

Comparación entre la reglamentación de Uruguay y la de otros países de América y Europa acerca de los requerimientos exigidos a un parque generador eólico conectado al sistema eléctrico – 1^{era} Parte

Afonso, Ignacio; Yedrzejewski, Nicolás; Cardozo, Andrés; Vignolo, J. Mario

Abstract—Este trabajo resume los requisitos básicos de conexión para parques eólicos que se exigen en algunas de las reglamentaciones más representativas actualmente en el mundo. Se analizan las curvas de capacidad (potencia activa vs potencia reactiva) que los generadores eólicos tienen la obligación de cumplir, curvas de control de potencia reactiva en función de la tensión, condiciones de funcionamiento para distintos rangos de frecuencia y control de frecuencia. Además se ilustran los diferentes requerimientos sobre las curvas de capacidad exigidas en las distintas reglamentaciones superpuestas con el diagrama de capacidad correspondiente a un aerogenerador particular disponible en el mercado.

Palabras clave-- energía eólica, requisitos de conexión, control de tensión y frecuencia.

I. INTRODUCCIÓN

La energía eólica se ha vuelto una de las fuentes de energía renovable más importante alrededor del mundo.

En Uruguay, en los últimos años, la incorporación de energía eólica se viene realizando a un ritmo muy rápido, y además de contar actualmente con algunos parques de pequeño porte (20 MW UTE, 10 MW Nuevo Manantial, 0.25 MW Agroland), se encuentra licitando 150 MW adicionales a instalarse por inversión privada y con una meta de 500MW instalados para 2015.

La demanda de Uruguay varía actualmente entre 600 MW y 1700 MW, por lo que en el corto plazo y una vez instalados los 150MW licitados, podrían darse situaciones en las cuales la generación de origen eólico fácilmente abastecería más del 10% de la demanda prácticamente durante todo del día. En estas condiciones y viendo las perspectivas a futuro, se vuelve fundamental contar con una reglamentación adecuada y adaptada a este tipo de tecnología, que regule el comportamiento de estos generadores (tanto en régimen permanente como transitorio) con el fin de garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Esta es la primera parte de un trabajo en dos etapas cuyo

objetivo es analizar los requerimientos sobre control de tensión, potencia reactiva, frecuencia y potencia activa exigidos a los generadores eólicos por distintas reglamentaciones de países de Europa y América. Entre ellas se encuentra la de Uruguay exigida en la actual licitación K39607.

Se estudian las reglamentaciones de Dinamarca [2] y España [3] [4] [10], ambos países como gran penetración de energía eólica, Irlanda [5] la cual tiene un sistema eléctrico aislado, Alemania [6] con un importante mercado de energía eólica y una reglamentación muy detallada, Reino Unido [8] [7] con un gran potencial eólico, Canadá [15] [16] [12] con una reglamentación cuidadosamente estudiada mediante consultorías, Argentina [19] y Uruguay [20]. En el caso de la reglamentación española el análisis está basado en el documento preliminar pendiente de aprobación P.O 12.2 (noviembre 2009).

En la sección II se estudian los requisitos relacionados con el control de potencia activa y la regulación de frecuencia. En la sección III se estudian los relacionados con el control de la potencia reactiva y la regulación de tensión. En la sección IV se discuten algunas consideraciones generales de las exigencias sobre las curvas de capacidad y dificultades asociadas al diseño del parque o aerogenerador. Por último, en la sección V se presentan algunas conclusiones generales.

II. POTENCIA ACTIVA Y CONTROL DE FRECUENCIA

En esta sección se describen los requerimientos respecto a las exigencias mínimas de operación en función de las desviaciones de frecuencia de la red respecto de la nominal y de la regulación de potencia activa y frecuencia.

A. Exigencias mínimas de operación

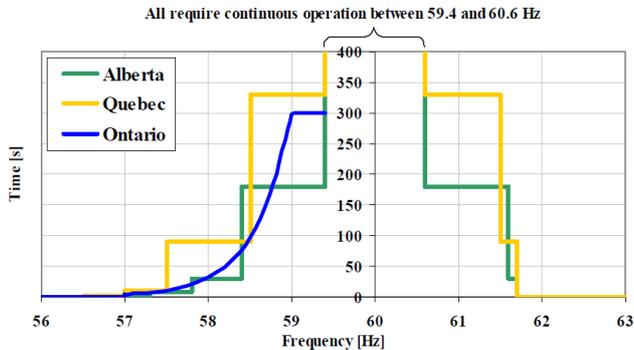
En todas las reglamentaciones estudiadas se establece el mínimo tiempo que un parque generador debe asegurar que puede permanecer conectado a la red para distintas bandas de frecuencia. En la [Tabla 1](#) se comparan estas exigencias para todas las reglamentaciones estudiadas menos para la canadiense. Se define OC como “Operación continua”, “m”

se utiliza para designar minutos y “s” segundos. Para Canadá, la comparación se realiza en la [Tabla 2](#), debido a que la frecuencia nominal es de 60 Hz, y se realiza para los tres operadores de Canadá, a saber: AESO (Alberta), Québec (Hydro-Québec), IESO (Ontario).

