

EVALUACIÓN DE LA EMISIÓN DE FLICKER CAUSADA POR AEROGENERADORES CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA URUGUAYA DE 150KV

Ignacio Afonso
Instituto de Ingeniería Eléctrica - Facultad de Ingeniería (UDELAR)
Programa de Energía Eólica (DNETN)

Resumen— El presente estudio analiza el efecto de la instalación de parques eólicos desde la perspectiva del flicker introducido por los mismos en la red.

Como principal objetivo se pretendió brindar una primera aproximación de los efectos de este tipo de generación sobre la red de transmisión uruguaya, y comparar dichos efectos con los límites establecidos por las normas vigentes. Para ello, se analizó la emisión de flicker para diferentes escenarios de carga y generación en los principales nodos de 150kV del sistema. De esta manera, se determinaron los escenarios más sensibles a la emisión de flicker.

Se evaluó la variación de las emisiones de flicker respecto del largo de la línea de transmisión necesaria para interconectar el parque eólico con la red de 150kV ya existente.

En la segunda parte de este estudio, se analizan las variaciones de tensión por conmutaciones, tal cual son definidas en la norma IEC61400-21. Sobre este punto se plantean dos perspectivas diferentes en cuanto a como “modelar” el efecto aditivo que pudiese tener la emisión de varios aerogeneradores conectados en un mismo nodo, dado que la mencionada norma establece una metodología de cálculo para emisiones individuales.

Por último se analizó cual sería la relación entre la potencia de cortocircuito mínima en un nodo y la potencia instalada que permitiría conectar un parque eólico en el sistema eléctrico uruguayo.

También se analizan en este estudio, los resultados obtenidos en función de las diferentes tecnologías evaluadas, siendo la información referente a los coeficientes de flicker utilizada para el cálculo, procedente de datos reales. Los datos utilizados fueron proporcionados por los fabricantes y cumplen con lo establecido en la norma IEC 61400-21. Las tecnologías analizadas fueron tres, generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG), generadores sincrónicos *Full Converter (GSFC)* y generadores de inducción con resistencias retóricas (GIRR). Las distintas máquinas evaluadas tendrían cabida en nuestro país según lo indican las características de nuestro recurso eólico. Respecto a las mismas no solo se compararon las diferentes tecnologías, sino las diferencias en las emisiones de flicker entre las diferentes Clases¹ de aerogeneradores.

Palabras Clave— Aerogeneradores, Flicker, Potencia de Cortocircuito, Variaciones de Tensión.

I. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se enmarca en la necesidad de conocer cual es la magnitud, por lo menos desde el punto de vista teórico, de la emisión de flicker causada por aerogeneradores, dado el inminente crecimiento de este tipo

de generación en el sistema eléctrico uruguayo. Este trabajo busca cuantificar cuales serían las emisiones de flicker teóricas, así como también las variaciones rápidas de tensión debidas a operaciones de conexión de un parque eólico compuesto por 25 aerogeneradores. Este análisis se llevó a cabo según la metodología de cálculo que define la norma IEC61400-21 y los niveles máximos de emisión que define la norma IEC6100-3-7.

Las máquinas que fueron evaluadas se seleccionaron debido a que tendrían cabida en nuestro país, según lo definen las características del recurso eólico en el territorio nacional.

Para realizar los diversos cálculos y comparaciones se tomaron las siguientes hipótesis de manera de uniformizar los criterios empleados:

- Los cálculos de niveles de flicker fueron realizados según lo indica la norma [1].
- Para evaluar los diferentes aerogeneradores se tomó el mismo número de máquinas para cada uno de los parques, independientemente de la potencia nominal de cada máquina.
- La velocidad media anual del viento a altura de buje se supuso de 7.5m/s. Si bien este valor es bajo para evaluar máquinas Clase I, las diferencias entre los coeficientes de flicker² son mínimas respecto a velocidades medias superiores, con lo cual se prefirió optar por comparar todas las máquinas referidas a dicha velocidad.
- Dadas las tablas con los factores de flicker para las distintas velocidades de viento y los distintos ángulos de impedancia³ de red, se utilizó interpolación lineal para obtener los correspondientes factores para los ángulos de impedancia de red reales.
- El análisis de flicker en todos los casos consistió en evaluar: emisión de flicker en funcionamiento continuo, emisión de flicker de larga y corta duración ante operaciones de conmutación a velocidad de viento de arranque y a velocidad de viento nominal.
- Las clases de los aerogeneradores se definen según la norma 61400-1.
- Las potencias de cortocircuito utilizadas son las publicadas en la página web de UTE.[4]

² Estos coeficientes son definidos por la norma IEC 61400-21 y dependen básicamente de dos variables, la velocidad media anual a altura de buje y el ángulo de la impedancia de cortocircuito.

³ Según norma IEC 61400-21

¹ Según lo define la norma 61400-1.

II. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

En este apartado se describe de forma resumida cual es la metodología de cálculo indicada en la norma [1].

A. Nivel de flicker de funcionamiento continuo

El denominado funcionamiento continuo refiere, según la norma [1], a la operación normal del aerogenerador, exceptuando las conexiones y desconexiones del mismo. La expresión definida para el cálculo de la emisión de flicker por funcionamiento continuo para un parque de N turbinas es la siguiente:

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^N (c_i(\Psi_k, v_a) \cdot S_{n,i})^2}$$

Donde:

$c_i(\Psi_k, v_a)$ → Coeficiente de flicker de la turbina en función del ángulo de la impedancia de cortocircuito y de la velocidad de viento media anual a nivel del buje de la turbina. Este dato es brindado por el fabricante del aerogenerador según lo establece la norma [1].

Ψ_k → Ángulo de la impedancia de cortocircuito en el punto de conexión.

$S_{n,i}$ → Potencia nominal de la turbina.

S_k → Potencia de cortocircuito en el punto de conexión común.

B. Nivel de flicker por operaciones de conexión

Las expresiones que definen el cálculo de flicker por operaciones de conexión, para un parque de N turbinas, son las siguientes:

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \times \left(\sum_{i=1}^N N_{10m,i} (k_{f,i}(\Psi_k) \times S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31}$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \times \left(\sum_{i=1}^N N_{120m,i} (k_{f,i}(\Psi_k) \times S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31}$$

Donde:

- $k_{f,i}(\Psi_k)$ → Coeficiente de flicker escalonado de la turbina en función del ángulo de la impedancia de cortocircuito.
- $S_{n,i}$ → Potencia nominal de la turbina
- S_k → Potencia de cortocircuito en el punto de conexión común.

- $N_{10m,i}$ y $N_{120m,i}$ → Número de operaciones de conexión de la turbina eólica individual en períodos de 10 y 120 minutos respectivamente.

