

Comité de Estudio C4 - Desempeño Técnico del Sistema

GRANDES PARQUES EÓLICOS Y SU VINCULACIÓN CON EL SISTEMA DE POTENCIA EN TÉRMINOS DE COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

JORGE AGÜERO
IITREE FI-UNLP
Argentina

PEDRO ISSOURIBEHERE
IITREE FI-UNLP
Argentina

DANIEL ESTEBAN
IITREE FI-UNLP
Argentina

**FERNANDO
ISSOURIBEHERE**
IITREE FI-UNLP
Argentina

GUSTAVO BARBERA
IITREE FI-UNLP
Argentina

H. GASTÓN MAYER
IITREE FI-UNLP
Argentina

***Resumen** – En el artículo, en primera instancia, se presentan las distintas topologías existentes en la conexión de los aerogeneradores al sistema eléctrico, haciendo especial hincapié en las fortalezas y debilidades de cada una de ellas en términos de emisión de perturbaciones.*

Asimismo, se describe el marco regulatorio actual en materia de Calidad del Servicio Eléctrico e inserción de energía eólica al sistema eléctrico de potencia. Se particulariza en la utilización de la Norma IEC 61400-21, la cual es mencionada en la reglamentación argentina y aborda esta temática contemplando particularmente la emisión de armónicas y flicker por parte de este tipo de generadores.

Luego de ello, se presentan resultados de mediciones de campo de armónicas y flicker realizadas por el IITREE FI-UNLP en proximidades del Punto de Acoplamiento Común (PAC) de dos grandes Parques Eólicos que comenzaron a operar en los últimos años. Tales mediciones exploratorias fueron realizadas por medio de sensores de Campo Eléctrico y de Campo Magnético con el fin de registrar las perturbaciones presentes en la tensión y en la corriente, respectivamente.

Finalmente, se comparan los valores registrados con aquellos de referencia y se correlacionan los comportamientos de las perturbaciones con parámetros tales como la velocidad del viento presente en los respectivos Parques.

Palabras clave: AEROGENERADOR – ARMÓNICAS – CALIDAD DEL SERVICIO – COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA– FLICKER – NORMATIVA – PARQUE EÓLICO – PERTURBACIONES

1 INTRODUCCIÓN

En la Argentina, actualmente, un importante número de grandes Parques Eólicos se encuentran aprobados para su construcción e ingreso al Sistema Eléctrico Argentino, mientras que otros tantos han sido licitados y se prevé que serán construidos en el mediano plazo. La principal razón es que el estado ha incentivado a diversos actores para invertir en energías renovables por medio de atractivas señales económicas.

La mayoría de tales parques son construidos en la Patagonia, habida cuenta de la potencialidad que esta zona posee en términos de recursos de viento. Los mismos son conectados al sistema de transmisión argentino, generalmente en 132 kV.

Por un lado, esto representa un marcado avance en la utilización de recursos renovables dentro de la matriz energética del país. Por el otro, es bien sabido que los aerogeneradores, debido a características inherentes a

su propio funcionamiento, emiten perturbaciones hacia la red a la que se encuentran conectados, lo cual puede afectar sensiblemente la Compatibilidad Electromagnética en el PAC.

2 COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA ENTRE LOS PARQUES EÓLICOS Y EL SISTEMA DE POTENCIA

Los aerogeneradores de velocidad fija, que se conectan en forma directa a la red (Fig. 1), producen variaciones en la tensión del PAC, las que se traducen en parpadeo o *flicker*. Tales fluctuaciones de tensión son debidas a variaciones en la potencia generada e inyectada a la red. A su vez, los principales motivos de la variación de potencia generada son los cambios repentinos en la velocidad del viento y el “*efecto sombra*” que se presentan en este tipo de generadores, cada vez que las palas pasan por la torre del mismo.

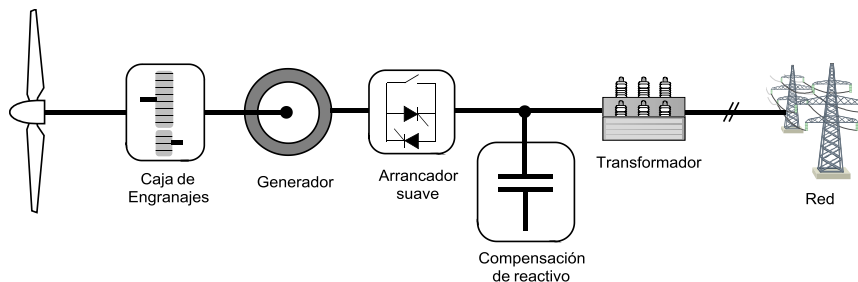


Fig. 1. Aerogenerador de velocidad fija, conectado directamente a la red.

Esta topología se encuentra prácticamente en desuso en la actualidad, no sólo por las fluctuaciones de tensión que presenta, sino también por su baja eficiencia de conversión y por los importantes esfuerzos mecánicos que produce en la estructura. En su lugar, emplean aerogeneradores de velocidad variable que incorporan convertidores CA-CC y CC-CA en su topología.