Tabla 1: Tiempo mínimo que un parque generador debe asegurar que puede permanecer conectado a la red para distintas bandas de frecuencia

53.0	3m	OC	OC	OC	OC	OC	OC	OC	OC	OC
52.5										
52.0										
51.5	30m	OC	OC	OC	OC	OC	OC	OC	OC	
51.0										
50.5	30m	OC	OC	OC	OC	OC	OC	OC	OC	
50.2										
50.0	30m	OC	OC	OC	OC	OC	OC	OC	OC	
49.8										
49.5	30m	OC	OC	OC	OC	OC	OC	OC	OC	
49.0										
48.5	30m	OC	OC	OC	OC	OC	OC	OC	OC	
48.0										
47.5	30m	OC	OC	OC	OC	OC	OC	OC	OC	
47.0										
53.0	Dinamarca	España	Irlanda	Alemania	Reino Unido	Argentina	Uruguay			

Tabla 2: Ídem que tabla 1 pero para los 3 operadores de Canadá estudiados [9]



Las reglamentaciones más estrictas para este requerimiento son las de Reino Unido y España exigiendo una banda de frecuencia bastante amplia entorno a la frecuencia nominal para la cual el parque debe permanecer en funcionamiento en operación continua.

B. Regulación de potencia activa y frecuencia

A continuación se describen las distintas modalidades de control de potencia activa y/o frecuencia para las reglamentaciones estudiadas.

1) Dinamarca

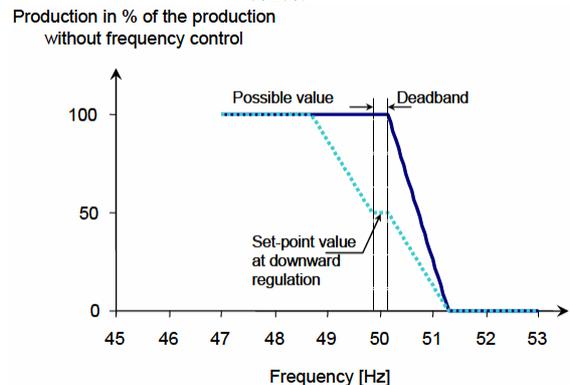
La reglamentación danesa establece varias modalidades de de regulación de potencia activa que se resumen en la [Tabla 3](#).

Tabla 3: Modalidades de de regulación de potencia activa descritas en el código Danés

	Absolute production constraint: Permite fijar la potencia máxima a generar, entre el 20% y el 100% de la potencia nominal
	Delta production constraint: Permite establecer una cierta reserva de potencia activa
	Balance regulation without and with automatic cancellation: Este control debe asegurar el aumento o la disminución (siempre que sea posible) de la potencia generada por el parque, lo cual se realizará con un gradiente predeterminado
	Stop regulation: El parque eólico mantendrá la potencia activa constante tanto como le sea posible
	Power gradient constraint: Este control permite fijar los gradientes máximos de aumento así como de descenso de la potencia activa generada
	System protection: Mediante una señal externa se podrá realizar un decremento rápido de potencia.

Una modalidad adicional de regulación de potencia activa es controlando la frecuencia de la red por parte del parque. La [Figura 1](#) muestra dos ejemplos de este control. En un caso (línea continua) el parque sólo participa mediante un decremento de la potencia activa generada para frecuencias mayores a 50 Hz. En el otro caso (línea punteada) también participa en la regulación para frecuencias menores a 50 Hz debiendo existir una disminución previa de la potencia generada.

Figura 1: Curva de potencia activa en función de la frecuencia de la red para la modalidad de control de frecuencia por parte del generador eólico.



2) España

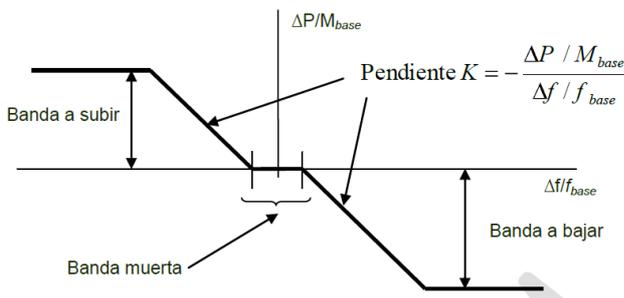
Los requerimientos de la reglamentación española respecto a la regulación de potencia activa son los siguientes:

- La instalación deberá permitir establecer la potencia base de funcionamiento hasta la máxima disponible a requerimiento del operador del sistema
- La instalación tendrá la capacidad de aplicar limitaciones al valor de las rampas de subida o bajada de la producción
- La instalación deberá estar capacitada para enviar al operador del sistema la diferencia entre la potencia activa producible y la potencia activa producida conforme a la consigna recibida del operador del sistema

En caso que la central generadora participe en la regulación primaria deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

- El control podrá activarse y desactivarse en tiempo real a solicitud del operador del sistema
- La instalación deberá ser capaz de aumentar o disminuir su potencia activa en función de la disminución o aumento de frecuencia cumpliendo con lo indicado en la [Figura 2](#)

Figura 2: Curva que define el control de potencia activa en función de las variaciones de frecuencia de la red [\[10\]](#)



Respecto de la figura anterior, se establecen los siguientes requerimientos:

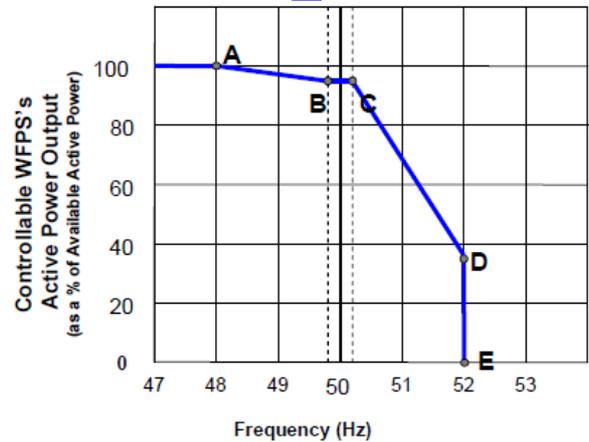
- La pendiente K deberá ser ajustable al menos entre los valores 15 y 50 siendo Mbase la potencia aparente nominal de la instalación y fbase la frecuencia nominal (50 Hz)
- La velocidad de respuesta será ajustable hasta un valor máximo del 10% de la potencia aparente nominal por segundo
- La instalación deberá modificar su punto de funcionamiento en función de la variabilidad del recurso primario para asegurar la disponibilidad de la banda de reserva a subir
- La instalación deberá poder mantener el ΔP requerido por el control durante al menos 15 minutos (siempre que lo permita la fuente de energía primaria).
- La instalación tendrá la capacidad de ajustar la banda muerta entre ±10 mHz y ±200 mHz
- El operador del sistema comunicará, en función de la evolución de las necesidades del sistema eléctrico, los

valores de funcionamiento de los parámetros ajustables aquí descritos

3) Irlanda

La reglamentación irlandesa establece una curva relacionando la salida de potencia activa del parque (como porcentaje de la salida máxima posible según el recurso primario) en función de la frecuencia de la red. Ver [Figura 3](#).

Figura 3: Curva de potencia activa en función de la frecuencia de la red para la modalidad de control de frecuencia por parte del generador eólico [\[5\]](#)



Los rangos de potencia y frecuencia que se establecen para los puntos A, B, C, D, y E se muestran en la [Figura 4](#) y [Figura 5](#).

Figura 4: Especificación de los parámetros A, B, C, D, E presentados en la figura 3

Point	Frequency (Hz)	Wind Farm Power Station Active Power Output (% of Available Active Power)
A	F_A	P_A
B	F_B	Minimum of: P_B or MW Curtailment set-point (converted to a % of Available Active Power)
C	F_C	Minimum of: P_C or MW Curtailment set-point (converted to a % of Available Active Power)
D	F_D	Minimum of: P_D or MW Curtailment set-point (converted to a % of Available Active Power)
E	F_E	$P_E = 0\%$

Figura 5: Rango de variación de los parámetros A, B, C, D, E presentados en la figura 3

	Frequency (Hz)		Available Active Power (%)	
			MEC > 10MW	MEC > 5MW
F_A	47.0-51.0	P_A	50-100	100
F_B	49.5-51.0	P_B	50-100	100
F_C	49.5-51.0	P_C	50-100	100
F_D	50.5-52.0	P_D	20-100	20-100
F_E		P_E	0	0

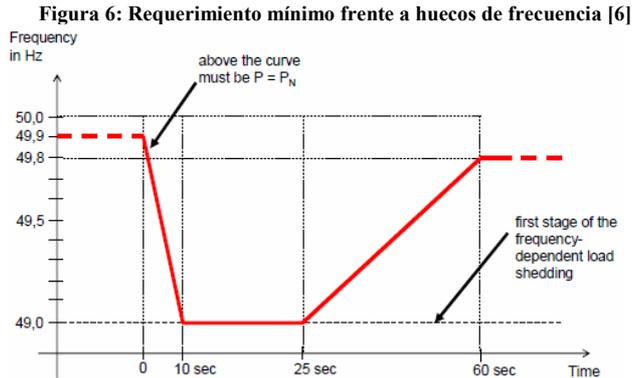
Como se puede observar, en condiciones normales de funcionamiento (entre los puntos B-C) el parque eólico deberá generar una potencia activa menor a la que tendría posibilidad de generar en ese instante. Esto permite en caso de una

disminución de frecuencia incrementar la potencia activa inyectada a la red, de manera de contribuir al restablecimiento del valor de frecuencia nominal.

Las velocidades máximas tanto de subida como de bajada deberán poderse fijar en cualquier valor entre el rango 1 y 30 MW por minuto.

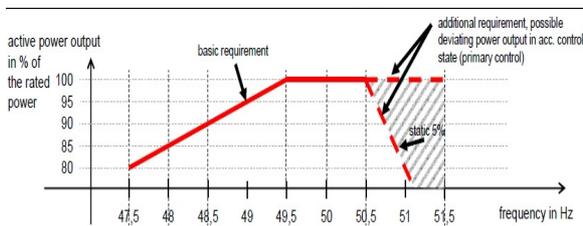
4) Alemania

La [Figura 6](#) establecida en la reglamentación alemana establece que por arriba de la curva roja ninguna caída de frecuencia puede provocar una disminución en la salida de potencia activa del parque.



