besoins suivants :
 - Éviter de monopoliser la bande passante du lien de télécommunication en raison de la fréquence élevée de changement des valeurs et du grand nombre de points.
 - Répondre aux exigences des utilisateurs soit une de compilation de données statistiques sur un intervalle de 10 minutes. Cette exigence fait en sorte que le dispositif doit maintenir deux tables de valeurs, soit les valeurs acquises des appareils de mesure et les valeurs compilées par ses fonctions internes de calcul. Le dispositif doit initier l'envoi des valeurs compilées à l'aide de la classe événement 3 une fois la période de compilation expirée.

Il y a 6 intervalles de calcul par heure. Ils sont synchronisés sur l'heure juste. Pour l'heure h , ces intervalles sont : $]h:00,h:10]$, $]h:10,h:20]$, $]h:20,h:30]$, $]h:30,h:40]$, $]h:40,h:50]$ et $]h:50,h:60]$. Les délimiteurs «] » et «] » indiquent respectivement les bornes ouvertes et fermées d'un intervalle.

L'horloge du dispositif doit être synchronisée à partir d'un système de synchronisation externe basé sur le temps universel (p.ex. IRIG-B, GPS, NTP). La précision demandée est de 0,5 seconde.

Le dispositif doit avoir complété la transmission des données dans un délai maximum de 30 secondes suivant la fin d'un intervalle de calcul.

- Chaque donnée statistique doit être accompagnée d'un indicateur de qualité dont le traitement est le suivant :
 - La donnée est reportée valide s'il y a au minimum dix mesures valides pour la compilation durant un intervalle de 10 minutes. La compilation s'effectue avec les mesures valides uniquement.
 - La donnée est reportée invalide s'il y a moins de dix mesures valides pour un intervalle de 10 minutes. La valeur transmise devra être celle de l'intervalle précédent ou 0 si non disponible.

- En cas d'une panne du lien de communication DNP3, le dispositif doit disposer d'une capacité de stockage permettant de conserver l'ensemble des données statistiques d'un intervalle de 10 minutes dans la classe événement 3. Lorsque la connexion DNP3 est rétablie, le dispositif doit être en mesure de retransmettre les données du dernier intervalle de 10 minutes qui ont été stockées durant la panne.
- Sur demande du responsable HQD ou HQP, le Producteur doit fournir les données des appareils de mesures qui sont conservées par l'enregistreur de données du mât (« data logger ») pour les 30 derniers jours. Ces données devront être transmises sous forme de fichiers. Le format des fichiers et le mode de transmission restent à préciser avec le demandeur en fonction des options disponibles.

La liste des données requises par mât météorologique est présentée à l'annexe B. On y retrouve également des précisions sur le traitement de ces données.

2.3 Données d'une éolienne

Les exigences applicables pour les données d'une éolienne sont les suivantes :

- Toutes les exigences décrites pour les données statistiques d'un mât météorologique sont applicables pour les données d'une éolienne à l'exception de la donnée *statut de la machine*. Ces données doivent être compilées et transmises par intervalle de 10 minutes.
- Toutes les exigences décrites pour les données du poste électrique sont applicables pour l'acquisition de la donnée *statut de la machine*. Ce statut est considéré comme une donnée temps réel qui doit être transmise à l'aide de la classe événement 2 du protocole DNP3 (tableau 3). Le format est un entier 32 bits (objets 30 et 32).

La liste des données requises par éolienne est présentée à l'annexe B. On y retrouve également des précisions sur le traitement de ces données.

2.4 Données de production du parc éolien

Les exigences applicables pour les données de production du parc éolien sont les suivantes :

- Toutes les exigences décrites pour les données statistiques d'un mât météorologique sont applicables. Ces données doivent être compilées et transmises par intervalle de 10 minutes.

La liste des données de production requises par parc éolien est présentée à l'annexe B. On y retrouve également des précisions sur le traitement de ces données.

Chapitre 3

Exigences de configuration

Ce chapitre présente les exigences applicables à la configuration du dispositif de communication du parc éolien. Elles sont divisées en deux catégories:

- Paramètres de communication DNP3
- Liste des points

3.1 Paramètres de communication DNP3

- Le Producteur doit fournir la configuration des paramètres de communication DNP3 sous forme d'un document électronique. Le gabarit utilisé est celui identifié « Device profile document format » à l'appendice A du document DNP V3.00, SUBSET DEFINITIONS [DNP-1]
- Le document devra être livré aux responsables de la direction Exploitation du réseau préalablement aux essais laboratoire si applicables ou pour les essais chantier
- Le Producteur devra préciser dans un document l'utilisation et l'interprétation des statuts de qualité définis dans la norme DNP3 pour les différents objets utilisés
- Le Producteur devra préciser dans un document l'utilisation et l'interprétation des statuts du mot d'état (IIN) qui sont définis dans la norme DNP3 pour un dispositif esclave

3.2 Liste de points

- Le Producteur doit fournir la liste des points dont les valeurs seront transmises au système de conduite CIT.
- La liste doit être livrée sous forme d'un fichier MS-EXCEL dans lequel seront inclus trois feuilles de calculs: « entête », « liste des points de signalisation » et « liste des points de mesure ».
- La feuille de calcul « entête » précisera les informations suivantes :
 - le nom de l'installation
 - la date de mise en production de la liste de points
 - Le numéro de version du logiciel
 - Le numéro de version de la BDD
 - Le nom des responsables à contacter chez le Producteur et Hydro-Québec pour les besoins de maintenance