Vale aclarar que la norma establece dos “escenarios” para los cuales deben proporcionarse los coeficientes de flicker escalonado y los números de operaciones por conexión para 10 y 120 minutos, estos “escenarios” son: “puesta en marcha a velocidad de arranque” y “puesta en marcha a velocidad nominal”. Por este motivo, calcular la emisión de flicker por operaciones de conexión implica calcular: emisión de flicker de corta duración para conexiones a la velocidad de arranque, emisión de flicker de corta duración para conexiones a la velocidad nominal, emisión de flicker de larga duración para conexiones a la velocidad de arranque y emisión de flicker de larga duración para conexiones a la velocidad nominal.

Dentro del flicker por operaciones de conexión también se incluye el flicker causado por el cambio de conexión estrella a triángulo, en las máquinas que posean este sistema.

C. Variaciones rápidas de tensión debidas a operaciones de conexión.

Este valor representa la variación de tensión respecto de la nominal por causa de operaciones de conexión. Dicho valor se aplica a una única turbina. Respecto a esto, la norma [1] recomienda no tomar ningún efecto de suma para evaluar la variación relativa de la tensión, aún aunque varias máquinas compartan un mismo punto de conexión común (PCC). Esto es debido a que la probabilidad de que este efecto se de simultáneamente en varias turbinas es muy baja, además es posible mediante un control centralizado del parque establecer controles que eviten la conexión y/o desconexión de varias máquinas simultáneamente. Según lo define la norma [1] las variaciones relativas de tensión debido a operaciones de conexión para una turbina individual quedan dadas por la expresión:

$$d = 100 \times k_u(\Psi_k) \times \frac{S_n}{S_k}$$

En donde:

- $k_u(\Psi_k)$ → Factor de variación de tensión en función del ángulo de fase Ψ_k de la impedancia de la red en el punto de conexión del parque a la red.
- S_n → Potencia nominal del aerogenerador.
- S_k → Potencia de cortocircuito trifásico en el punto de conexión.
- d → Variación relativa de tensión en %.

III. VALORES MÁXIMOS ADMITIDOS

A. Emisiones de flicker.

Los valores a tomar como valores de emisiones límites para todas las barras serán:

$$E_{Pst} = 0.35$$

$$E_{Plt} = 0.25$$

Estos valores según la norma IEC6100-3-7 son los valores mínimos a exigir como límites para los niveles máximos de emisión de flicker (“Niveles básicos de Emisión”), o sea que son los valores más exigentes posibles. Si bien la norma indica como realizar el cálculo de los límites de emisión de flicker individual para redes de alta tensión (AT), esto implica conocer la potencia aparente dedicada a clientes en AT en el nodo en evaluación, con lo cual y dado que para la mayoría de las barras no se tienen clientes conectados directamente en AT, se optó por tomar los valores más conservadores indicados anteriormente.

Si bien este estudio está enfocado a evaluar los efectos a nivel de transmisión, los valores límites establecidos también son válidos para redes de media tensión, según lo establece la norma IEC 61400-21. Por otro lado, dado que los coeficientes de transferencia⁴ para los coeficientes de emisión de flicker son menores a 1 (según la norma IEC61000-3-7, en general entre 0.8 y 1), si se cumple con los límites establecidos para las redes de transmisión no habría inconvenientes en las redes de MT.

Como referencia, en Dinamarca, para redes de tensiones mayores a 100kV, los límites son $E_{Pst} = 0.30$ y

$$E_{Plt} = 0.20 .$$

B. Variaciones de tensión rápida

Este valor representa la variación de tensión respecto de la nominal por causa de operaciones de conexión. Como operación de conexión se entiende la operación de conexión de una máquina, o el cambio de conexión estrella-triángulo de la misma. La norma [1] plantea esta definición para una única turbina.

Respecto a esto, la norma [1] recomienda no tomar ningún efecto de suma para evaluar la variación relativa de la tensión, incluso aunque varias máquinas compartan un mismo punto de conexión común (PCC).

Los valores límites según lo observado en la bibliografía están entre 2% y 4%. En principio se toma como valor límite para este estudio 2.5%, límite tomado por Eltra (Trasmisor del sistema Danes) [3] para una frecuencia de conmutaciones de hasta 10 por hora en redes de tensiones superiores a 100kV. A su vez, este valor coincide con lo indicado en la norma [2], en donde se establece que para

frecuencias de conmutación de hasta 10 por hora y mayores a 2 por hora en redes de AT, la variación de tensión respecto a la nominal deberá ser menor a 2.5%. La versión del 2008 de esta norma no sugiere valores límites de la variación de tensión máxima para números de conmutaciones mayores a 10 por hora, en cambio la versión de 1996 de dicha norma indicaba que en el caso de encontrarse la frecuencia de conmutaciones entre 10 por hora y 100 por hora, el valor límite de variaciones de tensión respecto a su nominal sería de 1.5% para redes de AT y EAT.

IV. COMPARACIÓN ENTRE TECNOLOGÍAS

En este punto se ilustrará el comportamiento de cada una de las tres tecnologías que fueron evaluadas. Para ello se compararon las emisiones de flicker causadas por un parque de 25 máquinas, en función del ángulo de la impedancia de cortocircuito en el nodo de conexión y en función de la potencia de cortocircuito en el mismo. Vale aclarar que en todos los casos se asumió una velocidad media de viento a altura de buje de 7.5m/s, esto es importante debido a que el parámetro $c_i(\Psi_k, v_a)$ depende de dicha velocidad.

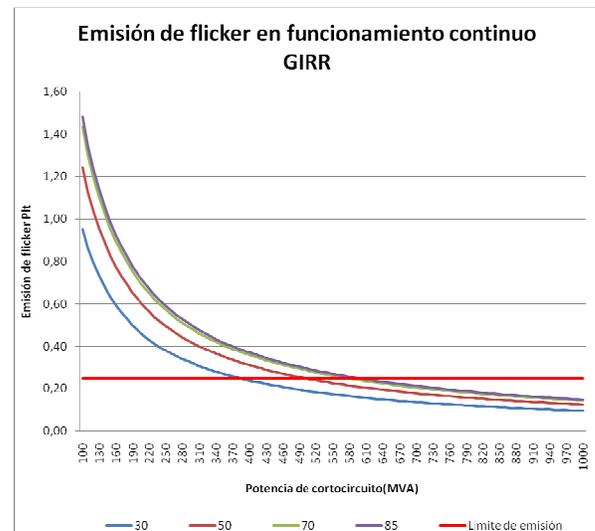


FIGURA 1. EMISIÓN DE FLICKER GIRR, 2.3MW, CLASE II.

⁴ Los coeficientes de transferencias se define como el nivel relativo de emisiones de flicker que es transferido entre dos barras o partes del sistema. Estos coeficientes se aplican por ejemplo para estimar el efecto de emisiones de flicker generadas en AT en redes de MT, en dichos casos los coeficientes son del orden de 0.8 a 1.

