

**EFFECTO DE LA INTEGRACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN LA CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO**

Sesión Técnica	5 – Calidad del Servicio y del Producto en Distribución
Tema Preferencial	Calidad del Producto. Aspectos técnicos de la calidad del producto: armónicos, flicker, desbalances, huecos de tensión. Análisis, predicción y medición
Autor/es	MAG. ING. GUSTAVO BARBERA <sup>1</sup> MAG. ING. FERNANDO ISSOURIBEHÉ <sup>1</sup> ING. H. GASTÓN MAYER <sup>1</sup> MAG. ING. ANDRÉS CARDOZO <sup>2</sup> DR. ING. MARIO VIGNOLO <sup>2</sup>
Empresa o entidad	<sup>1</sup> IITREE-FI UNLP <sup>2</sup> IIE-FING-UDELAR
Cargo	Profesor / Investigador
<b>DATOS DE LA EMPRESA U ORGANIZACION</b>	
Dirección	<sup>1</sup> 48 y 116
Localidad	<sup>1</sup> La Plata
País	<sup>1</sup> Argentina
Código Postal	<sup>1</sup> B1900AMF
Teléfono	<sup>1</sup> +54-221 4236695
Fax	
E-Mail	<sup>1</sup> gbarbera@iitree-unlp.org.ar
Dirección	<sup>2</sup> Julio Herrera y Reissig 565
Localidad	<sup>2</sup> Montevideo
País	<sup>2</sup> Uruguay
Código Postal	<sup>2</sup> 11.300
Teléfono	<sup>2</sup> +598-27110698
Fax	
E-Mail	<sup>2</sup> acardozo@fing.edu.uy

## **RESUMEN**

En la actualidad, en la Región, se observa un crecimiento sostenido de la inserción de fuentes de energía renovable en los sistemas eléctricos. Entre dichas fuentes se encuentran: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica y biomasa. Naturalmente, el disparador de tal iniciativa ha sido fortalecer el cuidado del medioambiente, habida cuenta que su inclusión implica, en términos globales, una reducción sustancial de la emisión de gases de efecto invernadero.

En este contexto, la República Oriental del Uruguay ha sido un caso paradigmático en la Región, puesto que en la última década se han implementado políticas de eficiencia energética y promoción del uso de fuentes de energía renovable no convencional, a través de un decreto gubernamental. Como resultado de ello, a fin de 2016 la matriz energética de dicho país contaba con 31 % proveniente de generación eólica y 2 % de solar fotovoltaica. Asimismo, si bien en Argentina la utilización de este tipo de fuentes de energía no ha alcanzado los niveles deseados, en la actualidad hay señales claras que permiten vislumbrar que la situación se revierta en el corto y mediano plazo.

Dos de las fuentes de energía renovable más utilizadas en la actualidad son la eólica y la solar fotovoltaica. En sendos casos, para integrar los generadores al sistema es necesaria la incorporación de convertidores electrónicos. Debido a características inherentes a su propio funcionamiento, estos dispositivos pueden emitir perturbaciones hacia la red a la que se encuentran conectados, afectando la Calidad del Producto Técnico en el Punto de Acoplamiento Común (PAC).

En el presente trabajo se muestran mediciones de campo realizadas en generadores fotovoltaicos y eólicos, en Argentina y Uruguay, respectivamente.

Tales mediciones, las que han sido realizadas conforme a lo exigido en las Normas IEC [1], incluyen registros de armónicas y flicker. Los resultados son comparados con los niveles exigidos para el Producto Técnico en las Normas internacionales sobre la temática.

Por otro lado, se analiza la emisión de perturbaciones de este tipo de generadores en distintas condiciones operativas. En el caso particular de armónicas en aerogeneradores se hace especial hincapié en el efecto que posee la topología interna de un parque en los respectivos niveles de emisión, situación que no es contemplada en la Norma IEC 61400-21 [2].

Finalmente, se concluye acerca de viabilidad de la integración al sistema de este tipo de fuentes de energía, particularmente en términos de su efecto sobre la Calidad del Producto Técnico.