- L'adresse DNP3 des dispositifs maître et esclave. L'adresse 0 est utilisée pour le système GEN-4 (maître). Une adresse esclave unique doit être attribuée à chaque parc éolien
- Un historique de chaque changement, par ordre chronologique décroissant, dans lequel on retrouve la date, le responsable et un descriptif sommaire du changement
- Les feuilles « liste des points » fourniront l'information détaillée pour chacun des points transmis par le dispositif de communication. Les paramètres suivants seront requis pour chaque point :
 - Le type de point : mesure, mesure statistique, état, alarme, compteur d'énergie.
 - L'adresse DNP3 en fonction du type de point
 - Le nom de point tel que défini dans l'installation du Producteur
 - Le nom du point tel que défini dans le système de conduite du CIT (paramètre HQ)
 - La description du point tel que définie dans l'installation du Producteur
 - L'interprétation de l'état 1 pour les points de signalisation
 - L'unité pour les points de mesure
 - Le facteur d'échelle appliqué dans le dispositif du Producteur
 - La bande morte appliquée (%)
 - La plage des valeurs (valeur maximale négative et positive)
 - L'objet DNP3 et la variation utilisés dans la réponse à une requête de lecture des classes de données 1, 2 et 3
 - L'objet DNP3 et la variation utilisés dans la réponse à une requête de lecture de la classe de données 0 si le format de la valeur diffère de celui utilisé pour les classes 1,2,3
 - Les statuts de qualité DNP3 applicables en fonction du(es) dispositif(s) source(s) (appareil de mesure)
 - Le nom du(es) dispositif(s) source(s) à partir duquel (desquels) la valeur du point est acquise
 - Le code de point d'alarme tel que défini dans la norme N-510 (paramètre HQ)
 - La description du point d'alarme tel que normalisé dans la BDD-510 de la direction Exploitation du réseau (paramètre HQ)
 - Un champ « commentaire »

La valeur des paramètres Hydro-Québec (paramètre HQ) sera transmise au Producteur par les responsables Exploitation du réseau.

Les champs « type de point » et « adresse DNP3 » constituent les clés primaire et secondaire pour le tri des données.

Un exemple du gabarit Excel est disponible pour fin de consultation.

Chapitre 4

Exigences de certification

Ce chapitre présente les exigences applicables à la certification du dispositif de communication du parc éolien. Ces exigences sont divisées en deux catégories:

- Certification laboratoire
- Essais chantier

4.1 Certification laboratoire

- Le Producteur a l'obligation de fournir un dispositif pour des essais laboratoire qui seront réalisés sur le site Place Dupuis à Montréal. Le système GEN-4 de pré-production dédié au essais sera utilisé à cette fin.
- Le dispositif devra être équipé d'une console permettant la modification des valeurs des points de mesure et signalisation et si possible, des statuts de qualité des points et des statuts IIN.
- Le Producteur doit fournir les documents attestant la compatibilité du dispositif au niveau 2 de la norme DNP3. Se référer au document « Certification Procedure Subset Level 2 » [DNP-3] à ce sujet.
- Le dispositif devra être livré avec la configuration chantier. Se référer aux exigences de configurations.

L'exigence de vérification laboratoire est applicable à un nouveau modèle d'appareil utilisé par le Producteur ou à une nouvelle version du logiciel qui contient des changements majeurs. Lorsqu'un appareil d'un même modèle est déjà dans un parc éolien raccordé à un CIT, la certification laboratoire n'est pas requise.

4.2 Essais chantier

Des essais chantier sont requis avant la mise en exploitation du parc éolien. La liste des essais requis est la suivante :

- Confirmation verbale de la valeur locale pour chaque point transmis par le dispositif et de la valeur reçue par le système de conduite du CIT
- Essais de remise sous tension du dispositif de communication et des dispositifs d'acquisition des données (initialisation du système)
- Essais de panne du lien de télécommunication

La réussite de ces essais est une des étapes conditionnelles à l'acceptation du raccordement du parc éolien au réseau d'Hydro-Québec.

Chapitre 5

Exigences d'exploitation

Ce chapitre présente les exigences applicables au dispositif de communication du parc éolien en mode exploitation. Ces exigences sont divisées en trois catégories:

- Travaux planifiés
- Défaillance des dispositifs de communication et d'acquisition
- Rapport d'événement

5.1 Travaux planifiés

Le Producteur est tenu d'informer Hydro-Québec de tout travail ayant un impact sur la transmission des données en provenance de son parc éolien. L'objectif de cet avis est de réduire au minimum les conséquences de la réalisation des travaux dans un parc éolien et d'assurer, autant que possible, la continuité de la transmission des données requises par Hydro-Québec.

Ainsi, tout travail de maintenance affectant la transmission des données, toute mise à niveau de la configuration touchant la liste des points transmis ou toute mise à niveau du logiciel doit être planifié et précédé d'un avis au personnel d'Hydro-Québec (agents Planification des retraits) dix (10) jours avant le début des travaux. Afin d'uniformiser les façons de faire, le processus de communication requis est semblable à celui décrit au chapitre «Demande de retrait» dans l'instruction commune d'exploitation en vigueur pour chaque parc éolien.

5.2 Défaillance des dispositifs de communication et d'acquisition

La défaillance des dispositifs de communication et d'acquisition étant un événement fortuit, le Producteur est tenu d'informer le répartiteur du centre de téléconduite (CT) dans les meilleurs délais.

5.3 Rapport d'événement

Pour tout événement non planifié ou pour tout travail planifié affectant la transmission des données vers Hydro-Québec, le Producteur doit rédiger un «Rapport d'événement - Producteurs privés» et le transmettre selon les modalités mentionnées dans l'instruction commune d'exploitation.

Annexe A

Données requises pour l'exploitation du poste électrique

Cette annexe présente la liste des données du poste électrique acquises par le système de conduite du CIT pour les besoins d'exploitation du parc éolien par la direction Exploitation du réseau. On y retrouve également des précisions sur la définition et le traitement requis pour ces données.