Ej. : $Pst(MT) = C_{transf} * Pst(AT)$

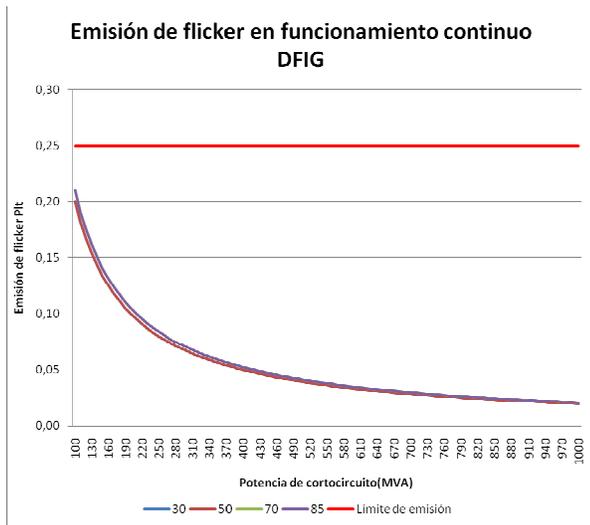


FIGURA 2. EMISIÓN DE FLICKER DFIG, 2MW, CLASE II.

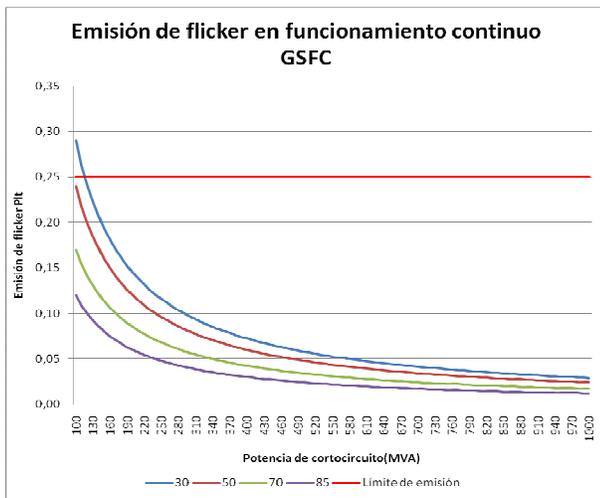


FIGURA 3. EMISIÓN DE FLICKER DSFC CLASE II.

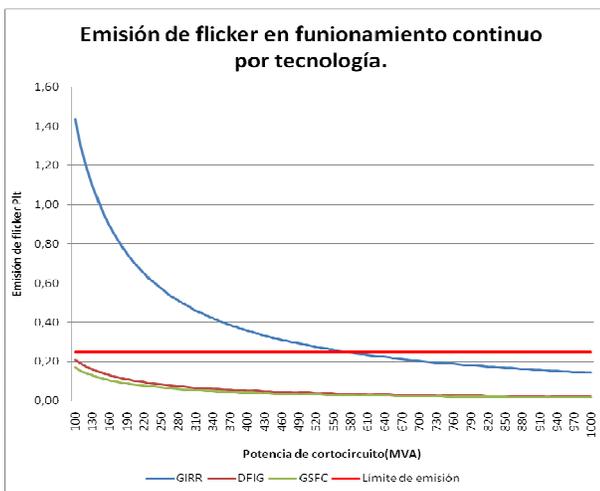


FIGURA 4. EMISIÓN DE FLICKER CLASE II, POR TECNOLOGÍA.

Las Figuras 1, 2 y 3 muestran las emisiones de flicker de larga duración para ángulos de impedancia de cortocircuito de 30°, 50°, 70° y 85°. Se puede apreciar que las tecnologías DFIG y GSFC generan emisiones de flicker muy inferiores a las generadas por los aerogeneradores de tecnología GIRR.

En la Figura 4 se ilustran las emisiones en funcionamiento continuo para las tres tecnologías, asumiendo un ángulo de impedancia de cortocircuito de 70°⁵ y una velocidad media de viento de 7.5m/s⁶. En la Tabla 1 se muestran las potencias de cortocircuito mínimas para que no se supere el límite de emisiones de flicker de larga duración para un parque de 25 máquinas, según las hipótesis antes mencionadas.

Tipo de generador	Potencia de cortocircuito mínima (MVA)			
	Clase I		Clase II	
	Fun. Continuo	Op. de Conexión	Fun. Continuo	Op. de Conexión
DFIG	119	31	84	14
GSFC	124	43	68	21
GIRR	-----	-----	574	138

TABLA I. POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO MÍNIMAS.

Se aprecia que hay una diferencia importante entre las emisiones de los aerogeneradores GIRR y el resto. Si observamos la variación de los valores respecto a la Clase de viento para la cual fueron diseñadas las máquinas, vemos que los aerogeneradores Clase I tienen emisiones superiores a los de los aerogeneradores Clase II. Por lo tanto queda claro que el utilizar el aerogenerador correcto al momento de estimar la emisión de flicker de un parque no es un hecho menor.

V. ESCENARIOS ANALIZADOS

Con el fin de evaluar el impacto sobre el sistema eléctrico uruguayo se definieron siete escenarios de generación, estos fueron elegidos de manera tal de representar varios de los posibles escenarios de generación. La elección de estos escenarios no fue realizada apuntando a encontrar un peor escenario (potencia de cortocircuito mínima), sino a acercarnos a un peor escenario más probable. Entre dichos escenarios se encuentran algunos con potencias de cortocircuito muy similares a las mínimas en cada nodo (Según figura en [4]).

A continuación se definen los escenarios.

⁵ Este valor es razonable para nuestro sistema eléctrico según los resultados brindados en [4].

⁶ Según los datos publicados en [5].

Caso	Año	Carga	Generación UTE-CTM	
			Central	Potencia (MW)
1	2011	Min. Sistema Temp. Media	SGU	540
			Total	540
SGU			80	
CBO			255	
MYA			80	
CM300			125	
CTR			220	
Total			760	
3			BON	140
			PAL	300
	BAY	99		
	SGU	80		
	Gen. Biomasa	55,15		
	Gen. Eólica solo Arbolito	24,05		
Total	698,2			

Caso	Año	Carga	Generación UTE-CTM	
			Central	Potencia (MW)
4	2015	Máx. invierno Temp. Media	SGU	945
			Imp. Brasil (se complementa con imp. desde Argentina)	500
			Total	1445
SGU			945	
PTI			372	
CTR			220	
5			Imp. Brasil (se complementa con imp. desde Argentina)	500
			Total	2037
6			BON	152
			PAL	333
	BAY	108		
	SGU (se complementa con imp. desde Argentina)	945		
	Gen. Biomasa	55,15		
	Gen. Eólica solo Arbolito	24,05		
Total	1617,2			
7	SGU	675		
	CTR	220		
	PTI	372		
	CBO	205		
	MYA	80		
	CM300	300		
	Gen. Biomasa	55,15		
	Gen. Eólica	75,4		
	Total	1982,55		

TABLA 2. ESCENARIOS EVALUADOS

VI. ANÁLISIS PRELIMINAR DE NODOS

En este análisis se buscó identificar cual sería el nivel de emisión de flicker para cada uno de los nodos del sistema, observando a cuánto ascienden las emisiones de las diferentes máquinas, en cada uno de los nodos y bajo diferentes escenarios de carga y generación.