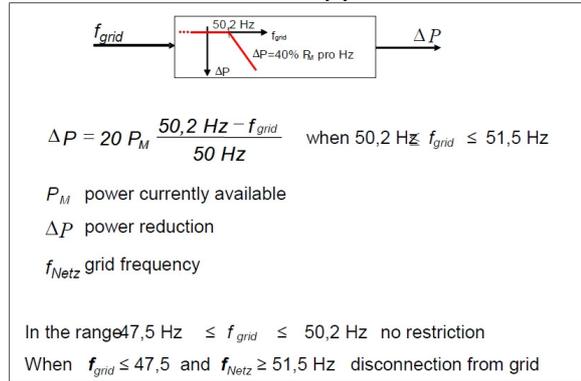
Para caídas de frecuencias mayores establece la máxima reducción admisible en la potencia activa saliente del parque de acuerdo con la [Figura 7](#).

Figura 7: Requerimientos mínimos de potencia en función de la frecuencia [6]



Como requerimiento adicional debe ser posible reducir la potencia activa de salida del parque en cualquier condición de operación. La reducción se calcula como un porcentaje de la capacidad disponible de acuerdo al recurso primario según se muestra en la [Figura 8](#).

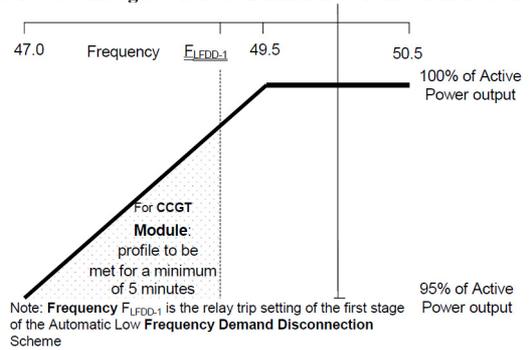
Figura 8: Curva que relaciona la reducción de potencia en función de la de la desviación de frecuencia por encima de la frecuencia nominal de la red [6]



5) Reino Unido

En la [Figura 9](#), la curva de trazo grueso indica el menor decremento de potencia activa permitido por la reglamentación del Reino Unido (como porcentaje de la salida máxima posible según el recurso primario) para frecuencias menores a 49.5Hz.

Figura 9: Curva que especifica la potencia activa mínima que un generador debe entregar a la red en función de la frecuencia de la red [8]



6) Uruguay

El pliego de la licitación establece que la central generadora deberá contar con sistemas de control que permitan ajustar las rampas de subida y bajada de la generación de potencia activa, en operación normal y no relacionada con la disminución del recurso eólico. Dichas rampas deberán poder ajustarse a 10 % o menos de la potencia instalada habilitada por minuto. Los ajustes de estos sistemas de control serán definidos por el Despacho Nacional de Cargas.

III. POTENCIA REACTIVA Y CONTROL DE TENSION

En esta sección se describen los requerimientos establecidos por las distintas reglamentaciones respecto a las exigencias mínimas de operación en función de las desviaciones de tensión respecto de la nominal y curvas de capacidad, junto con los de regulación de potencia reactiva y tensión.

A. Exigencias mínimas de operación

1) Desviaciones de tensión respecto de la nominal

Para las reglamentaciones de Dinamarca, España, Irlanda, Alemania y Uruguay se establece el mínimo tiempo que un parque generador debe asegurar que puede permanecer conectado a la red para distintas bandas de tensión. En la

Tabla 4 se comparan estas exigencias. En el caso de Uruguay, el reglamento de transmisión no estipula ningún tiempo asociado a los rangos de 0.9 a 0.93 y de 1.07 a 1.1, define que estos rangos son admisibles luego de la ocurrencia de una contingencia simple. De ahí la nomenclatura N-1.

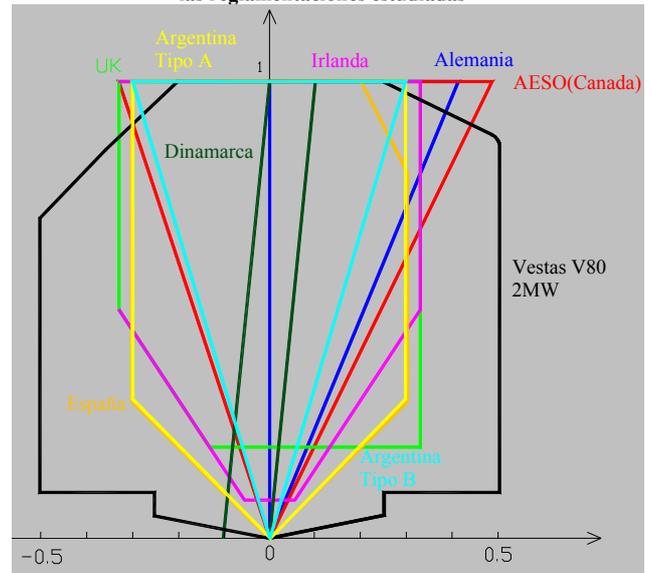
Tabla 4: Tiempo mínimo que un parque generador debe asegurar que puede permanecer conectado a la red para distintas bandas de tensión