A.1 Données d'exploitation du poste

Données	Fréquence d'échantillonnage	Unité	Accès en temps réel	
Signaux d'alarme – protection				
Opération de la protection « A » de ligne haute tension	Voir section 2.1	-	Oui	
Opération de la protection « B » de ligne haute tension		-	Oui	
Condition anormale de la protection « A » de ligne haute tension		-	Oui	
Condition anormale de la protection « B » de ligne haute tension		-	Oui	
Opération de la protection « A » de sous-tension		-	Oui	
Opération de la protection « B » de sous-tension		-	Oui	
Opération de la protection « A » de surtension		-	Oui	
Opération de la protection « B » de surtension		-	Oui	
Opération de la protection « A » de sous-fréquence		-	Oui	
Opération de la protection « B » de sous-fréquence		-	Oui	
Opération de la protection « A » de surfréquence		-	Oui	
Opération de la protection « B » de surfréquence		-	Oui	
Opération de la protection « C » de défaillance du disjoncteur haute tension		-	Oui	
Condition anormale de la protection « C » de défaillance du disjoncteur haute tension		-	Oui	
Opération de la protection du transformateur haute tension (point regroupé)		-	Oui	
Condition anormale de la protection différentiel du transformateur haute tension		-	Oui	
Signaux d'alarme – téléprotection				
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «A» de l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui	
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «A» de l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui	
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «B» de l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui	
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «B» de l'installation HQ située à l'extrémité 2	-	Oui		
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «C» de l'installation HQ située à l'extrémité 1	-	Oui		
Réception d'un télédéclenchement en provenance de la protection «C» de l'installation HQ située à l'extrémité 2	-	Oui		
Émission par la protection «A» d'un téléblocage vers l'installation HQ située à l'extrémité 1	-	Oui		
Émission par la protection «A» d'un téléblocage vers l'installation HQ située à l'extrémité 2	-	Oui		
Émission par la protection «B» d'un téléblocage vers l'installation HQ située à l'extrémité 1	-	Oui		
Émission par la protection «B» d'un téléblocage vers l'installation HQ située à l'extrémité 2	-	Oui		
Émission par la protection «C» d'un télédéclenchement vers l'installation HQ situé à l'extrémité 1	-	Oui		
Émission par la protection «C» d'un télédéclenchement vers l'installation HQ situé à l'extrémité 2	-	Oui		

Données	Fréquence d'échantillonnage	Unité	Accès en temps réel
l'extrémité 2			
Condition anormale de la téléprotection «A» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui
Condition anormale de la téléprotection «A» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui
Condition anormale de la téléprotection «B» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui
Condition anormale de la téléprotection «B» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui
Condition anormale de la téléprotection «C» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 1		-	Oui
Condition anormale de la téléprotection «C» dédiée à l'installation HQ située à l'extrémité 2		-	Oui
Signaux d'alarme – diverse			
Basse pression SF6 du disjoncteur. haute tension (1er niveau)		-	Oui
Condition anormale du disjoncteur haute tension		-	Oui
Basse tension 129 Vcc - batterie 1		-	Oui
Basse tension 129 Vcc - batterie 2		-	Oui
Panne d'instruments d'acquisition		-	Oui
Signaux d'état			
État des disjoncteurs haute et moyenne tension		-	Oui
État des sectionneurs haute et moyenne tension incluant les sectionneurs de terre	Voir section 2.1	-	Oui
État « en » ou « hors » du système de gestion centralisé du parc éolien		-	Oui
Mode de gestion centralisé sélectionné (tension ou facteur de puissance)		-	Oui
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « A » extrémité 1		-	Oui
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « A » extrémité 2		-	Oui
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « B » extrémité 1		-	Oui
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « B » extrémité 2		-	Oui
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « C » extrémité 1		-	Oui
État « en » ou « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection « C » extrémité 2		-	Oui
Mesures électriques			
Puissance active à la haute tension du poste		MW	Oui
Puissance réactive à la haute tension du poste		Mvar	Oui
Tension à la haute tension du poste (phase-phase A-B)		kV	Oui
Courant à la haute tension du poste (phase A)		A	Oui
Puissance active à chacune des lignes moyennes tension du poste		MW	Oui
Nombre d'éoliennes en production		-	Oui
Système de gestion centralisé du parc éolien			
État « en » ou « hors » du système de gestion centralisé du parc éolien		-	Oui
Mode de gestion centralisé sélectionné (tension ou facteur de puissance)		-	Oui
Consigne de tension (mode de gestion en tension)		kV	Oui
Consigne de statisme (mode de gestion en tension)		%	Oui
Consigne de facteur de puissance (mode de gestion avec facteur de puissance)		%	Oui
Consigne de limitation supérieure de la puissance produite (MW)		MW	Oui

A.1.1 Regroupement d'alarmes des dispositifs de protection

Un appareil de protection peut identifier la ou les phases en défaut en transmettant au Producteur un point d'alarme distinct pour chaque phase. Ce degré de précision, utile au Producteur, n'est pas requis pour Hydro-Québec. En conséquence, ces trois points d'alarme doivent être regroupés en un nouveau point qui doit être transmis à Hydro-Québec.

Si la qualité du point d'alarme d'un des appareils de protection est considérée douteuse par le dispositif de communication du parc éolien, le statut de qualité douteux doit être transmis à Hydro-Québec pour le point d'alarmes regroupées.

A.1.2 Calcul du nombre d'unités éoliennes en production

La donnée *nombre d'éoliennes en production* se définit comme étant la somme des éoliennes dont le statut d'opération indique une génération de puissance. Le statut d'opération des éoliennes à considérer pour ce calcul est :

- pour des éoliennes GE, le statut « Turbine with grid connection » (valeur 2), décrit à la section B.2.3.
- pour des éoliennes ENERCON, les statuts "Turbine opérationnel" (valeur 0) et "Turbine in operation during maintenance" (valeur 8), décrits dans à la section B.2.3.
- pour des éoliennes REpower, l'état "Wind turbine is running in normal operation" extrait d'une variable interne aux turbines REpower ("IEC wind turbine status" [IEC-2]), décrite dans le document V-1.1-SL.KM.96-A-B-EN [RP-1].

Se référer à la section A.1.1 concernant le traitement du statut de qualité associé à la valeur transmise à Hydro-Québec.

A.1.3 Alarme de panne d'instruments d'acquisition

La donnée *Panne d'instruments d'acquisition* se définit comme suit :

Tout mauvais fonctionnement d'un des dispositifs d'acquisition du Producteur qui compromet l'intégrité des données acquises par Hydro-Québec.

Cette condition doit être transmise à Hydro-Québec à l'aide d'un point d'alarme.