Por medio de la utilización de estas topologías las fluctuaciones en la tensión pueden ser minimizadas, puesto que los convertidores electrónicos desacoplan ambos sistemas de corriente alterna. Una de las topologías que emplea convertidores electrónicos es la de generadores de inducción doblemente alimentados, la que es llamada **DFIG** (de sus siglas en inglés *Doubly-Fed Induction Generator*). En tal topología, la vinculación con el sistema de potencia se hace a través de dos vías, tal como se muestra en la Fig. 2.

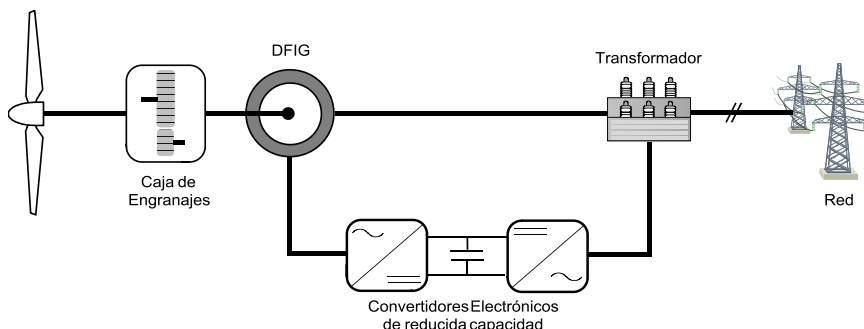


Fig. 2. Topología DFIG, *Doubly-Fed Induction Generator*.

Por un lado, existe una conexión directa con la red (en realidad se implementa por medio de un transformador) y, por otro, posee un convertidor que actúa sobre el rotor bobinado con el fin de otorgarle controlabilidad al generador. Normalmente, hasta un 30 % de la energía generada pasa por el convertidor.

Finalmente, se cuenta con la topología *full-converter*, en la cual toda la potencia generada pasa a través del convertidor antes de ser incorporada al sistema de transporte. Esta topología se muestra en forma esquemática en la Fig. 3.

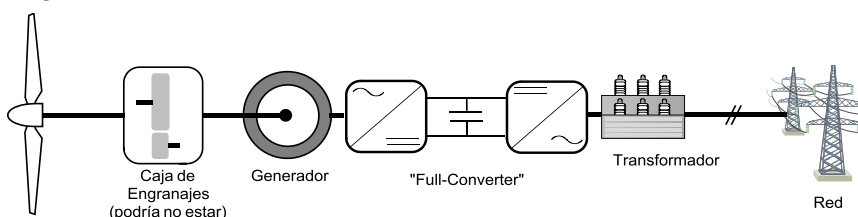


Fig. 3. Topología *full-converter*.

En términos de emisión de perturbaciones, en la topología *full-converter* podría esperarse una baja emisión de *flicker*, ya que las variaciones en la potencia generada debido a fluctuaciones en el viento resultan enmascaradas al quedar completamente desacoplados sendos sistemas de CA por medio del bus de CC. Asimismo, de la topología DFIG podría esperarse un resultado similar, aunque en menor escala.

Por otro lado, el empleo de convertidores electrónicos genera una nueva fuente de perturbaciones que son justamente las armónicas. Particularmente en el *full-converter*, puesto que toda la potencia generada pasa por el convertidor que presenta un comportamiento alineal, sería esperable un elevado nivel de emisión. Es por ello que normalmente los generadores que poseen este tipo de convertidores cuentan con el correspondiente filtro de armónicas.

3 MARCO REGULATORIO. CALIDAD DEL SERVICIO Y ENERGÍA EÓLICA

Desde el punto de vista regulatorio, en Argentina existen reglas para el control de ambos tipos de perturbaciones – esto es armónicas y *flicker* – tanto en Transmisión como en Distribución de la energía eléctrica. En este sentido, la Res. 184/00 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) establece el procedimiento para medir las perturbaciones en la tensión provista por las empresas prestatarias del servicio eléctrico. Sumado a ello, en la Res. 99/1997 se dan las pautas para el control de las perturbaciones emitidas por los propios usuarios de energía eléctrica.

Por otro lado, en el Anexo 40 de “Los Procedimientos de la Secretaría de Energía (SE)” se detallan los requerimientos que deben cumplir los generadores eólicos para incorporarse al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Particularmente, en uno de los incisos el documento menciona a la Calidad del Servicio Eléctrico, donde lo único que se indica es “*los aerogeneradores deberán cumplir, en lo que respecta a inyección de armónicas, flicker, etc. con la Norma IEC 61400-21*”.

La Norma IEC 61400-21 es un documento relativamente complejo desde un punto de vista técnico, y contempla cómo deben proceder los fabricantes de aerogeneradores para determinar los niveles de armónicas y *flicker* por éstos emitidos. Indica con rigurosidad cómo determinar la emisión de un único aerogenerador y, a partir de ello, sugiere cómo “estimar” los correspondientes niveles de emisión de un Parque compuesto por N aerogeneradores de ese modelo particular.

En países de la región con marcado crecimiento del empleo del recurso eólico (Brasil por ejemplo) se requieren estudios previos y mediciones de campo para determinar la emisión de perturbaciones, a fin de habilitar un nuevo parque. Además, una vez que el parque se encuentra operando, si se presentan niveles de armónicas o de *flicker* por encima de lo establecido en la normativa se aplican severas sanciones económicas.