1.20						
1.15						
1.125						60s
1.1150		60m	30m			
1.10						
1.0875						N-1
1.075	1h					
1.0700						
1.05		OC	OC			OC
1.025						
1.00		OC	OC			OC
0.975						
0.95	OC					
0.9300						
0.925						N-1
0.90						
0.875		3h				60s
0.85		30m				
0.83	1h					
0.8						
V (pu)	Dinamarca (150kV)	España (132kV)	Alemania (110kV)	Irlanda (110kV)	Uruguay (150kV)	

2) Curvas de capacidad

La Figura 10 muestra la superposición de todas las curvas de capacidad para las reglamentaciones estudiadas. En todos los casos las curvas presentadas están referidas al punto de conexión del parque eólico. En cambio, la curva de capacidad del aerogenerador está definida para los bornes de baja tensión de la máquina (690V). El hecho de comparar directamente la curva de la máquina con los requerimientos dados por las reglamentaciones, puede llevar a confusiones. Más allá de esto parece intuitivo que algunas de estas exigencias superarán las capacidades del aerogenerador, debiéndose instalar elementos de compensación extra, ya sean bancos de condensadores o dispositivos de electrónica de potencia extra. (FACTS)

Figura 10: Superposición de las curvas de capacidad establecidas por las reglamentaciones estudiadas



De todas formas resulta claro que la tecnología para la generación eólica en la actualidad presenta una madurez suficiente para hacer frente a los fuertes requisitos impuestos por los operadores de los sistemas eléctricos.

La reglamentación española vigente a la fecha, no prevé un apartado específico para generación eólica referido al control de la potencia reactiva en régimen permanente. Sin embargo existe una propuesta de modificación que establece el comportamiento en régimen permanente indicado en la figura anterior.

En el caso de Uruguay, el pliego de la licitación establece que la curva de capacidad mínima que se le exigirá al generador resultará de los estudios de anteproyecto.

B. Regulación de potencia reactiva y tensión

A continuación se describen las distintas modalidades de control de potencia reactiva y tensión para las reglamentaciones estudiadas

1) Dinamarca

El código danés establece tres modos distintos de control:

- Regulación de potencia reactiva: el parque eólico debe mantener una consigna fija de potencia reactiva en el punto de referencia acordado
- Regulación de voltaje: el parque eólico debe seguir una consigna de tensión mediante la regulación de la potencia reactiva
- Regulación de acuerdo a los requerimientos mínimos: el parque deberá tener una producción de potencia reactiva que se ubique dentro de la banda dada por la curva de capacidad en el punto de referencia acordado

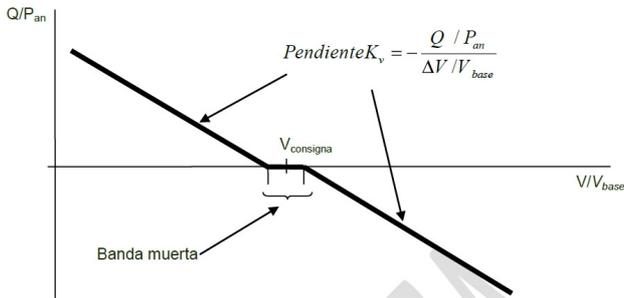
2) España

Haciendo la misma aclaración que para la curva de capacidad, la nueva propuesta de reglamentación española exigirá que los parques posean tres modos de control, a saber:

- Control por consigna de tensión, según Figura 11

- Control por consigna de potencia reactiva
- Control por consigna de factor de potencia

Figura 11: Control de potencia reactiva en función de la tensión [10]



Sobre esta curva se hacen dos consideraciones:

- La pendiente (K_v) deberá ser ajustable al menos entre los valores 0 y 25, siendo P_{an} la potencia activa neta instalada y V_{base} la tensión nominal de las barras de central.
- La instalación tendrá la capacidad de ajustar una banda muerta desde un valor nulo hasta $\pm 0,01pu$ alrededor de la tensión de consigna

Fuera del rango de tensiones $0,95 \leq V \leq 1,05$ la instalación inyectará/absorberá potencia reactiva según la respuesta del control (a consigna de tensión, de reactiva o de factor de potencia) con las limitaciones que, por encontrarse fuera de dicho rango de tensiones, imponga la producción de potencia activa. Es decir que primará el mantenimiento de la potencia activa programada sobre la inyección/absorción de reactiva.

3) Irlanda

El parque eólico debe poseer un sistema de regulación continuo de tensión y variable que deberá comportarse como un regulador de voltaje convencional. Además debe poder cumplir con las consignas de tensión exigidas en el punto de conexión a la red regulando de forma continua la potencia reactiva del parque dentro de su rango de operación. El cambio de la consigna de tensión deberá ser implementado en el lapso de 1 minuto luego de recibir la señal apropiada del operador del sistema, y no podrá superar los límites de emisión referidos a "Voltage Step Emissions" establecidos en la norma IEC 61000-3-7 (1996).

4) Alemania

En la etapa de contrato el operador del sistema acuerda con el generador el tipo de control de reactiva que deberá aplicar en el punto de conexión. Los posibles tipos de control pueden ser:

- Control según factor de potencia
- Consigna de potencia reactiva
- Consigna de tensión, si fuera necesario con una banda de tolerancia.