A.1.4 Sens des mesures de MW et Mvar à la haute tension du poste

Le sens des mesures de MW et Mvar à la haute tension du poste s'établit comme suit :

- Positif lorsque les MW et Mvar sont injectés dans le réseau de transport d'Hydro-Québec
 - Négatif lorsque les MW et Mvar sont reçus du réseau de transport d'Hydro-Québec
-

A.1.5 Sens des mesures de MW à la basse tension du poste

Le sens des mesures de MW à la basse tension s'établit comme suit :

- Positif lorsque les MW sont injectés dans le réseau collecteur du Producteur

- Négatif lorsque les MW sont reçus du réseau collecteur du Producteur
-

A.1.6 Condition anormale de la téléprotection

La donnée *Condition anormale de la téléprotection* indique la présence d'une des conditions suivantes:

- Défaillance ou perte d'alimentation de la téléprotection
 - Défaillance du lien de télécommunication
 - État « hors » du sélecteur d'inhibition de la téléprotection
-

A.1.7 Mode de gestion centralisé sélectionné du parc éolien

Cette donnée indique le mode de gestion centralisé sélectionné. La valeur 0 correspond au mode de facteur de puissance et la valeur 1 au mode de tension. Pour la compagnie GE, le système de gestion est identifié *Wind Farm Management system (WFMS)*.

A.1.8 Consigne de tension

Cette donnée indique la consigne de tension utilisée par le système de gestion centralisé lorsque ce dernier opère en mode de régulation par consigne de tension.

A.1.9 Consigne de statisme

Cette donnée indique le pourcentage de statisme utilisé par le système de gestion centralisé lorsque ce dernier opère en mode de régulation par consigne de tension.

A.1.10 Consigne de facteur de puissance

Cette donnée indique le facteur de puissance utilisé par le système de gestion centralisé lorsque ce dernier opère en mode de régulation par consigne de facteur de puissance. Les unités sont : % inductif ou % capacitif.

A.1.11 Consigne de limitation supérieure de la puissance produite

Cette donnée indique la limite supérieure de puissance pouvant être produite par le parc éolien si ce mode d'exploitation est requis pour une condition particulière de réseau.

Annexe B

Données requises par HQD ou HQP

Cette annexe présente la liste des données d'un parc éolien qui sont acquises par le système de conduite du CIT pour les besoins de HQD ou HQP. On y retrouve également des précisions sur la définition et le traitement requis pour ces données.

Les données sont divisées en trois catégories soit :

- Données des mâts météorologiques
- Données des éoliennes
- Données de production du parc éolien

Se référer aux sections 2.2 et 2.1 pour le traitement de l'indicateur de qualité associé à une donnée statistique ou temps réel.

B.1 Données d'un mât météorologique

La précision des appareils de mesure de données météorologiques des mâts doit être conforme à la norme CAN/CSA-C61400-12-1

Données	Fréquence d'échantillonnage minimale	Période de compilation des statistiques	Statistiques compilées à transmettre	Unité	Cycle de transmission
Vitesse horizontale du vent (à chaque anémomètre du mât)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	m/s	10 minutes
Vitesse verticale (à chaque anémomètre du mât si disponible)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	m/s	10 minutes
Direction du vent (à chaque girouette)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	Degrés (1)	10 minutes
Température (à chaque thermomètre du mât)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	degrés Celsius	10 minutes
Humidité relative	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	%	10 minutes
Pression barométrique	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	kPa	10 minutes
Taux de précipitation (2)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	mm/minute	10 minutes

(1) Degrés par rapport au nord géographique

(2) Si disponible

B.1.1 Calcul de la direction moyenne du vent

La direction moyenne du vent doit représenter la moyenne des vecteurs de direction du vent.

- Si Θ_i est une mesure individuelle de la direction
- Si N est le nombre de données échantillonnées sur un certain intervalle de temps

Alors la direction moyenne, Θ , durant une intervalle de 10 minutes est :

$$\Theta = \text{Arctan } U_x / U_y + K$$

où

$$U_x = \left(\sum \sin \Theta_i \right) / N$$

$$U_y = \left(\sum \cos \Theta_i \right) / N$$

Valeur de K selon les cas possibles

Si	$U_x = 0$	$U_x > 0$	$U_x < 0$
$U_y = 0$	-	Note 1	Note 2
$U_y > 0$	360	0	360
$U_y < 0$	180	180	180

Note 1: dans ce cas $\Theta = 90^\circ$

Note 2: dans ce cas $\Theta = 270^\circ$

L'écart type de l'angle doit être calculé de la façon suivante:

$$\sigma = \arcsin(\varepsilon) * (1 + 0.1547 * \varepsilon^3)$$

où

$$\varepsilon = [1 - U_x^2 - U_y^2]^{1/2}$$

B.2 Données d'une éolienne

Données	Fréquence d'échantillonnage minimale	Période de compilation des statistiques	Statistiques compilées à transmettre	Unité	Cycle de transmission
Puissance active	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	kW	10 minutes
Direction de la nacelle	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	Degrés (1)	10 minutes
Température au niveau de la nacelle	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	degrés Celsius	10 minutes
Vitesse du vent mesurée par l'anémomètre de la nacelle	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	m/s	10 minutes
Direction du vent mesurée par la girouette de la nacelle	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	Degrés (1)	10 minutes
Statut de la machine	1/5 Hz	N/A	N/A	N/A	Temps réel

(1) Degrés par rapport au nord géographique

B.2.1 Calcul de la direction moyenne du vent et de la nacelle

Se référer à la section B.1.1 qui décrit le calcul de la direction moyenne du vent pour les données d'un mât météorologique.

B.2.2 Température au niveau de la nacelle

La température au niveau de la nacelle correspond à la valeur de température externe mesurée pour les fins du contrôle de l'arrêt de l'éolienne pour cause de basse température.

B.2.3 Statut de la machine

La donnée *statut de la machine* est une valeur numérique de 32 bits dont la valeur indique l'état d'opération de l'éolienne.