4 MEDICIONES REALIZADAS

4.1 Sistema de medición empleado

Con el objeto de conocer los niveles reales de perturbaciones emitidas por los Parques Eólicos recientemente construidos, se llevaron a cabo mediciones de campo exploratorias – en forma independiente a los operadores de los parques – en inmediaciones de tales instalaciones. Para ello, las perturbaciones en la tensión fueron medidas por medio de un sensor de campo eléctrico (SCE), mientras que las perturbaciones en la corriente se midieron a través de un sensor de campo magnético (SCM); esto es, no se efectuó ningún tipo de vinculación galvánica con el sistema. El SCE es un desarrollo propio del IITREE FI-UNLP, mientras que el SCM es un dispositivo de tipo comercial.

Sendos sensores fueron colocados directamente debajo de las Líneas de Alta Tensión que emergen de las Estaciones Transformadoras vinculadas a los Parques, y las correspondientes señales de salida fueron ingresadas a un equipo registrador de Calidad del Servicio Eléctrico normalizado. En la Fig. 4 se muestran un par de fotografías tomadas durante la realización de los registros. A la izquierda se presenta el SCE montado sobre el techo de un vehículo (de fondo se observa uno de los parques), y a la derecha se hace lo propio con el SCM ubicado sobre el suelo.

Además de las mediciones de armónicas y *flicker*, realizadas por medio del procedimiento descripto, se consideró pertinente contar con información de los despachos de sendos parques, en términos de potencia activa y reactiva, como así también de registros de los vientos a la altura del rotor durante los períodos de registro. En tal sentido, se solicitó dicha información a CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima).

Los parques medidos fueron el Parque Eólico Rawson (PER) y el Parque Eólico Loma Blanca (PELB), y las mediciones se realizaron durante los días 3 y 4 de diciembre de 2013.



Fig. 4. Sensores de Campo Eléctrico (izquierda) y de Campo Magnético (derecha).

4.2 Mediciones realizadas en Parque Eólico Rawson (PER)

4.2.1 Descripción del Parque

El Parque Eólico Rawson (PER) se encuentra ubicado sobre la Ruta provincial 1 a 5 km al sur de Rawson, en la provincia de Chubut. Éste cuenta con una capacidad de generación de 77,4 MW.

El diagrama unifilar simplificado del PER se muestra en la Fig. 5. Como puede observarse, el parque cuenta con dos sectores, llamados PER I y PER II. El primero de ellos fue inaugurado en septiembre de 2011 y cuenta con 27 aerogeneradores de 1,8 MW; mientras que el segundo comenzó a operar en enero de 2012, y posee 16 aerogeneradores de la misma potencia. Ambos sectores se conectan al sistema de transmisión argentino en 132 kV, vía un tramo de línea de 6 km.

En la Tabla I se detallan las características técnicas de los aerogeneradores instalados en el PER.

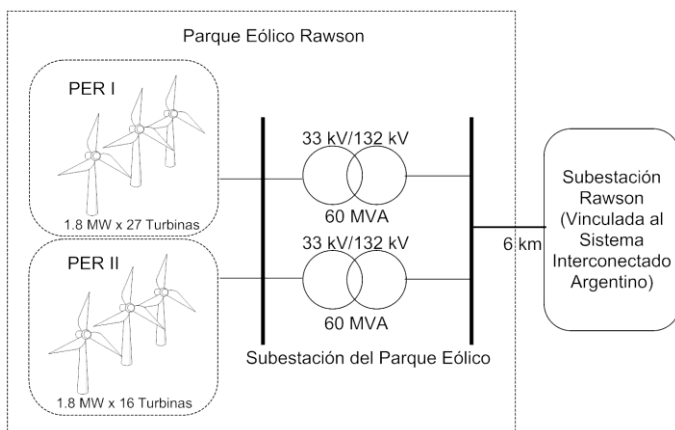


Fig. 5. Diagrama unifilar simplificado del PER.

Tabla I. Características de los aerogeneradores del PER.

Fabricante	Vestas
Modelo	V90-1.8/2.0 MW GridStreamer™
Potencia Nominal	1.8 MW
Tipo de Generador / Convertidor	Generador de Imán Permanente / Full Scale Converter
Diámetro de Rotor	90 m
Velocidad de Viento Nominal	13 m/s

4.2.1 Medición de la velocidad del viento

En la Fig. 6 se presenta un perfil de la velocidad del viento medida en el PER durante los días de registro. En el mismo se observa una importante componente aleatoria.

Asimismo, en la Fig. 7 se muestra la probabilidad relativa de ocurrencia de la velocidad del viento, entre 3 m/s y 21 m/s, para las distintas clases. Como era de esperar, el histograma obtenido se asemeja a la distribución de *Weibull*, la que caracteriza el comportamiento aleatorio de esta variable. El valor medio registrado fue 11,5 m/s.

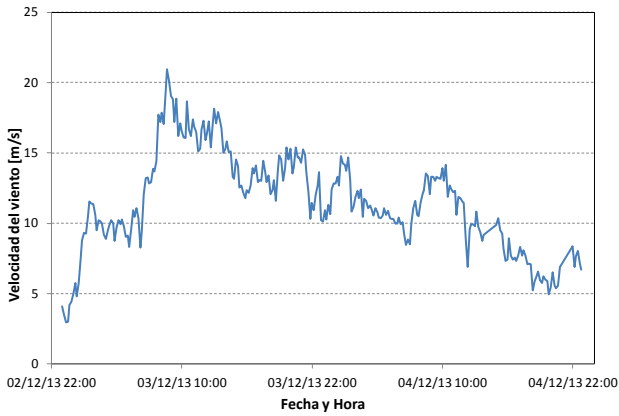


Fig. 6. Perfil de medición de viento.