Estos cálculos fueron realizados para un parque de 25 máquinas, simulando la instalación del mismo en las principales barras de 150kV de nuestro sistema. Las máquinas simuladas son de potencia nominal 1.5MW, 2MW, 2.1MW o 2.3MW, con lo cual la potencia nominal del parque se encuentra entre 37.5MW y 57.5MW.

Como resultado de este análisis, se obtuvo que los puntos más sensibles al efecto del flicker son aquellos pertenecientes a las redes radiales, en particular se nota una mayor sensibilidad en las barras de 150kV de Enrique Martínez, Manuel Díaz, Melo, Rivera, Tacuarembó, Treinta y Tres, Valentines y en la barra de 60kV de Minas.

Por otro lado, los escenarios 1, 2, 4 y 5 (ver Tabla 2) son considerados como los más sensibles al efecto del flicker.

Estas diferencias entre escenarios están asociadas a dos factores, la potencia de cortocircuito en el punto de conexión y el ángulo de la impedancia de cortocircuito vista desde el punto de conexión, tal cual se puede apreciar en las ecuaciones presentadas en el punto II. De los dos factores mencionados anteriormente el que tiene mayor peso en el resultado es la potencia de cortocircuito en el punto de conexión, ya que en todos los casos analizados la variación de los coeficientes de flicker respecto al ángulo de la impedancia de cortocircuito en el nodo de conexión es poco significativa.

En cuanto a los niveles máximos de flicker calculados en el estudio, los mismos se mantienen dentro de los valores máximos admitidos según se indica en el punto III para los generadores DFIG y *Full Converter*. En cambio para el aerogenerador GIRR, los niveles de emisión son significativamente superiores, del orden de 8 veces superior. Aún así la mayor parte de los nodos analizados cumplen con los límites de emisión establecidos.

En base a los resultados obtenidos, los siguientes estudios se realizaron solo para dos de los escenarios más comprometidos, estos son los escenarios 1 y 4 (ver Tabla 2).

A continuación se muestran algunos de los resultados obtenidos al evaluar las emisiones de flicker en funcionamiento continuo (Figuras 5, 6, 7, 8 y 9) y en operaciones de conexión tanto de larga como de corta duración (Figuras 10 y 11). Para estas dos últimas figuras se seleccionaron las gráficas correspondientes a emisiones de flicker de corta duración debidas a operaciones de conexión a velocidad nominal, dado que son las más notorias (entre las correspondientes a operaciones de conexión). Se ilustra el resultado obtenido para la máquina DFIG y para la máquina GIRR, como forma de hacer notar la importante diferencia⁷ entre la tecnología GIRR y el resto de las tecnologías analizadas.

⁷ En cuanto a emisiones de flicker refiere.

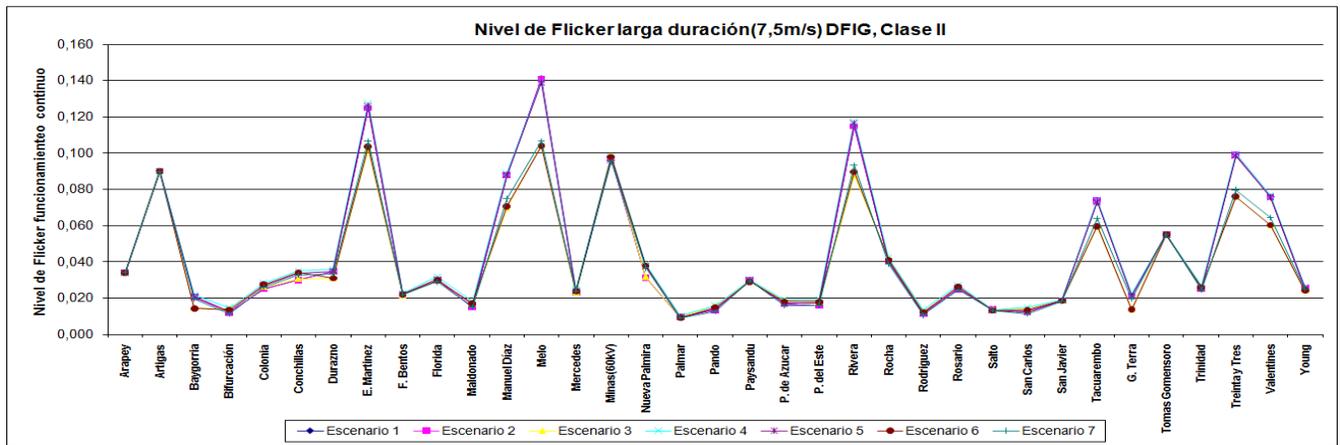


FIGURA 5. EMISIÓN DE FLICKER, FUNCIONAMIENTO CONTINUO, DFIG CLASE II.