## **INTRODUCCIÓN**

A continuación se presentarán resultados de simulaciones y mediciones de campo, tanto en un Parque Eólico como en un Generador Solar Fotovoltaico. En sendos casos los estudios se encuadraron en proyectos de investigación.

Se abordará primero el caso del Parque Eólico, y luego se presentarán los resultados del Generador Fotovoltaico.

## **PARQUE EÓLICO**

Dentro del marco del Proyecto de investigación "Evaluación del impacto en la Calidad de Servicio de generación eólica de gran escala", financiado con fondos de la ANII (Agencia Nacional de Investigación e Innovación) de Uruguay, se llevó a cabo un estudio de las perturbaciones – principalmente armónicas y flicker – emitidas por un Parque Eólico emplazado en el departamento de Florida, el cual se encuentra situado a unos 100 km de Montevideo. Dicho estudio incluyó tanto simulaciones como mediciones en campo.

### **Descripción del Parque**

En la Fig. 1 se presenta un diagrama unifilar simplificado del Parque. Como puede apreciarse, éste cuenta con una barra interna de 31,5 kV, a la cual arriba la potencia provista por los aerogeneradores, y se vincula al sistema de potencia en 150 kV.

Los aerogeneradores entregan una tensión de 660 V, por lo que cada uno de ellos cuenta con su propio transformador 0,66 / 31,5 kV. Asimismo, posee un único transformador 31,5 / 150 kV a fin de obtener la tensión requerida para vincularse al sistema.

Cuenta con un total de 21 aerogeneradores, los se encuentran dispuestos en tres grupos (llamados 1, 2 y 3 en el gráfico) de 7 de ellos cada uno, vinculados entre sí "en guirnalda". Cada uno de ellos posee una potencia nominal

$P_n = 2,4 \text{ MW}$ , por lo que la potencia instalada alcanza los 50 MW. Éstos son del tipo **DFIG** (*Doubly-Fed Induction Generator*), cuya topología general se muestra en la Fig. 2 [3].

Como puede verse en esta figura, la vinculación con el sistema se hace a través de dos vías: por un lado, existe una conexión directa (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. Aproximadamente un 30 % de la potencia generada pasa a través de este convertidor.

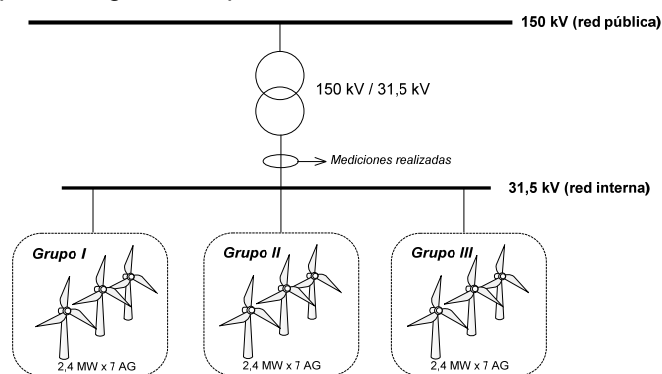


Fig. 1. Diagrama unifilar simplificado del Parque.

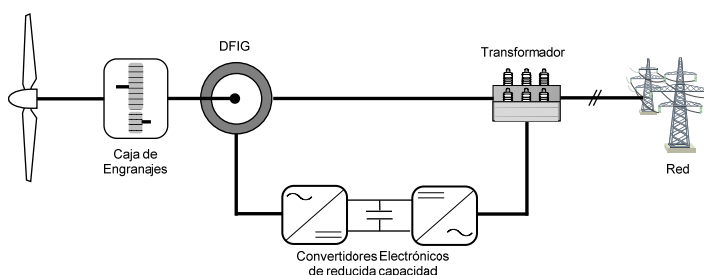


Fig. 2. Topología de la configuración DFIG.

### Caracterización del Parque

El primer objetivo del trabajo fue caracterizar el funcionamiento de los aerogeneradores en términos de su operación. Para ello se procuró emular la curva Potencia (mecánica) en función de la Velocidad del Viento, empleada generalmente dicha caracterización [3]. En la Fig. 3 aparece esta curva en forma genérica.