Los puntos de operación del parque pueden ser definidos mediante dos mecanismos:

- Por medio de un valor acordado, o si es necesario mediante un determinado cronograma

- Por medio de una especificación online del punto de funcionamiento.

Para el caso de que las especificaciones estén dadas de forma online, el nuevo punto de funcionamiento debe quedar implementado en el plazo máximo de un minuto desde que se envía la orden.

Los pasos de variación de potencia reactiva no pueden superar el 2.5% de la capacidad de conexión del nodo para redes de alta tensión y el 5% de la capacidad para redes de extra alta tensión. Igualmente en casos excepcionales el Operador del sistema puede permitir pasos mayores.

Las variaciones de tensión en el nodo por conmutaciones no pueden sobrepasar en ningún caso el 2% de la tensión nominal.

5) Reino Unido

La reglamentación indica que todos los "Onshore Non-Synchronous Generating Units" deben poder mantener una transferencia de potencia reactiva nula en régimen en todo el rango de potencia activa con una tolerancia de $\pm 5\%$ de la potencia activa nominal.

Estas exigencias son aplicables a parques de más de 10MW para la empresa Scottish Hydro-Electric Transmission, para parques de potencia mayor a 30MW para la empresa Scottish Power Transmission y para parques mayores a 50MW para la empresa Nacional Grid Company (Compañía responsable de la reglamentación para Inglaterra y Gales).

El rango de tensiones en el cual debe encontrarse disponible toda la capacidad de potencia reactiva, queda comprendido por el intervalo $\pm 5\%$ de la tensión nominal, siendo de aplicación para los niveles de tensión 400kV, 275kV y 132kV

6) Canada

AESO define sus rangos de tensión para operación normal como, $\pm 10\%$ respecto al valor nominal. El control de reactiva se implementa sólo a través de una consigna de tensión con los siguientes requerimientos:

- Funcionar de manera continua y permitir valores de consigna de tensión entre 0.95 y 1.05 pu de la tensión nominal
- Dada una consigna de tensión, el parque tendrá una tolerancia dada por una banda de $\pm 0.5\%$ de la tensión consigna
- Estar calibrado de tal forma que ante un escalón en la consigna de tensión, el sistema alcance el 95% del valor consigna en un tiempo mayor a 0.1s y menor a 1s
- Estar en funcionamiento siempre que el parque esté eléctricamente conectado a la red

Québec define sus rangos de tensión para operación normal como, $\pm 10\%$ respecto al valor nominal.

IESO define sus rangos de tensión según la [Tabla 5](#).

Tabla 5: Rangos de tensión

System nominal voltage [kV]	Minimum continuous voltage [kV]	Maximum continuous voltage [kV]
115	113	127*
230	220	250*
500	490	550

7) Argentina

El parque eólico deberá operar controlando la tensión en el punto de conexión o un punto interno del mismo. Para lograr efectividad en esta función deberá poseer un control conjunto de tal manera que permita repartir en forma uniforme la potencia reactiva en cada aerogenerador.

8) Uruguay

El pliego de la licitación establece que el generador deberá comprometerse a entregar en régimen toda la potencia reactiva de la curva de capacidad de la central generadora para mantener la tensión de la red de UTE en el nodo de conexión dentro del rango admisible. Además no podrá consumir potencia reactiva cuando la tensión del nodo de conexión se encuentre debajo de 0.93 p.u., y deberá generar reactiva durante los transitorios que lleven la tensión del nodo de conexión por debajo de 0.85 p.u.

La central generadora deberá contar con sistemas de control que permitan:

- ajustar la generación de reactiva en función de la potencia activa en régimen
- controlar la tensión en el nodo de conexión

En tiempo real deberá poder cambiar dentro del modo de control concreto las consignas de:

- tensión
- potencia reactiva
- factor de potencia.

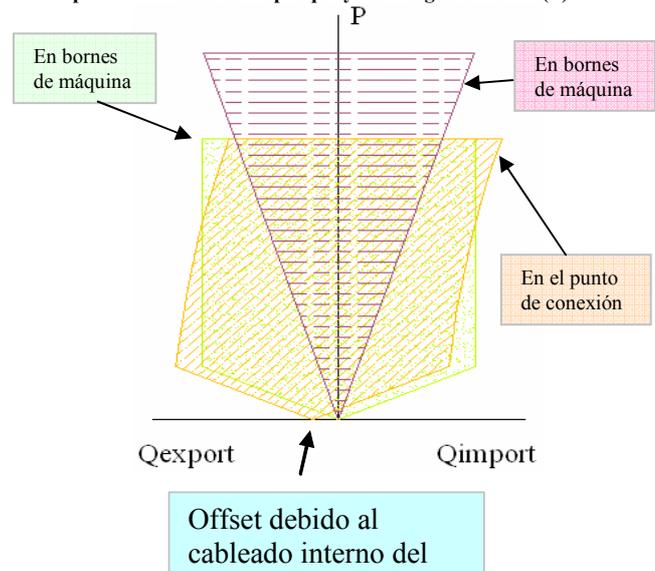
IV. CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LOS REQUERIMIENTOS DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA

En esta sección se realiza un breve comentario acerca de las exigencias sobre el control de potencia reactiva exigido a los aerogeneradores y/o parques eólicos y su repercusión en los costos de conexión. Se ilustran ciertos cuidados que hay que tener al momento de especificar algunos de los requerimientos observados en las distintas reglamentaciones.