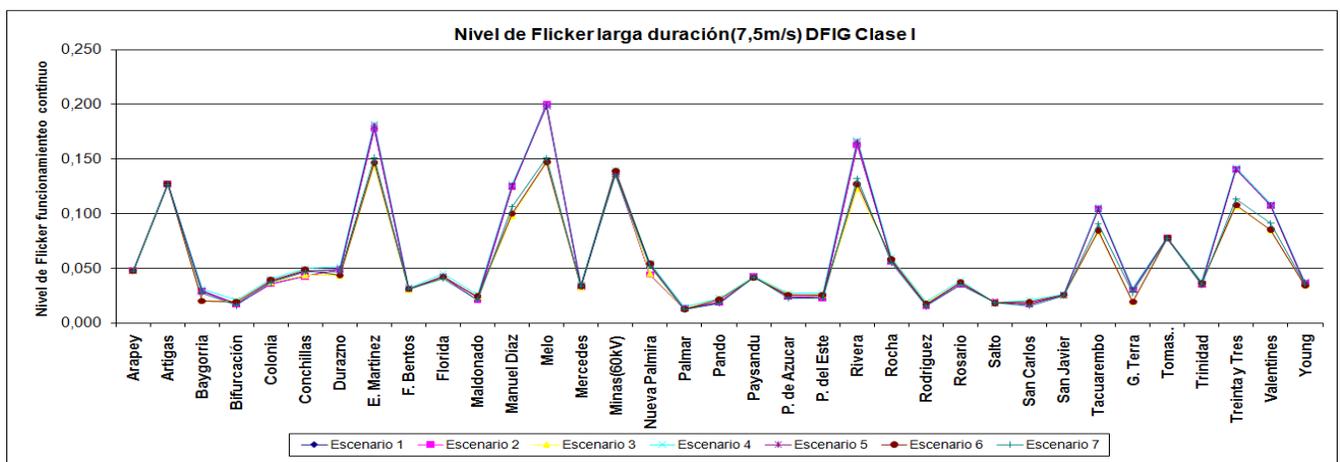


FIGURA 6. EMISIÓN DE FLICKER DFIG, FUNCIONAMIENTO CONTINUO, CLASE I

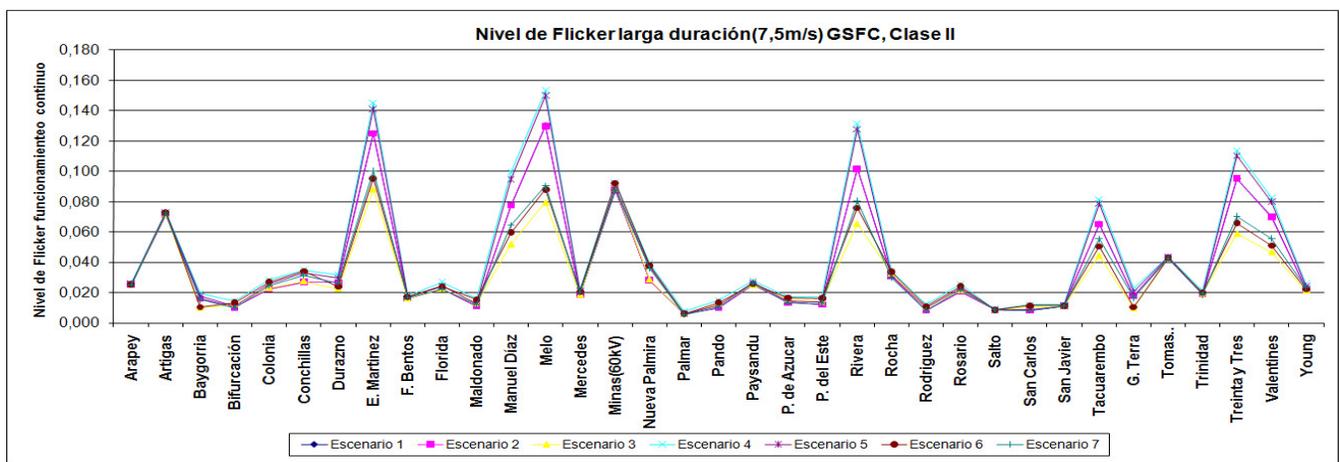


FIGURA 7. EMISIÓN DE FLICKER FULL CONVERTER, FUNCIONAMIENTO CONTINUO, CLASE II

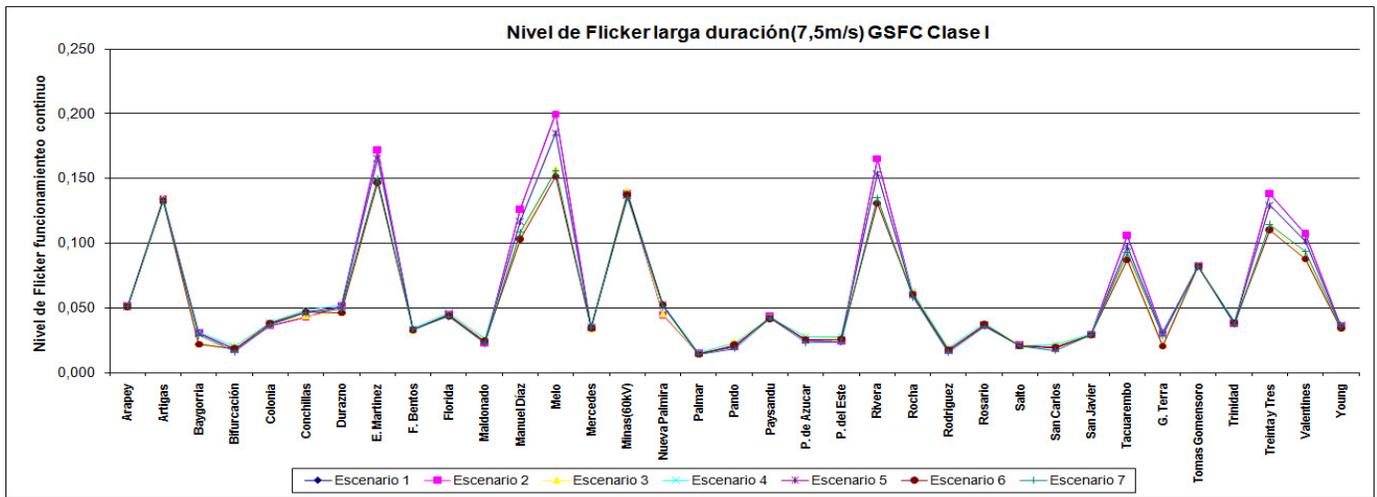


FIGURA 8. EMISIÓN DE FLICKER FULL CONVERTER, FUNCIONAMIENTO CONTINUO, CLASE I

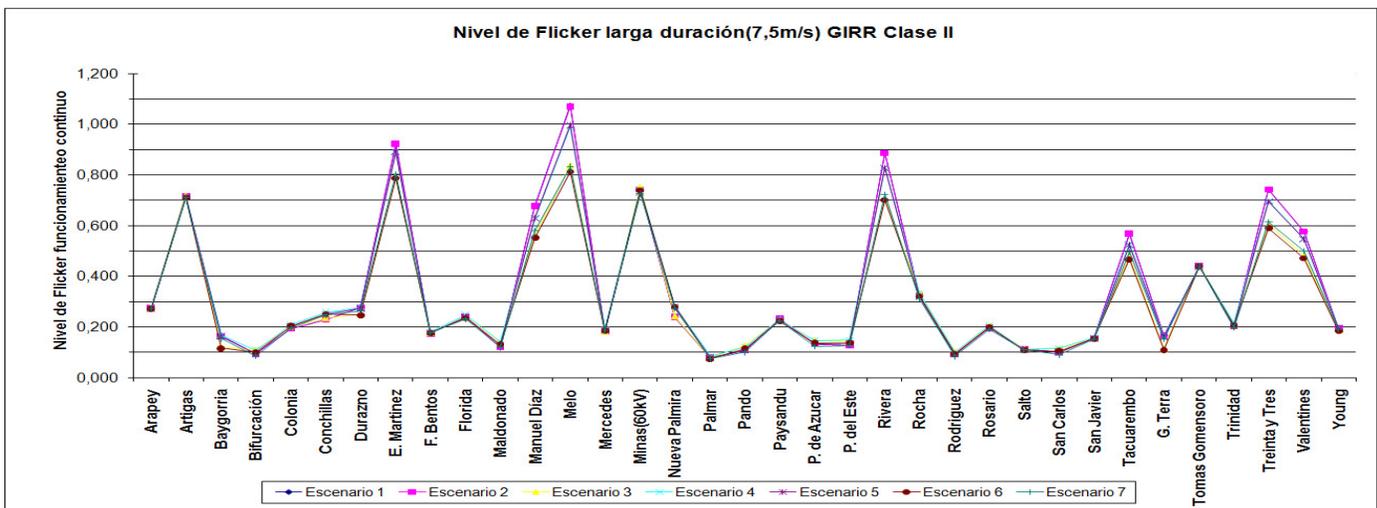


FIGURA 9. EMISIÓN DE FLICKER GIRR , FUNCIONAMIENTO CONTINUO, CLASE II

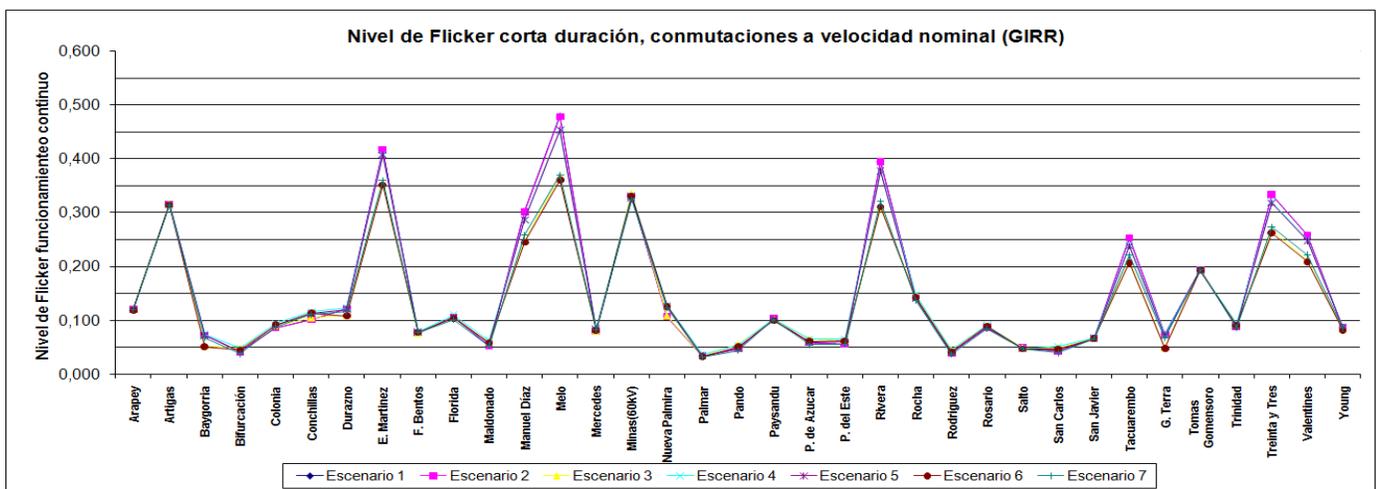


FIGURA 9. EMISIÓN DE FLICKER CORTA DURACIÓN. OPERACIONES DE CONEXIÓN, VELOCIDAD NOMINAL (GIRR, CLASE II)

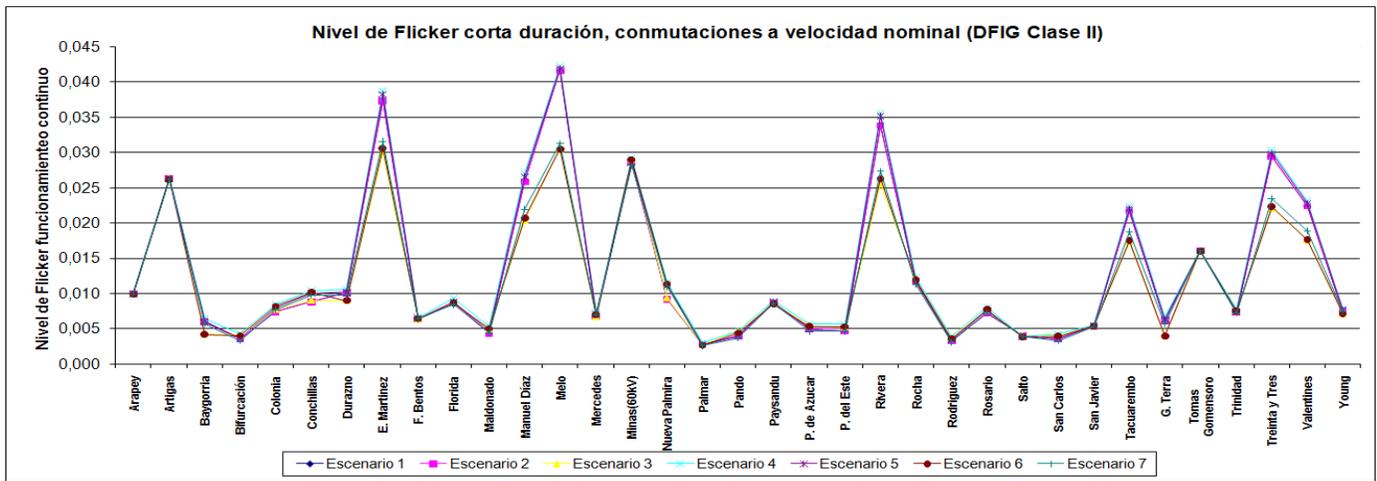


FIGURA 10. EMISIÓN DE FLICKER CORTA DURACIÓN. OPERACIONES DE CONEXIÓN, VELOCIDAD NOMINAL (DFIG, CLASE II)

VII. EFECTO DE LA EXTENSIÓN DE LA LÍNEA DE TRASMISIÓN QUE CONECTA EL PARQUE EÓLICO A LA RED EXISTENTE

El objetivo fue aproximarse a lo que sería una “situación real de conexión”, en donde el generador no se conecta directamente a una estación de 150kV existente, sino que se construye una línea de cierta longitud para realizar dicha interconexión. Debido a que la misma podría ser utilizada para alimentar a otros usuarios en un futuro, se hace relevante el análisis de las emisiones de flicker en el extremo de esta línea. Con este fin se consideró una línea simple terna tipo HAWK de 50km de longitud.

En la Figura 11 se presenta un mapa con las potencias de cortocircuito mínimas aproximadas en nodos de 150kV [4]. En la Figura 12 se indica los puntos en los cuales podrían ubicarse los supuestos parques, para ello se dibujaron círculos rojos de 50km de radio y centro en las estaciones de transmisión existentes. Si para el borde de estos círculos las emisiones de flicker halladas son inferiores a los límites establecidos en el punto III, también se verificarán para cualquier punto dentro del mismo.

Como resultado es posible afirmar que a pesar de la disminución en la potencia de cortocircuito debida al aumento de la impedancia vista desde el supuesto parque, y para la mayoría de las máquinas evaluadas, los valores de flicker calculados se mantienen dentro de los límites establecidos. En particular tanto las máquinas DFIG como las máquinas *Full Converter* presentan muy buenos desempeños, quedando sus valores de emisión de flicker dentro del rango admitido para la mayoría de las barras⁸. Con lo cual se podría concluir que para estas tecnologías y desde el punto de vista del flicker, no habría inconveniente en instalar parques de 25 máquinas mediante una terna de 50km en cualquier barra de 150kV del territorio.

En cuanto al desempeño propio de uno y otro aerogenerador los resultados son relativos, en particular

para el caso del flicker introducido por conmutaciones. Esto es debido a que los números de operaciones cada 10 minutos y 120 minutos que se encuentran en los reportes de cada aerogenerador son valores máximos, dado que ya sea mediante el control centralizado del parque o mediante el control individual de cada aerogenerador, se puede ajustar por ejemplo el número máximo de conexiones en cierto período de tiempo, así como también la rampa de potencia de la máquina. Por tales motivos los valores antes mencionados pueden variar significativamente en la realidad.