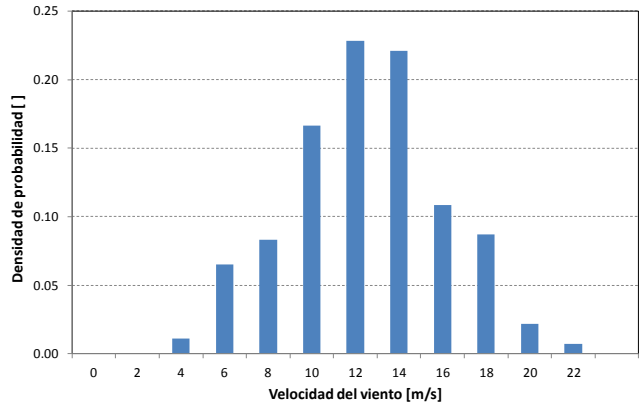


Fig. 7. Distribución del viento.

4.2.2 Presentación de resultados de armónicas y flicker

Los registros de armónicas y flicker en el PER se llevaron a cabo en tres períodos distintos, durante los días 3 y 4 de diciembre de 2013. Cada período duró aproximadamente 2 horas. Los mismos se han denominado, MPER1, MPER2, y MPER3, respectivamente.

En las Fig. 8-a, 8-b y 8-c se muestran las armónicas tanto en la tensión como en la corriente, la potencia activa generada por la totalidad del parque (negro), la velocidad del viento a la altura del eje (azul), y el flicker, para los tres períodos mencionados.

En lo que respecta a la potencia activa, se vislumbra que durante ciertos pasajes de los registros ésta se encontró cercana a la nominal del parque. Asimismo, se presentan períodos con potencias por debajo de la nominal, lo que seguramente se haya debido a exigencias de despacho por parte del operador del sistema eléctrico.

En cuanto al flicker, lo que se ha graficado es el Pst, el cual es justamente el índice que se emplea para evaluar el nivel de esta perturbación presente en la tensión. El valor máximo tolerado, de acuerdo a los estándares internacionales y a la normativa nacional, es $Pst=1$. De acuerdo a lo observado en los tres pasajes, el valor de Pst medido siempre se encontró por debajo de 1. Como observación adicional, se destaca que los valores más elevados de flicker se dieron durante el período 1, esto es, junto a la presencia de valores de viento por encima de su valor nominal.

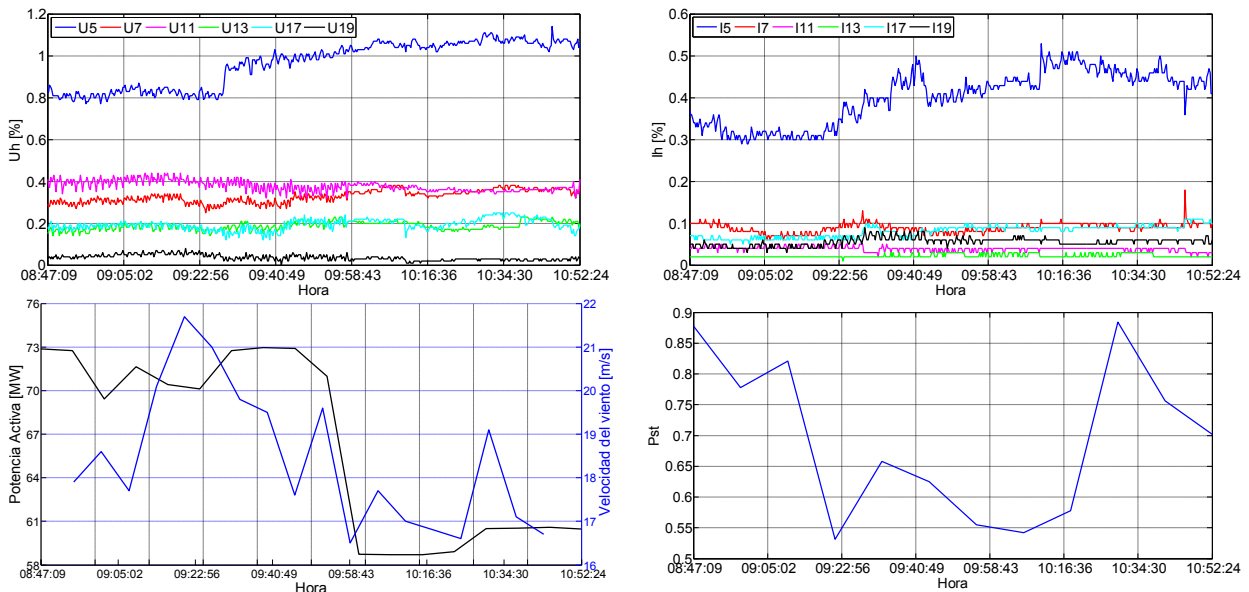


Fig. 8-a. MPER1: Tensiones y corrientes armónicas, potencia, velocidad del viento y flicker.