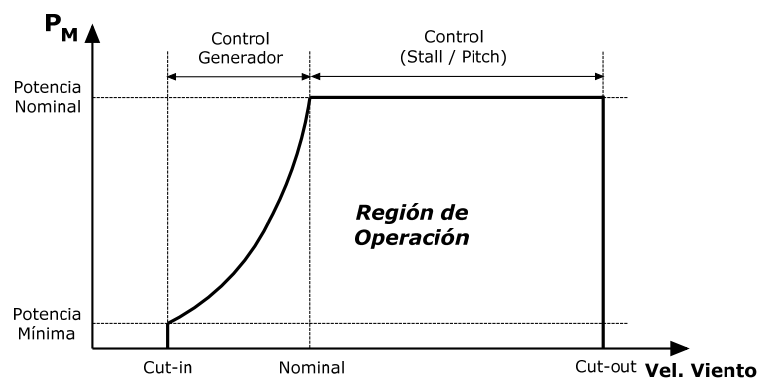


Fig. 3. Curva Potencia vs. Vel. del Viento genérica para un aerogenerador.

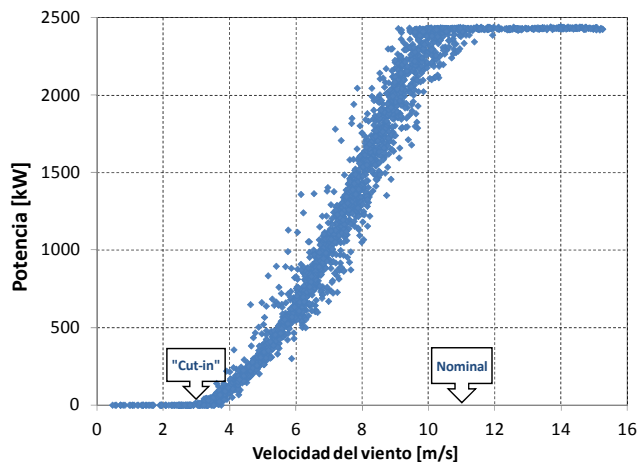


Fig. 4. Correlación entre Velocidad del viento y Potencia eléctrica, correspondiente a un aerogenerador.

En tal curva se distinguen ciertos puntos característicos. En cuanto a velocidades del viento, se observan "Cut-in", Nominal y "Cut-out". "Cut-in" representa la velocidad a la cual la turbina comienza a operar y entregar potencia, la Nominal es la velocidad a la cual el sistema produce la potencia nominal, y finalmente "Cut-out" es la máxima velocidad a la cual la turbina puede operar, a fin de prevenir eventuales daños de la misma.

En cuanto al eje de ordenadas, el aerogenerador comienza a entregar potencia desde la Potencia Mínima. Desde allí, la potencia capturada por la palas sigue una función cúbica de la velocidad del viento hasta alcanzar la Potencia Nominal. Luego de ello, se realiza un control aerodinámico de la potencia con el objetivo de mantenerla en su valor nominal. De este modo se genera una superficie que representa la Región de Operación de la turbina.

Por medio de registros de campo de Potencia (eléctrica) y de velocidad de viento, se obtuvo la correspondiente curva para distintos aerogeneradores. A manera de ejemplo, en la Fig. 4 se muestra lo obtenido para uno de ellos.

En el gráfico es posible situar algunos de los puntos característicos previamente descriptos. Según el fabricante de la turbina, su velocidad de viento de “Cut-in” es de 3 m/s, la nominal es de 11 m/s y la de “Cut-out” de 20 m/s. Las dos primeras pueden ubicarse en la gráfica, del mismo modo que su potencia nominal de 2,4 MW. Durante el período de medición no se alcanzó la velocidad de viento de “Cut-out”.

### Mediciones de Armónicas

La Norma IEC 61400-21 propone metodologías para estimar emisiones de perturbaciones (armónicas y flicker) por parte de Parques Eólicos, a partir de datos de ensayos de tipo normalizados de las máquinas que componen el Parque, y de datos mínimos de la red a la que éste se conectará. Como parte de estas metodologías propone un método de agregación de las perturbaciones provocadas por los distintos aerogeneradores individuales.