Le tableau 5 décrit les valeurs transmises pour les éoliennes de la compagnie GE. Les valeurs 1 à 15 sont associées à l'état d'opération alors que les valeurs 1001 à 1379 indiquent la présence d'une condition d'erreur. Ces valeurs sont précisées dans les sections « State & fault » (6.1.5.6) et « Turbines additional information » (6.1.5) du document [GE-1].

tableau 5 État d'opération d'une éolienne GE	
valeur	Description
1	Turbine ok
2	Turbine with grid connection
3	Run up / Idling
4	Maintenance
5	Repair
6	Grid loss
7	Weather conditions
8	Stop extern
9	Stopped (manual Stop, if turbine ok)
10	Stopped (remote Stop, if turbine ok)
11	Emergency STOP
12	External Stop regarding Energy Curtailment
13	Customer Stop
14	Manual idle Stop
15	Remote idle Stop
1000+X	Event Message X is active
1000002	System shutdown
1000003	PLC Communication loss

Le **tableau 6** décrit les valeurs transmises pour les éoliennes de la compagnie ENERCON. Les valeurs transmises utilisent l'information sur le "Main Status" et "Aditionnal Status" des machines ENERCON convertis en valeur numérique de 32 bits selon la formule : "Main Status"*10000 + "Aditionnal Status".

tableau 6 État d'opération d'une éolienne ENERCON			
Valeur transmise	"main Status"	"additionnal statuts	Description
0	0	0	Turbine operational
1	0	1	Turbine starting
2	0	2	Turbine ready for operation
3	0	3	Start lead-up
8	0	8	Turbine in operation during maintenance
10000+x	1	x	Turbine stopped
20000+x	2	x	Lack of wind
30000+x	3	x	Storm
80000+x	8	x	Maintenance
100000+x	10	x	Emergency stop actuated
140000+x	14	x	Ice detection
y*10000+x	Y	x	Autre état d'une éolienne ENERCON

Le tableau 7 décrit les valeurs transmises pour les éoliennes de la compagnie REpower. Ces catégories sont conformes à la norme IEC 61400-26-1

tableau 7 État d'opération d'une éolienne Repower selon la norme IEC 61400-26-1		
Valeur	Catégorie d'information	Sous-catégorie d'information
100	Full Performance	Full Performance
201	Partial Performance	Derated
202		Degraded
203		Ice operation
301	Technical Standby	Run up
302		Heating or cooling
303		De-icing
304		Battery test
305		Other technical standby
401	Out Of Environmental Specification	Weather conditions
402		Low Wind
403		High Temp
404		High Wind
405		Icing
406		Low Temp
501	Requested Shutdown	Wind sector stop

tableau 7 État d'opération d'une éolienne Repower selon la norme IEC 61400-26-1		
502		Night operation
503		Noise reduction stop
504		Bat protection active
505		Shadow casting
506		Park master stop
507		Externally stopped
508		Other shutdown
601	Out Of Electrical Specification	Voltage error
602		Frequency error
603		Grid loss
604		Other electrical error
700	Scheduled Maintenance	Scheduled Maintenance
800	Planned Correctice Action	Planned Correctice Action
901	Forced Outage	Anemometer error
902		Vane error
903		Sensor error
904		Tower vibration error
905		Hydraulic error
906		Yaw error
907		Rotor error
908		Gearbox error
909		Converter error
910		Transformer error
911		Generator error
912		Repeating error
913		Other error
1000	Suspended	Suspended
1100	Force Majeure	Force Majeure
1200	Information Unavailable	Information Unavailable

Les états d'opération mentionnés dans ce document proviennent de spécifications des manufacturiers GE, ENERCON et Repower en vigueur en janvier 2013. Tout changement à ces états d'opération qui impacte le calcul des données requises par Hydro-Québec nécessitera une mise à niveau du dispositif de communication utilisé dans les parcs éoliens afin d'intégrer ces changements.

B.3 Données de production du parc éolien

Données	Fréquence d'échantillonnage minimale	Période de compilation des statistiques	Statistiques compilées à transmettre	Unités	Cycle de transmission
Puissance active	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum et écart-type	MW	10 minutes
Puissance disponible des éoliennes	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	MW	10 minutes
Puissance disponible du poste	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	MW	10 minutes
Puissance disponible du parc	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	MW	10 minutes
Nombre d'éoliennes disponibles	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	-	10 minutes
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de faible vent	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	-	10 minutes
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de fort vent	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	-	10 minutes
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de basse température	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	-	10 minutes
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de glace/givre (1)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	-	10 minutes
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de haute température (1)	1/5 Hz	10 minutes	moyenne, minimum, maximum	-	10 minutes

(1) Si disponible

B.3.1 Calcul de la puissance disponible des éoliennes

La puissance disponible des éoliennes du parc est la somme des puissances disponibles des éoliennes individuelles.

puissance disponible des éoliennes =

$$\text{nbreÉoliennes} \times \sum_{i=1} \text{puissance disponible de l'éolienne}_i$$

nbreÉoliennes = le nombre d'éoliennes du parc

puissance disponible de l'éolienne $_i$: se référer aux paragraphes suivants

La puissance disponible d'une éolienne prend la valeur de sa puissance nominale lorsqu'elle est considérée disponible, ou une valeur nulle lorsqu'elle est considérée en arrêt pour maintenance, bris, etc.

Pour les éoliennes de la compagnie GE, une éolienne est considérée disponible lorsqu'un des états d'opérations 1, 2, 3 ou 7 est présent. Se référer au tableau 5 pour la description des états d'opération GE.

Pour les éoliennes de la compagnie ENERCON, une éolienne est considérée disponible lorsqu'un des états d'opérations 0, 1, 2, 3, 5, 8, 10005, 20000+x, 30000+x, 50000+x, 140000+x et 210000+x est présent. Se référer au tableau 6 pour la description des états d'opération ENERCON.

Pour les éoliennes de la compagnie REpower, une éolienne est considérée disponible lorsque la valeur de l'état d'opération est inférieure à 500. Se référer au tableau 7 pour la description des états d'opération REpower.