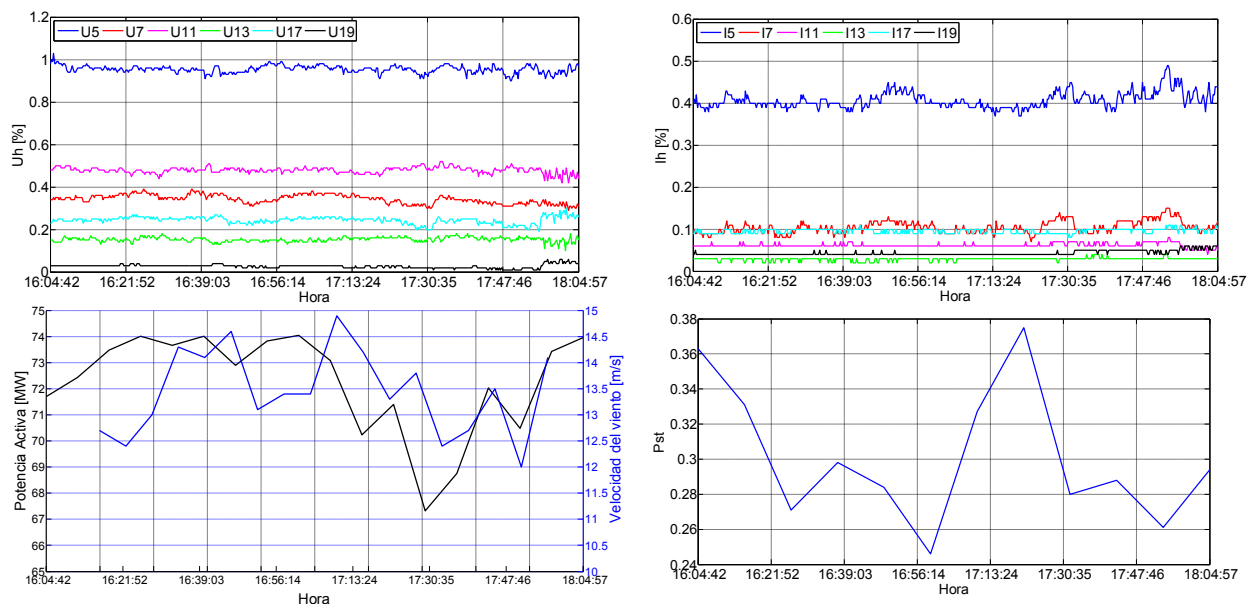


Fig. 8-b. MPER2: Tensiones y corrientes armónicas, potencia, velocidad del viento y flicker.

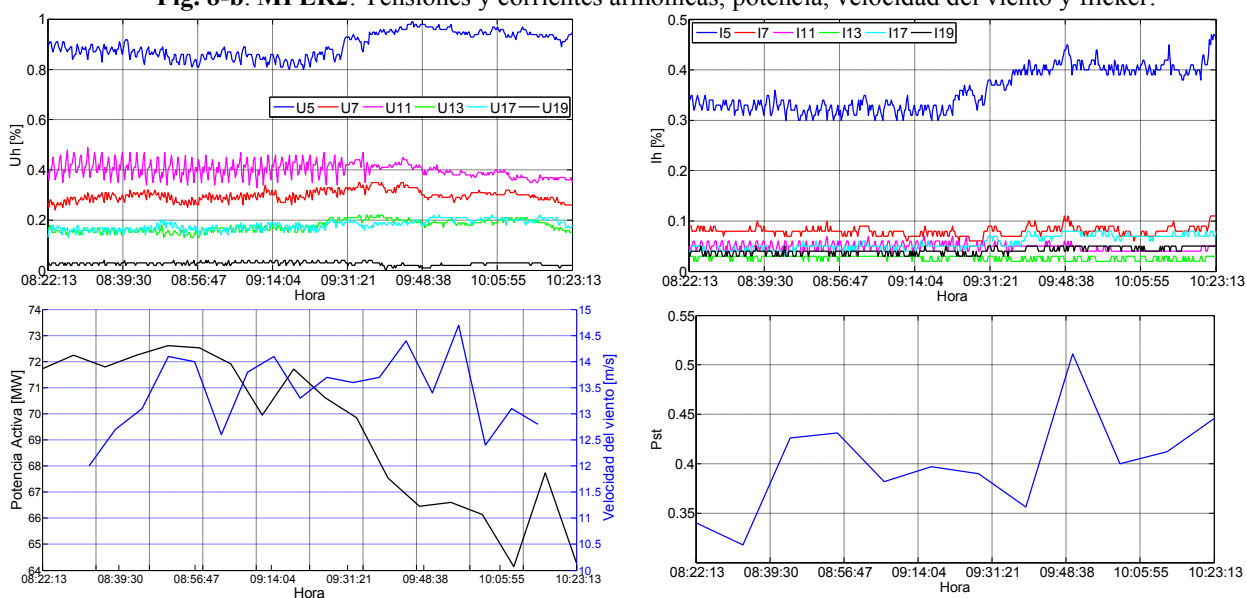


Fig. 8-c. MPER3: Tensiones y corrientes armónicas, potencia, velocidad del viento y flicker.

Respecto a las armónicas, tanto para tensión como para corriente, los niveles resultaron del mismo orden durante los tres períodos de registro. Adicionalmente, la armónica que presentó valores más elevados fue la 5^a. No se observa correlación entre los niveles de armónicas y la velocidad el viento. En cuanto a la vinculación con la potencia, en el tercer período se presenta un leve incremento en el perfil de la 5^a armónica al disminuir la potencia generada.