A. Requerimientos sobre la curva de capacidad del generador o parque eólico

Es importante tener claro en qué punto se establecen los requerimientos de potencia reactiva, a saber, en bornes de máquina o en el punto de conexión del parque eólico. En la [Figura 12](#) se compara una curva de capacidad típica de un generador eólico referida a los bornes de la máquina, la misma curva vista en el punto de conexión, y una exigencia de $\cos(\phi) < 0.95$.

Figura 12: Superposición de la curva de capacidad de una máquina (referida en bornes de máquina), la misma curva de capacidad vista en el punto de conexión del parque y una exigencia de $\cos(\phi) < 0.95$.



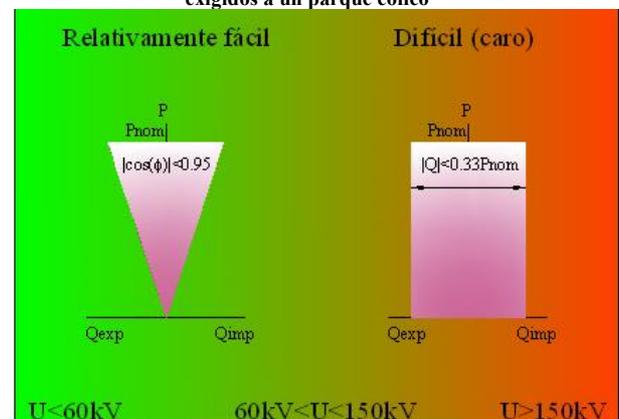
La curva de capacidad vista en el punto de conexión se ve deformada debido a la potencia reactiva consumida o entregada por el cableado interno del parque y principalmente por los transformadores de potencia¹.

Se observa que el cumplimiento de los requerimientos de reactiva en bornes del aerogenerador no implica que también se cumplan en el punto de conexión del parque. En tal caso se deberían instalar elementos de compensación adicionales en el aerogenerador o a nivel de parque.

B. Requerimientos vs Costo de conexión

En la [Figura 13](#) se establece un “orden de dificultad” en el cumplimiento de los requerimientos de curva de capacidad y tensión de conexión de un parque eólico. Estas dificultades se reflejan por un lado en la solución técnica y por otro en el costo de implementación de esta solución.

Figura 13: Complejidad en función de los requerimientos técnicos exigidos a un parque eólico



¹ En general cuando el fabricante entrega la curva P-Q del aerogenerador, esta es referida a los bornes de baja tensión de la máquina.

V. CONCLUSIONES

El avance en el desarrollo de materiales (resinas epoxi, fibra de carbono, etc.) y de la electrónica de potencia, así como también la disminución de los costos de ambos han sido la base para el notable crecimiento de la generación eólica. Este crecimiento se ha visto reflejado en el aumento de las potencias de los aerogeneradores, a la vez de un aumento en la relación Potencia Nominal-Área de Barrido de las Palas (W/m²). Esto ha generado un aumento en la potencia nominal de estas centrales de generación, haciendo cada vez más necesario generar reglamentaciones que regulen su comportamiento bajo diferentes escenarios. En este marco se han analizado los requerimientos exigidos en algunas reglamentaciones referidos a generación eólica más representativos de la actualidad. En particular en este trabajo se analizaron los referidos a control de tensión, potencia reactiva, frecuencia y potencia activa. Se observa que en la actualidad existen diversos controles posibles tanto sobre la potencia activa como sobre la potencia reactiva, estas posibilidades de control le brindan gran versatilidad a la generación eólica.

Respecto al contenido de las diferentes reglamentaciones, si bien en muchos casos el tipo de requerimientos exigidos son muy similares queda claro que la forma de establecer estos requerimientos depende de cada sistema eléctrico en particular. Desde el punto de vista del fabricante de equipos, quien debe comprender estos requerimientos para adaptar su máquina a los mismos, esta variedad de formatos de reglamentaciones representa un problema. Por tal motivo la asociación europea de energía eólica ha estado trabajando en un formato de reglamentación genérico, de manera de dar un único formato a las exigencias de los distintos operadores de sistemas eléctricos. [18]