B.3.2 Calcul de la puissance disponible du poste

La puissance disponible du poste se définit comme la valeur moindre entre d'une part de la puissance nominale des éoliennes de chaque artère et d'autre part, de la consigne de limitation supérieure de la puissance produite (Section A.1.11) soit :

La puissance nominale des éoliennes pour une artère sera nulle lorsque le disjoncteur ou un des sectionneurs d'isolation du départ de ligne est ouvert.

puissance disponible du poste =

Min (

nbreArtères

$\sum_{i=1} \text{étatArtère}_i * (\sum \text{puissance } \mathbf{nominale} \text{ de chaque éolienne de l'artère } i),$

Consigne de limitation supérieure de la puissance produite
)

nbreArtères = le nombre d'artères du parc

étatArtère_i = l'état de l'artère i, un booléen valant 1 si les sectionneurs et le disjoncteur de l'artère sont tous fermés, 0 sinon (i=1,2,...nbreArtères)

B.3.3 Calcul de la puissance disponible du parc

La puissance disponible du parc se définit comme la valeur moindre entre d'une part de la puissance disponible des éoliennes de chaque artère et d'autre part, de la consigne de limitation supérieure de la puissance produite (Section A.1.11) soit :

puissance disponible du parc =

Min (

nbreArtères

$\sum_{i=1}^{\text{nbreArtères}} \text{étatArtère}_i * (\sum \text{puissance disponible de chaque éolienne de l'artère } i)$,

Consigne de limitation supérieure de la puissance produite
)

nbreArtères = le nombre d'artères du parc

étatArtère_i = l'état de l'artère i, un booléen valant 1 si les sectionneurs et le disjoncteur de l'artère sont tous fermés, 0 sinon (i=1,2,...nbreArtères)

Puissance disponible d'une éolienne : se référer à la section B.3.1

B.3.4 Calculs du nombre d'éoliennes à l'arrêt

Les nombres d'éoliennes à l'arrêt pour cause de faible vent, fort vent, basse température, haute température ou glace/givre sont comptabilisés sur l'ensemble des éoliennes disponibles du parc (et ayant un code de qualité valide). Une éolienne indisponible pour cause de maintenance ou de panne ne doit pas être considérée dans ces calculs.

Une éolienne est considérée à l'arrêt pour faible vent si elle est disponible et que la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de fourniture (« cut-in wind speed »).

Une éolienne est considérée à l'arrêt pour fort vent si elle est disponible et que la vitesse du vent est supérieure à la vitesse hors-service (« cut-out wind speed »).

Une éolienne est considérée à l'arrêt pour basse température (ou haute température) si elle est disponible et que ses conditions d'opération sont affectées par les basses (ou hautes) températures extérieures mesurées à hauteur de nacelle. Les modifications aux conditions normales d'opération peuvent aller d'une réduction de la capacité de production de l'éolienne à l'arrêt complet de celle-ci.

Une éolienne est considérée à l'arrêt pour glace/givre si elle est disponible et que ses conditions d'opération sont affectées par la présence de givrage sur ses pâles. Les modifications aux conditions normales d'opération peuvent aller d'une réduction de la capacité de production de l'éolienne à l'arrêt complet de celle-ci.

Les figures 2,3 et 4 illustrent respectivement les algorithmes pour le calcul des éoliennes à l'arrêt pour les éoliennes GE, ENERCON ou REpower.