A manera de resumen, en la Tabla III se muestran los valores medidos para ciertas componentes armónicas en la tensión (representados por su *Percentil95*) junto con los niveles de referencia, tanto los existentes en Argentina como aquellos de la IEEE. Los niveles medidos resultaron por debajo de los de referencia en todos los casos.

4.3 Mediciones realizadas en Parque Eólico Loma Blanca (PELB)

4.3.1 Descripción del Parque

El Parque Eólico Loma Blanca está ubicado al norte de la localidad de Trelew, en la provincia de Chubut, a ambos lados de la ruta nacional N° 3 entre Puerto Madryn y propiamente Trelew.

El proyecto completo del PELB se compone de cuatro etapas (PELB I, II, III y IV). Al momento de realizar las mediciones, sólo la etapa IV había sido concluida. Esta etapa comenzó a operar en agosto de 2013 y cada módulo es capaz de generar 50 MW.

En la Fig. 9 se muestra un esquema simplificado del Parque, según el estado en el que se hicieron las mediciones; es decir sólo con la etapa IV operando. Ésta consta de 17 aerogeneradores de 3 MW cada uno. También se conecta al sistema argentino en 132 kV, por medio de una línea de unos 45 km.

En la Tabla II se brindan las principales características de los aerogeneradores empleados en el PELB.

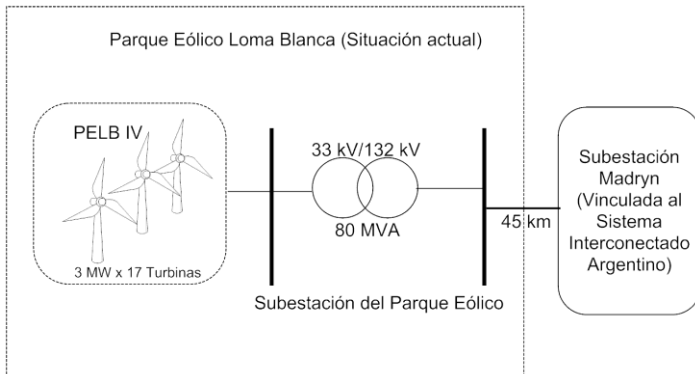


Fig. 9. Diagrama Unifilar del PELB (situación actual).

Tabla II. Características de los aerogeneradores del PELB.

Fabricante	Alstom
Modelo	Eco 100
Potencia Nominal	3.0 MW
Tipo de Generador / Convertidor	Generador Asíncrono / DFIG (Doubly-Fed Induction Generator)
Diámetro de Rotor	100 m
Velocidad de Viento Nominal	12 m/s

4.3.2 Presentación de resultados de armónicas y flicker

A diferencia del PER, en este caso no fue posible obtener registros de vientos. La razón de ello es que los registros de perturbaciones se realizaron a sólo cuatro meses de la puesta en servicio de la planta, por lo que CAMMESA no contaba aún con la posibilidad de recibir en forma remota ni la potencia generada ni el viento en cada aerogenerador. Lo que sí fue posible obtener son los registros de potencia activa y reactiva de la totalidad del parque.

Tal como en el PER las mediciones se efectuaron en tres períodos de registro – de dos horas cada uno – entre los días 3 y 4 de diciembre de 2013.

En las Fig. 10-a, 10-b y 10-c se muestran los perfiles de armónicas en tensión y corriente, las potencias activa (negro) y reactiva (azul), y el flicker para los tres períodos medidos. Durante los registros, la potencia activa alcanzó niveles de hasta 40 MW.

Con respecto al flicker, en ningún caso se presentaron niveles de Pst por encima de la unidad.