Si bien dicha Norma constituye una referencia internacional en la temática, particularmente en lo que concierne a armónicas, en ciertos estudios se han reportado diferencias importantes entre los resultados de las predicciones de la Norma y las mediciones de campo. Una de las razones que explican esta diferencia, es que la Norma no contempla la topología interna del Parque.

La Norma, en primera instancia, indica cómo determinar la emisión de armónicas y de flicker de un único aerogenerador. Para ello de pautas de cómo realizar el ensayo de emisión.

Para el caso particular de armónicas, el único abordado en el trabajo, deben evaluarse el THD y las armónicas hasta la 50ª. Estos ensayos deben repetirse para 11 escalones de la potencia nominal (0; 10% P<sub>n</sub>; 20% P<sub>n</sub>; .....; 100% P<sub>n</sub>).

Luego, propone un método sencillo de estimación de armónicas emitidas hacia el PAC, denominado Modelo A en el presente trabajo, el cual indica que si el Parque cuenta con N<sub>wt</sub> turbinas como la ensayada, la emisión será:

$$I_{h\Sigma} = \beta \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left( \frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^2}$$

Orden del armónico	$\beta$
$h < 5$	1,0
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2

Donde:

- n<sub>i</sub>: Relación del transformador iésima turbina.
- I<sub>h,i</sub>: Distorsión armónica de orden h de la i-ésima turbina eólica.
- β: Exponente de la tabla.

En la Fig. 5 se presenta el resultado de aplicar este concepto, comparado con mediciones de campo. De la gráfica se desprenden dos conceptos: por un lado, el modelo subestimó a las armónicas de frecuencias de valores intermedios (entre la 11ª y la 25ª). Por otro, el valor de 5ª armónica estimado resultó mucho menor que el medido. Naturalmente, esto último se debe al contenido de esta armónica preexistente en la red de suministro.

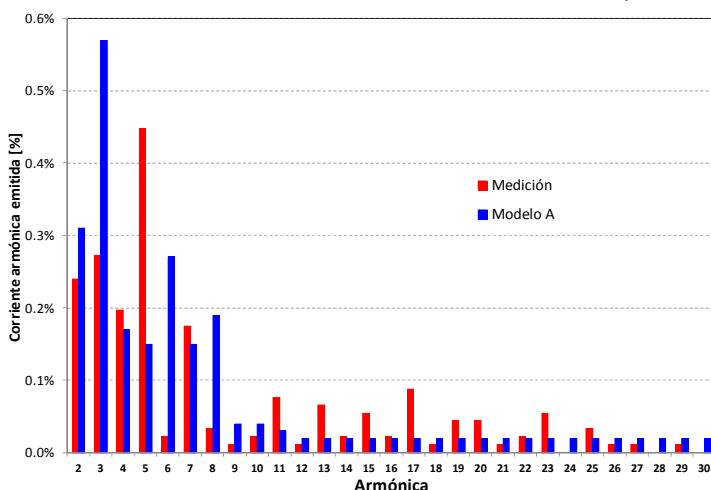


Fig. 5. Resultados del Modelo A.

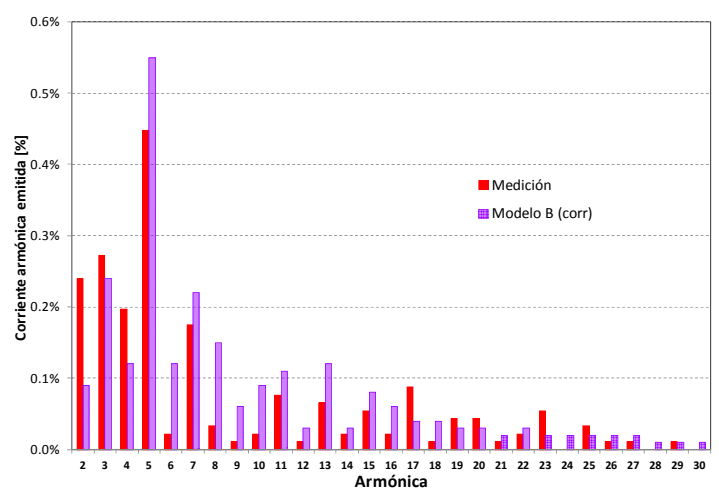


Fig. 6. Resultados del Modelo B.