figure 2 - Étapes du calcul des éoliennes GE à l'arrêt

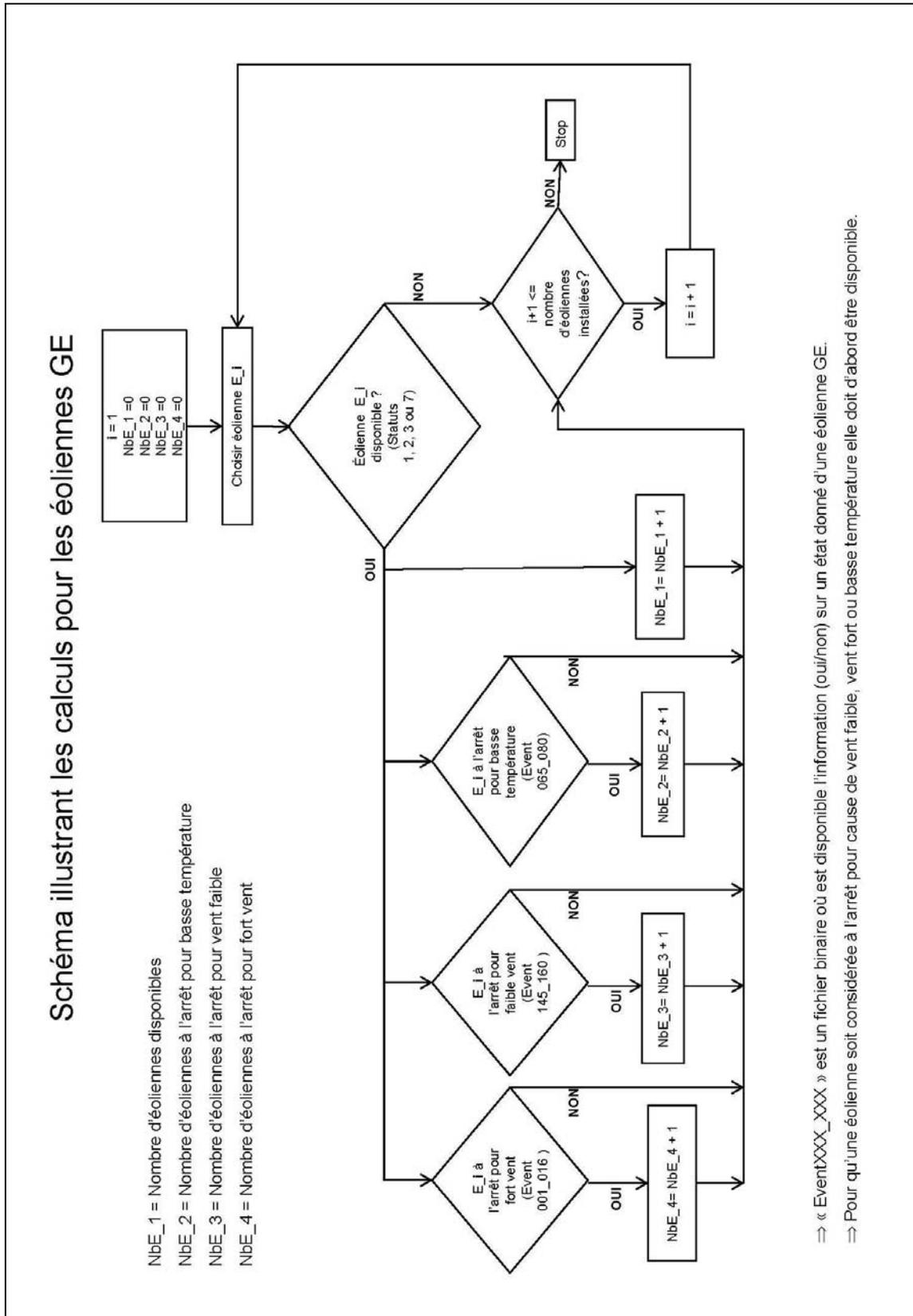


figure 3 - Étapes du calcul des éoliennes ENERCON à l'arrêt

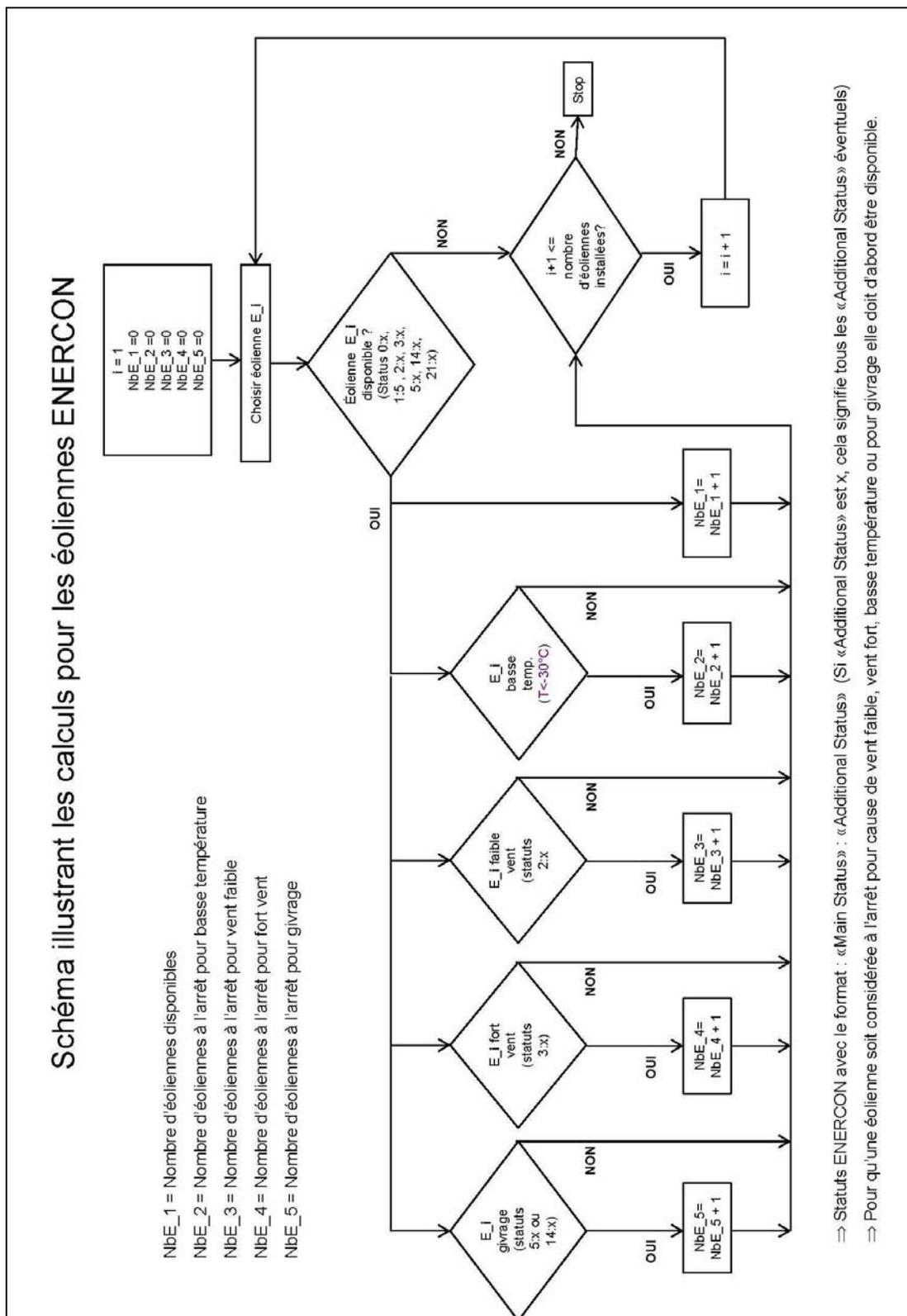
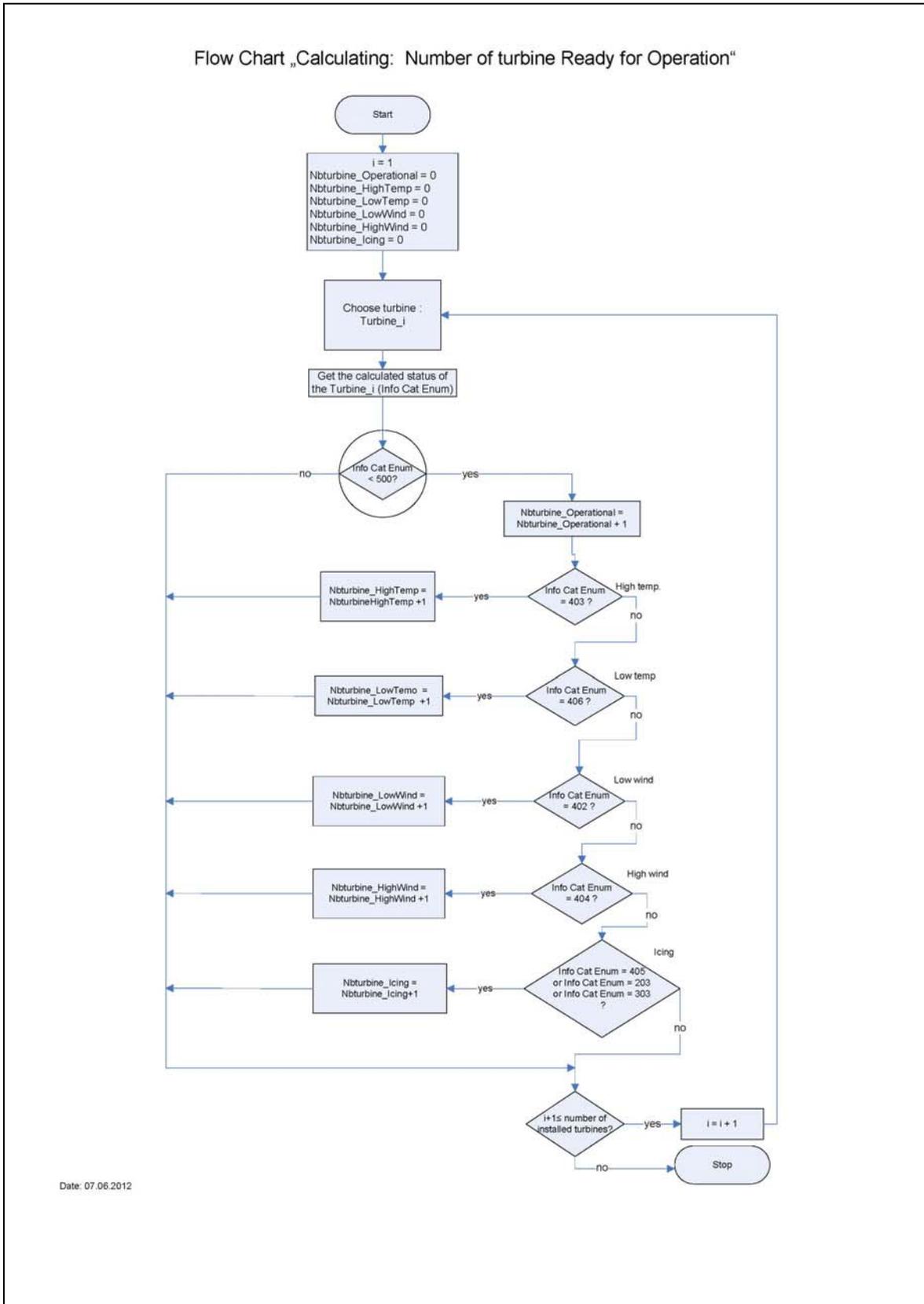