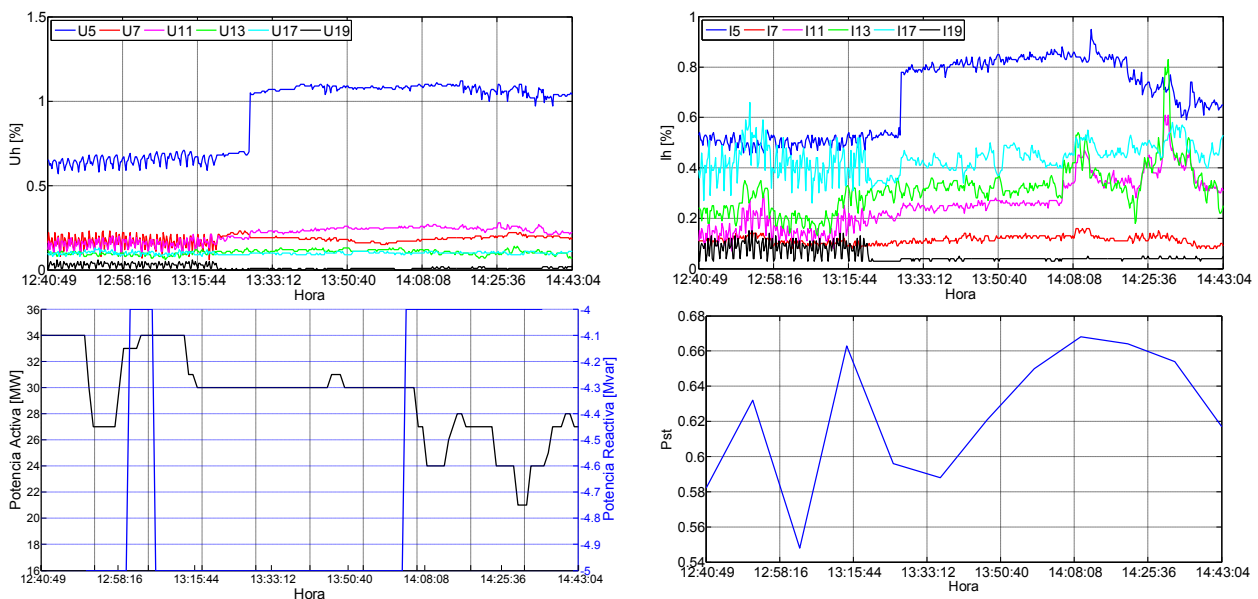


Fig. 10-a. MPELB1: Tensiones y corrientes armónicas, potencias activa y reactiva, y flicker.

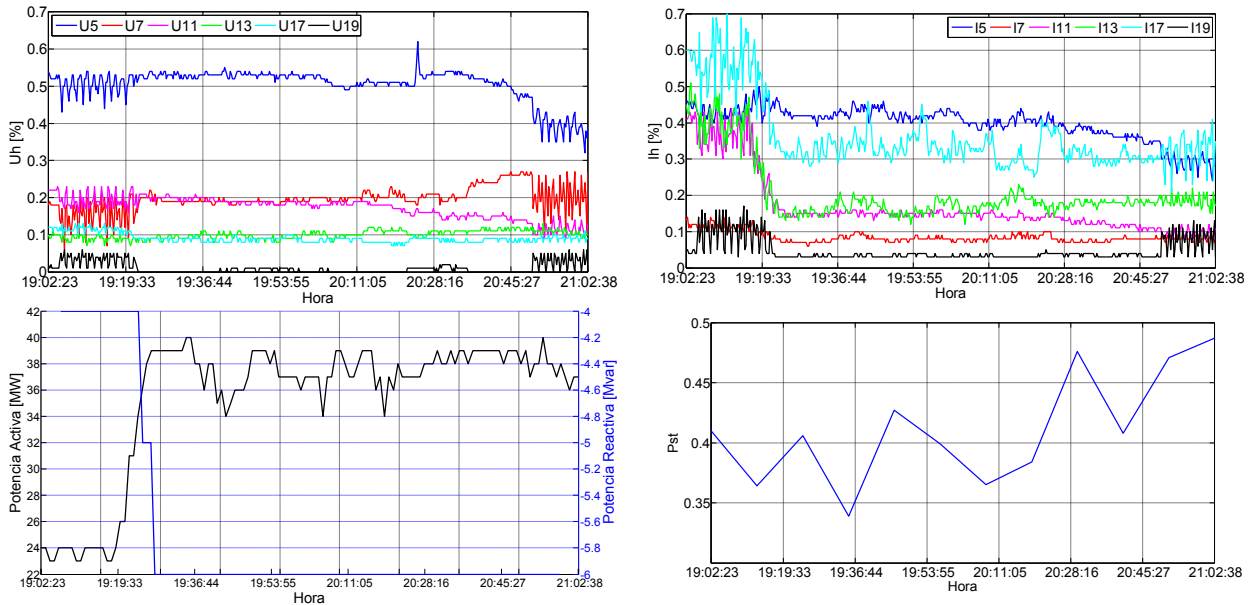


Fig. 10-b. MPELB2: Tensiones y corrientes armónicas, potencias activa y reactiva, y flicker.