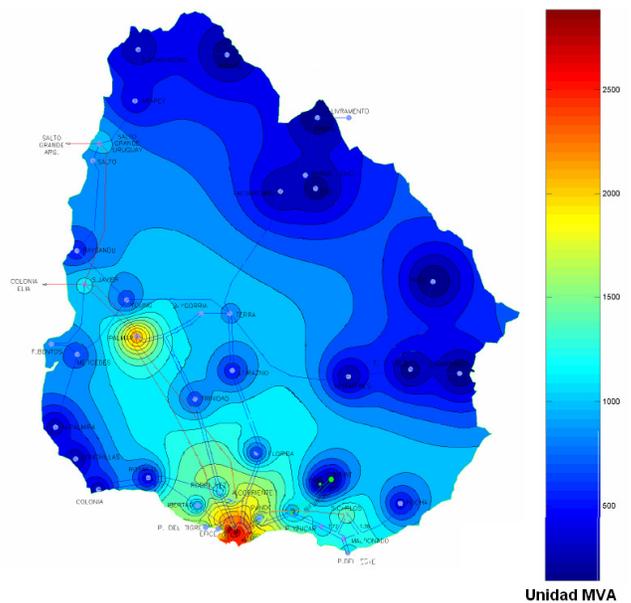


FIGURA 11. POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO MÍNIMAS EN 150kV.[4]

⁸ Con excepción de las barras de E. Martínez y Melo.

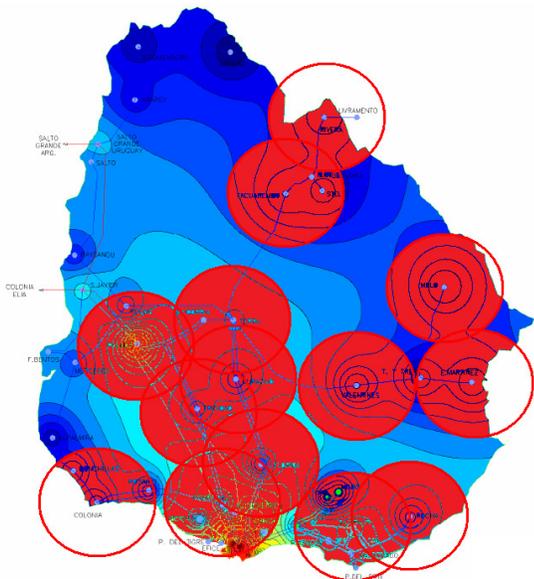


FIGURA 12. SUPERFICIE DEL TERRITORIO NACIONAL (INDICADA EN COLOR ROJO) ABARCADA POR EL ANÁLISIS EFECTUADO EN EL PUNTO VII.

VIII. ANÁLISIS DE VARIACIONES RÁPIDAS DE TENSIÓN

Se analizaron las variaciones rápidas de tensión debidas a operaciones de conexión, tal cual se plantea en la norma [1]. Esta norma refiere a variaciones de tensión individuales y recomienda no tomar ningún efecto aditivo al momento de evaluar las variaciones de tensión rápidas de un parque compuesto por varias máquinas. De todos modos, y teniendo en cuenta que resulta intuitivo pensar que el fenómeno en cuestión se vea afectado por el incremento de máquinas conectadas en un mismo nodo, se realizan dos análisis diferentes.

A. Análisis en función del límite de emisión.

Se analizó el efecto del aumento del número de conmutaciones por hora, ya que a nivel parque si una máquina puede tener hasta 10 “variaciones de tensión” por hora, si se consideran “n” máquinas, parece intuitivo que este número aumente. Dicho efecto se evaluó mediante la variación del “Límite de Variación de Tensión”, ya que la norma⁹ [1] disminuye el límite de variación de tensión admitida cuanto mayor es el número de conmutaciones por hora.

En base a lo anterior, se calculó cuales serían las potencias de cortocircuito mínimas según el límite de variación de tensión impuesto, y respetando la recomendación de la norma [1] en cuanto a no sumar el efecto de varias turbinas conectadas al mismo punto de conexión a la red. Por consiguiente se tomaron como valores límites para la variación de tensión 1%, 1.5%, 2% y 2.5%.

$$d > 100 \times k_u(\Psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \Rightarrow S_k > 100 \times k_u(\Psi_k) \times \frac{S_n}{d}$$

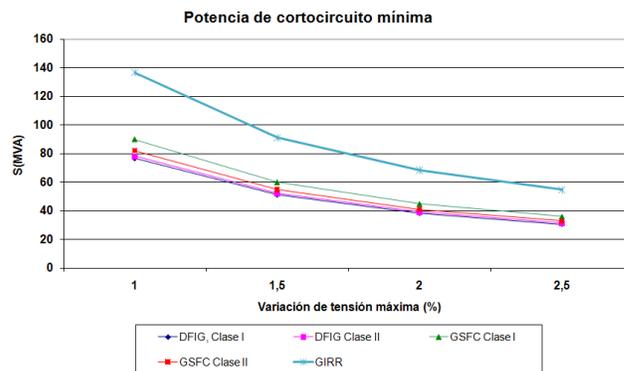


FIGURA 13. POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO MÍNIMAS SEGÚN VARIACIÓN DE TENSIÓN MÁXIMA ADMITIDA

En este caso si tomamos como límite de variación de tensión rápida 1.5%, necesitaríamos una potencia de cortocircuito mínima de 91MVA para que todos los aerogeneradores analizados cumplieren el mencionado límite.

B. Análisis de potencia de cortocircuito mínimo en función de la “potencia de las máquinas”

En este caso se analizó el efecto de las variaciones de tensión desde la perspectiva del valor de esta variación y no desde la cantidad de las mismas. Para ello se realizaron cálculos suponiendo la variación simultánea de varias máquinas, generando así un efecto de suma en la magnitud de la variación de tensión producida.

Se impuso que la variación de tensión máxima sea de 2.5%. Para esto se supuso que la frecuencia de conmutaciones de las máquinas está limitada a un valor menor o igual a 10 por hora. Luego se despejó la potencia de cortocircuito mínima en función del ángulo de la impedancia de cortocircuito y de la “potencia nominal de las máquinas”, variando la potencia $N_{maq} \times S_n$ de forma de emular la conexión simultánea de varias máquinas:

$$2.5 > 100 \times k_u(\Psi_k) \times \frac{N_{maq} \times S_n}{S_k} \Rightarrow$$

$$S_k > 100 \times k_u(\Psi_k) \times \frac{N_{maq} \times S_n}{2.5}$$

En la Figura 14 se muestran las potencias de cortocircuito mínimas para cumplir con el límite de variaciones de tensión (2.5%), en función de la cantidad de máquinas. Se puede apreciar que, para un parque de 25 máquinas y bajo la hipótesis de que pueden conmutar simultáneamente un máximo de 5 máquinas (20% de la potencia instalada), alcanzaría con una potencia de cortocircuito de 273MVA. Si consideramos solo las máquinas DFIG y GSFC alcanzaría una potencia de cortocircuito superior a 173MVA.