figure 4 - Étapes du calcul des éoliennes Repower à l'arrêt



Annexe C

Données requises pour la conduite du réseau électrique

Cette annexe présente la liste des données éoliennes qui sont requises par la direction Contrôle des mouvements d'énergie pour les besoins de conduite du réseau électrique d'Hydro-Québec. Ces données sont transmises au centre de conduite du réseau (CCR) par le système GEN-4 du CIT.

Les données demandées correspondent à un sous-ensemble des données requises pour les besoins d'exploitation du poste électrique (Annexe A) ainsi que les besoins de HQD et HQP (Annexe B). Il n'y a donc aucun point supplémentaire requis au niveau du parc éolien.

Données	Statistiques compilées à transmettre
Données d'exploitation du poste électrique (Annexe A.1)	
État "en" ou "hors" du système de gestion centralisée du parc	
MW, à la haute tension du poste et à chacune des lignes basse tension raccordées à la barre principale	
MW, à la haute tension du poste	
Mvar, à la haute tension du poste	
kV, à la haute tension du poste	
Amp. à la haute tension du poste	
Signalisation du disjoncteur à la haute tension du poste	
Données d'un mât météorologique (Annexe B.1)	
Vitesse horizontal du vent à chaque anémomètre du mât	Moyenne
Température à chaque thermomètre du mât	Moyenne
Direction du vent à chaque girouette du mât	Moyenne
Données de production du parc éolien (Annexe B.3)	
Puissance disponible du parc	Moyenne
Nombre d'éoliennes disponibles	Moyenne
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de faible vent	moyenne, maximum
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de fort vent	moyenne, maximum
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de basse température	moyenne, maximum
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de glace/givre	moyenne, maximum
Nombre d'éoliennes à l'arrêt pour cause de haute température	moyenne, maximum

Annexe D

Séquence d'initialisation GEN-4

Cette annexe décrit sous forme d'un tableau la séquence des échanges entre le système GEN-4 et un poste esclave pour le rétablissement d'une connexion DNP3 en mode de réponse non sollicité.

Une trace des trames DNP3 associées à cette séquence est disponible sur demande.

Seq. #	Master	Slave (RTU)	Comments
1		Sends Null Unsolicited Response indicating pending events and asks for confirmation at the Application Level	The FRTU is in unsolicited events report mode
2	Sends the Reset Link		Optional step (for back compatibility with serial devices)
3		Acknowledges the Reset Link	Optional step (for back compatibility with serial devices)
4		Retries Null Unsolicited Message	This can happen at this point in time or later, depending on the RTU settings
5	Confirms Null Response		
6	Object 60, variations 2,3,4, function 21		Sends the Disable Unsolicited message for classes 1, 2, 3 events (DNP Level 3)
7		Response	
8	Object 60, variations 2, 3, 4, 1, function 1		Read request for class 1, 2, 3, 0 -all event and static data (BI, AI and Counters)
9		Object 2, variation 1 Object 2, variation 2 Object 32, variation 2 Object 32, variation 1 Object 23, variation 1 Object 1, variation 1 Object 30, variation 4 Object 30, variation 3 Object 20, variation 5	If there are events in any class, report the event first, then report all the static data. BI Event – Without Time BI Event – With Time 16 Bit AI Event- Without Time 32 Bit AI Event- Without Time 32 Bit Frozen Counter Event- Without Time Binary Input – No Status 16 Bit Analog Input – No Flag 32 Bit Analog Input – No Flag 32 Bit Binary Counter– No Flag If response contains events, then asks for and expects confirmation.
10	Confirmation		Sent by Application Layer
11	Object 60, variations 2,3,4, function 20		Sends the Enable Unsolicited message for classes 1,2,3 events. (DNP Level 3)
12		Response.	If more events were stored from last response, the response will be with those events and expects confirmation on the events.