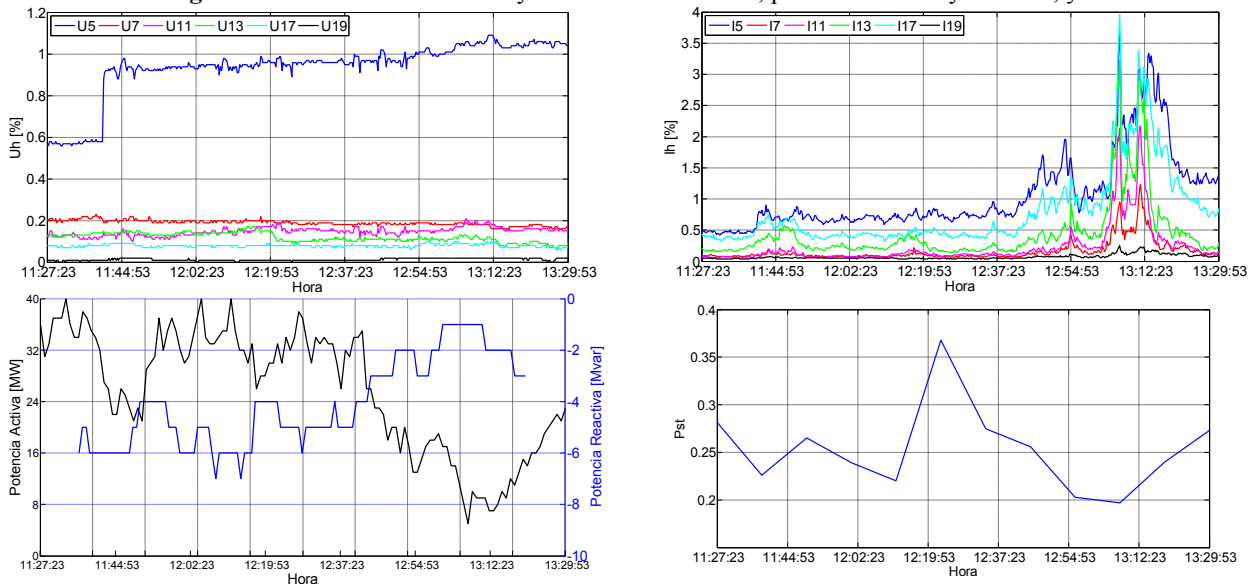


Fig. 10-c. MPELB3: Tensiones y corrientes armónicas, potencias activa y reactiva, y flicker.

En cuanto a armónicas, en los perfiles de MPELB1 y MPELB3 se presenta un súbito aumento en la 5ª armónica (tanto en tensión como en corriente). De hecho, el perfil de tal armónica creció al doble del nivel que presentaba. Sin embargo, en tal instante no se observa ningún cambio en los perfiles de potencia.

Otro hecho para destacar es el apreciable aumento de las armónicas en la corriente hacia el final del tercer período de medición. Al correlacionar esto con el perfil de potencia activa, se vislumbra que durante tal porción del registro, la misma cae a valores tan bajos como 6 MW. Naturalmente, para generar valores tan bajos de potencia, sólo algunos aerogeneradores deben haber estado funcionando y seguramente con una potencia marcadamente por debajo de su valor nominal, lo cual podría redundar en una condición de elevada emisión de armónicas.

Por último, en la Tabla III se comparan los valores de armónicas medidos en la tensión – sólo para algunas componentes – con los de referencia. No se observaron transgresiones de tales niveles.

Tabla III. Comparación de los valores medidos en la tensión con los de referencia.

Valores P95	U ₅	U ₇	U ₁₁	U ₁₃	U ₁₇	U ₁₉
Parque Eólico Rawson	1.07	0.37	0.49	0.21	0.26	0.05
Parque Eólico Loma Blanca	1.09	0.23	0.25	0.14	0.11	0.04
Niveles de referencia Argentina	2.00	2.00	1.50	1.50	1.00	1.00
IEEE Std 519-1992	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50

5 CONCLUSIONES

- El recurso eólico se encuentra en etapa de expansión y se espera que crezca abruptamente en los próximos años dentro de la matriz energética argentina. Existe un elevado potencial para tal recurso energético.
- Esto representa un cambio significativo en términos ambientales.
- Sin embargo, la regulación acerca de la integración de grandes parques eólicos al sistema de potencia es particularmente superficial en materia de Calidad del Servicio Eléctrico.
- La autoridad de control debería exigir a los operadores de los parques que se lleven a cabo estudios preliminares a los efectos de predecir el impacto que el parque tendrá sobre la red.
- Adicionalmente, una vez que el mismo se encuentre en condiciones de operar deberían realizarse mediciones de armónicas y *flicker* normalizadas en el Punto de Acoplamiento Común.
- Se realizaron una serie de mediciones cortas y exploratorias, por medio de la utilización de sensores de campo eléctrico y magnético, con el objeto de evaluar el impacto de dos grandes parques eólicos en la calidad de la onda de tensión.
- Los dos parques evaluados contaban con convertidores electrónicos. Uno de ellos era del *tipo full-converter*, mientras que el restante era del tipo DFIG.
- Los valores de perturbaciones encontrados en la onda de tensión se encontraron por debajo de lo establecido en estándares internacionales y nacionales.
- Esto podría deberse a que durante los períodos de medición la emisión armónica de sendos parques no resultó de gran magnitud, o bien que en ambos puntos de acoplamiento la red sea lo suficientemente potente como para poder “absorber” tales perturbaciones.

6 AGADECIMIENTOS

Los autores agradecen al personal de CAMMESA por la información brindada sobre las velocidades de viento en la zona y el estado de despacho de ambos Parques Eólicos.

7 REFERENCIAS

- [1] J.L. Agüero, P. Issouribehere, D. Esteban, F. Issouribehere, G. Barbera, H.G. Mayer. “*Impact of large wind farms on Power Quality. First experiences gained in the Argentinian Power System*”. Paper C4-102. Conseil International des Grands Réseaux Electriques (CIGRÉ). 2014 Paris Session. Paris, France. 24 - 29 August, 2014.
- [2] P. Issouribehere, D. Esteban, F. Issouribehere, G. Barbera. “*Measurements of disturbances produced by power electronic devices on EHV overhead lines using Electric Field Sensors*”. Paper C4-104. Conseil International des Grands Réseaux Electriques (CIGRÉ). 2012 Paris Session. Paris, France. 26 - 31 August, 2012.
- [3] IEC 61400-21. “*Wind turbine generator systems – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*”.
- [4] “*Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*”. Submódulo 3.6. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Brazil.
- [5] IEC 61000-4-15. “*Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-15: Testing and measurement techniques - Flickermeter - Functional and design specifications*”.
- [6] Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). “*Anexo a la Resolución ENRE 184/00. Base Metodológica para el Control de la Calidad del Producto Técnico. Etapa 2*”. 2000.
- [7] IEEE Std 519-1992. “*Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*”.