⁹ IEC 61000-3-7

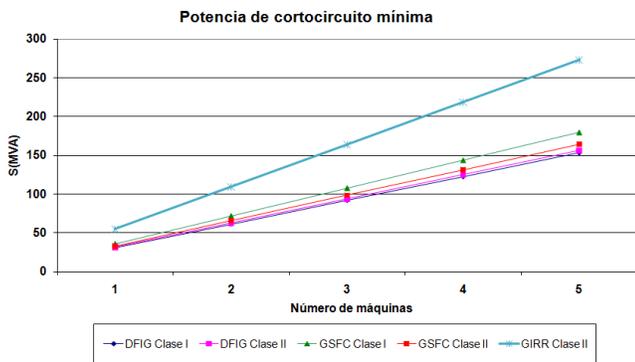


FIGURA 14. POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO MÍNIMAS SEGÚN CANTIDAD DE MÁQUINAS VARIANDO SIMULTÁNEAMENTE

IX. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se han analizado las emisiones de flicker teóricas según lo establece la norma [1] para tres tecnologías de aerogeneradores, y para dos clases de aerogeneradores (Clase I y Clase II). También se han propuesto dos metodologías para determinar la potencia de cortocircuito mínima de manera de respetar el límite de variación rápida de tensión. Por otro lado se han aplicado al sistema eléctrico uruguayo en 150kV todos los resultados obtenidos.

Desde el punto de vista de las tres tecnologías analizadas, se aprecia una considerable diferencia en el nivel de emisiones del aerogenerador con tecnología GIRR frente a los DFIG y GSFC. También aparece una diferencia notoria entre las emisiones correspondientes a aerogeneradores Clase I y Clase II. Estos dos hechos indican que es importante utilizar los datos del aerogenerador correcto al momento de hacer una evaluación particular, dado que la diferencia en los resultados podría llegar a ser considerable. De los tres fenómenos analizados (emisión de flicker en funcionamiento continuo, emisión de flicker en operaciones de conexión y variaciones rápidas de tensión), los que generan las mayores restricciones en cuanto a la potencia de cortocircuito mínima son las emisiones de flicker en funcionamiento continuo y las variaciones rápidas de tensión. En base a las hipótesis planteadas a lo largo de este trabajo, se obtuvieron diversas cotas inferiores para la potencia de cortocircuito en los nodos de conexión. En base a estos resultados, en la Tabla 3 se indican qué barras de 150kV no serían aptas para conectar un parque de 25 máquinas¹⁰. En color amarillo se indican los nodos de 150kV para los cuales ninguna de las máquinas evaluadas podría conectarse, y en color anaranjado aquellas barras a las cuales no podría conectarse un parque de aerogeneradores GIRR.

BARRA	S(MVA)	BARRA	S(MVA)
Arapey	490	Montevideo N	2664
Artigas	213	Montevideo R	2456
Baygorria	947	Montevideo R	2545
Bifurcación	1110	Nueva Palmira	347
Central Batlle y Ordoñez	2431	Palmar (500 kV)	2098
Colonia	320	Pan de Azucar	678
Conchillas	278	Pando	1276
Enrique Martinez	160	Paysandu	618
Florida	658	Punta del Este	584
Fray Bentos	850	Punta del Tigre	1165
Las Piedras	2000	Rivera	177
Libertad	908	Rocha	338
Maldonado	600	Rodriguez	1011
Melo	146	Rosario	443
Mercedes	720	Salto	903
Montevideo A	2879	San Carlos	604
Montevideo B	2733	San Javier	1137
Montevideo C	2468	Santiago Vazquez	1945
Montevideo F	2494	T. Gomensoro	329
Montevideo G	2442	Tacuarembó	279
Montevideo H	2536	Terra	908
Montevideo I	2572	Treinta y Tres	205
Montevideo J	2416	Trinidad	729
Montevideo K	2128	Valentines	268
Montevideo L	2526	Young	740

TABLA 3. BARRAS EN LAS CUALES SE PODRÍA INSTALAR UN PARQUE DE 25 MÁQUINAS.

Si analizamos los resultados obtenidos desde el punto de vista de la relación entre la potencia nominal del parque (S_n) y la potencia de cortocircuito en el punto de conexión (S_k), obtenemos los valores ilustrados en las Tablas 4 y 5. En dichas tablas podemos apreciar las diferentes relaciones mínimas según el tipo de aerogenerador y para el caso de las variaciones de tensión rápidas, según las hipótesis utilizadas¹¹. Cabe destacar que el análisis del punto VIII A es el recomendado por la norma [1], en cambio el análisis del punto B representa un caso extremadamente conservador.

Tipo de generador	Relación mínima: Potencia de cortocircuito mínima/Potencia nominal del parque			
	Clase I		Clase II	
	Fun. Continuo	Op. de Conexión	Fun. Continuo	Op. de Conexión
DFIG	3,2	0,8	1,7	0,3
GSFC	2,2	0,7	1,4	0,4
GIRR	-----	-----	10,9	2,8

TABLA 4. RELACIONES MÍNIMAS DEBIDO A FUN. CONT. Y OP. DE CONEX.

¹⁰ Según las tecnologías evaluadas y bajo las hipótesis planteadas.

¹¹ Las diferentes hipótesis son las analizadas en el punto VIII.

Tipo de generador	Relación mínima: Potencia de cortocircuito mínima/Potencia nominal del parque			
	Clase I		Clase II	
	Análisis A	Análisis B	Análisis A	Análisis B
DFIG	1,4	4,1	1,0	3,1
GSFC	1,0	3,1	1,1	3,3
GIRR	-----	-----	1,7	5,5

TABLA 5. RELACIONES MÍNIMAS DEBIDO A VARIACIONES RÁPIDAS DE TENSIÓN.

Como conclusión final en base a los resultados obtenidos se puede afirmar que, tanto la emisión de flicker como las variaciones rápidas de tensión, no representan un obstáculo significativo para la conexión de parques eólicos a la red uruguaya de 150kV.

X. AGRADECIMIENTOS

This work was partially funded by the Uruguayan Agency for Research and Innovation (ANII) under grant PR-POS-2008-003.

XI. REFERENCIAS

[1] IEC61400-21, “Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines”, Edition 2.0 2008-08.

[2] IEC61000-3-7, “Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems”, Edition 2.0 2008-02.

[3] Eltra; Regulation TF3.2.5 “Wind Turbines Connected to Grids with Voltages above 100kV”, 2004.

[4] UTE, “Potencias de cortocircuito trifásicas mínimas en barras de 150 y 60kV”, http://www.ute.com.uy/Servicios_cliente/grandes_clientes/GenDistribuida.htm

[5] DNET/MIEM Programa de Energía Eólica, “Mapa Eólico”, <HTTP://ENERGIAEOLICA.GUB.UY/INDEX.PHP?PAGE=MAPAEOS>