Como se mencionó anteriormente, esta metodología propuesta por la Norma no contempla la topología de la red, esto es, longitudes y secciones de los cables que vinculan los aerogeneradores con la red de 31,5 kV, y características de los transformadores utilizados.

El Modelo B, tal como ha sido denominado en este trabajo, sí contempla el aporte de la red interna del Parque. Para llevarlo a cabo fue necesario implementar el modelo del Parque en un programa de simulación. En este caso particular se empleó el programa PowerFactory de DigSILENT.

La red eléctrica “aguas arriba” del PAC se modeló por su equivalente Thevenin. La red interna del Parque se modeló utilizando elementos definidos en la librería del programa (cables, transformadores; etc), personalizados para el caso bajo estudio.

Este programa realiza las correcciones por frecuencia en los modelos eléctricos de los componentes. Asimismo, la librería del programa contiene aerogeneradores, a los que se les pueden ingresar los resultados de los ensayos de emisión de la Norma IEC 61400-21. En ese sentido, se cargaron los datos provistos por el fabricante de los aerogeneradores utilizados en este Parque.

En este Modelo B, también se tuvo en cuenta el aporte de 5ª armónica preexistente en la red.

En la Fig. 6 se presenta el resultado de aplicar este concepto, comparado con mediciones de campo. Naturalmente, éste se comportó de mejor manera que el Modelo A en las frecuencias intermedias y en el contenido de 5ª armónica.

### Mediciones de Flicker

Se analizó también el comportamiento del Pst (indicador del flicker) en la tensión. Se comprobó que los valores P95 (Percentil 95) de este parámetro en las tres fases se encontraron por debajo de 0,6; cumpliendo así lo establecido en la normativa internacional, la que propone un máximo de 1.

Sin embargo, al observar en detalle el perfil temporal de dicho parámetro se vislumbró que contaba con un comportamiento particular (Fig. 7).

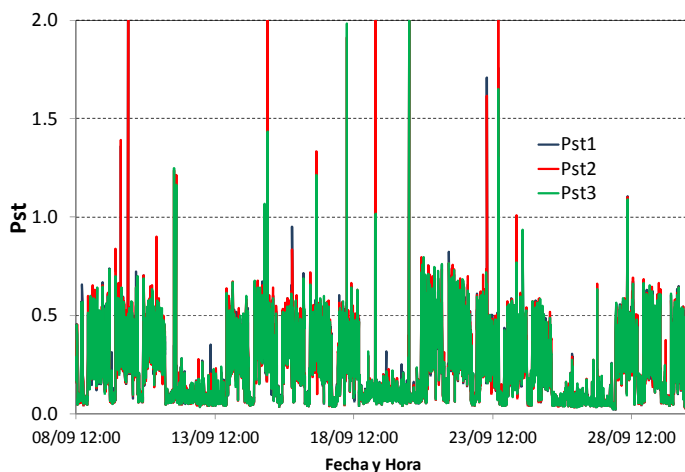


Fig. 7. Pst en la tensión, en barras de 31,5 kV.

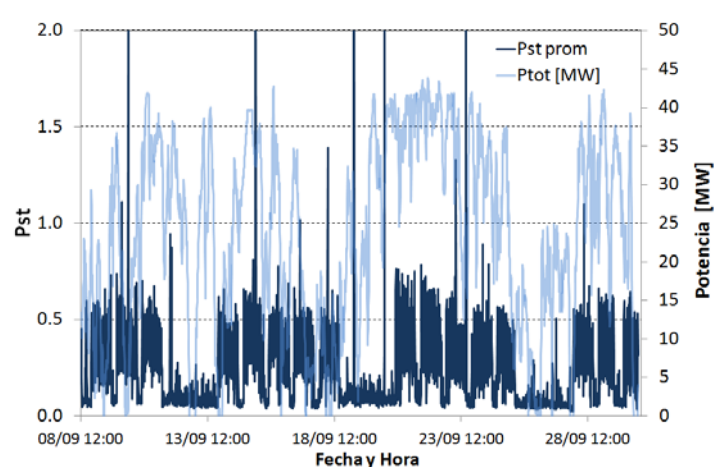


Fig. 8. Pst en la tensión (promedio de las tres fases) y potencia, en 31,5 kV.