VI. REFERENCIAS

- [1] Willi Christiansen , David T. Johnsen; "Analysis of requirements in selected Grid Codes"; 20/01/2006
- [2] Wind turbines connected to grids with voltages above 100 kV, Technical regulations for the properties and the regulation of wind turbines, Grid Code from the Danish TSO, energinet.dk
- [3] P.O 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas, Procedimiento de operación REE , Resolución de 04-10-2006, BOE 24/10/06
- [4] P.O 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio, Procedimiento de Operación REE, <http://www.aeeolica.es/userfiles/file/procedimiento-verificacion/BORRADOR-DE-LA-SEPARATA-DEL-P.O.12.2.PDF> , documento en evaluación noviembre de 2009.
- [5] WFPS1, Wind Farm Power Station Grid Code Provisions, ESB National Grid, Irish TSO, <http://res-legal.eu/en/search-for-countries/ireland.html>
- [6] Grid Code, High and extra high voltage, EON Netz, German TSO
- [7] Scottish Grid Code, Scottish Hydro-Electric Transmission Ltd, Scottish TSO
- [8] The Grid Code, Revision 12, National Grid Electricity Transmission plc, TSO in UK, 24 de junio de 2009.
- [9] Canadian Grid Code for Wind Development Review and Recommendations, Garrad Hassan, octubre 2005.
- [10] P.O 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad, Red eléctrica de España, noviembre 2009.
- [11] "Wind Power in Power Systems", Thomas Ackermann, ISBN 0-470-85508-8, 2005.
- [12] "Market Rules for the Ontario Electricity Market, Issue 38.0", IESO, www.ieso.ca/imoweb/pubs/marketRules/mr_marketRules.pdf, 2010.
- [13] "Grid Compliance and how Vestas turbines can meet the new grid Code demands", Michael Rasmussen(Vestas), <http://www.ofgem.gov.uk/Licensing/ElecCodes/GridCode/Mods/Documents/1/6817-Vestas.pdf>
- [14] "Mapping of grid faults and grid codes", RISO, ISBN 978-87-550-3622-2, julio 2007.
- [15] "Exigentes Techiques du Transporteur relatives au Raccordement des Centrales Électrique au réseau D'Hydro-Québec", Hydro-Québec TrásÉnergie, www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/eolienne_transpor t.pdf, febrero 2009.
- [16] "Wind Power Facility Guide to the Technical Requirements", AESO, www.aeso.ca/rulesprocedures/9139.html, noviembre 2004.
- [17] "On wind power integration into electrical power system: Spain vs. Denmark"; R. Villafáfila, A. Sumper, A. Suwannarat, B. Bak-Jensen, R. Ramirez, O. Gomis, A. Sudriá; http://vbn.aau.dk/files/13700681/On_wind_power_integration_into_ele ctrical_power_system.pdf
- [18] "Generic Grid Code Format for Wind Power Plants", EWEA, 27 noviembre 2009, www.ewea.org/fileadmin/ewea.../091127_GGCF_Final_Draft.pdf.
- [19] www.cammesa.com
- [20] www.ute.com.uy

BIOGRAFÍAS

Ignacio Afonso es Ingeniero Eléctrico egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República de Uruguay en 2008. Actualmente está realizando su Maestría en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de la República de Uruguay.

Desde 2008 es Ayudante Gr. 1 del Departamento de Potencia de la Facultad de Ingeniería donde es docente e investigador.

Entre 2007 y 2009 fue becario en el departamento de Estudios Técnicos Distribución (UTE). Desde 2009 es consultor técnico en el Programa de Energía Eólica en Uruguay (MIEM/UTE).

Desde 2008 ha la fecha se ha desempeñado como consultor independiente, participando en diferentes proyectos relacionados con el área de ingeniería eléctrica

Andrés Cardozo es Ingeniero Eléctrico egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República de Uruguay en 2009.

Desde el año 2009 es ayudante en el Departamento de Potencia del Instituto de Ingeniería Eléctrica de Facultad de Ingeniería – UdelaR. Sus áreas de interés son: Calidad de Energía y Metrología.

Se desempeña además en el ámbito del sector industrial privado, donde ha participado desde 2006 en elaboración de proyectos de instrumentación y control. Particularmente en diseño de controles para sistemas hidráulicos.

Mario Vignolo es Ingeniero Eléctrico egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República de Uruguay. Posee un Master of Science in Electrical Power Engineering (2001) de la University of Manchester (UMIST), Reino Unido y un Doctorado en Ingeniería Eléctrica (2007) realizado en forma mixta entre la Universidad de la República y la University of Florida de EE.UU. Adicionalmente, tiene un postgrado en Regulación Económica de la Facultad de Ciencias Sociales de la Universidad de la República.

Desde 2000 es Profesor Adjunto del Departamento de Potencia de la Facultad de Ingeniería donde es docente e investigador, habiendo publicado más de 25 trabajos en conferencias y revistas científicas.

Entre 2004 y 2006 fue Presidente del Capítulo de Potencia del IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) de la Sección Uruguay, que obtuvo el Premio al mejor capítulo mundial en el año 2004.

Entre 2001 y 2004 fue Ingeniero Consultor de la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica (UREE) y de la Unidad Reguladora de los Servicios de

Energía y Agua (URSEA) donde trabajó en temas regulatorios del sector eléctrico y de gas.

En 2006 fue Responsable de Gestión Energética Integrada de Celulosas de M⁷ Bopicuá, del Grupo ENCE Uruguay.

Actualmente se desempeña como Jefe del Departamento de Potencia en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería y además como consultor independiente en el área de la ingeniería eléctrica y de la energía.

Nicolás Yedrzejewski es Ingeniero Eléctrico egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República de Uruguay en 2006.

Desde 2004 a 2007 se desempeñó en CIME Ingeniería vinculado a proyectos de Protección Integral contra Descargas Atmosféricas.

Desde 2006 es docente del Departamento de Potencia de la Facultad de Ingeniería, actualmente como Asistente Gr. 2.

Desde 2007 se desempeña en UTE en la Gerencia de Sector Planificación de la Explotación y Estudios (Despacho Nacional de Cargas) como Especialista en Estudios Dinámicos de la Red.