Si bien el Pst no presentó valores realmente elevados, se evidenciaron dos “estados”: uno con valores prácticamente despreciables y otro con niveles claramente por encima de 0,5. Al ahondar en el análisis, se comprobó que tal comportamiento era del tipo sistemático. El estado con valores más elevados se presentó todos los días hábiles entre las 22:00 y las 17:00 del día siguiente, mientras que el estado con valores bajos se observó sólo los fines de semana y los días hábiles de 17:00 a 22:00.

Así, el próximo paso fue determinar si este comportamiento en el flicker podría atribuirse, o no, a la presencia del Parque. Para ello, se comparó instante a instante el nivel de flicker con la potencia generada por el Parque. En caso que esta perturbación fuera debida al Parque, sería esperable que el Pst aumente cuando la potencia generada haga lo propio.

De este modo, primero se compararon sendos perfiles temporales (Fig. 8). A simple vista, no se observa una correlación directa entre Pst en la tensión y potencia generada. Este concepto podría confirmarse implementando un gráfico de correlación, representando la potencia generada en el eje de abscisas, y el nivel de Pst en el de ordenadas. En caso se evidenciarse una correlación entre ambas variables, el resultado de ello sería prácticamente una recta. En cambio, si estas variables no estuvieran correlacionadas, se obtendría una nube de puntos.

El resultado de este análisis aparece en la Fig. 9. Al observar la nube obtenida, claramente no quedan dudas que se trata de la segunda de las hipótesis planteadas en el párrafo anterior.

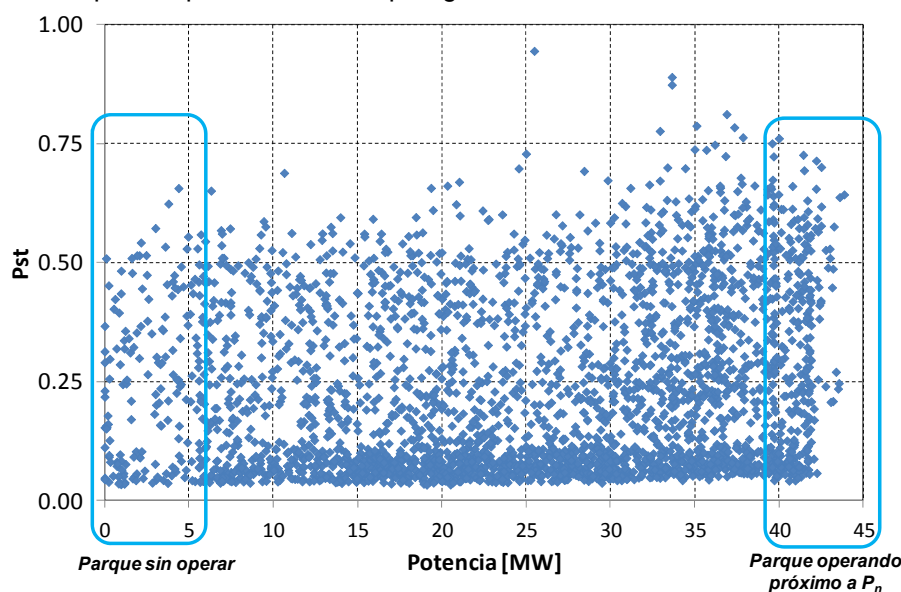


Fig. 9. Potencia vs. Pst en la tensión, en 31,5 kV.

Por lo tanto, se concluye que este particular perfil de flicker no fue debido al Parque, sino a un presunto usuario Perturbador (presumiblemente una industria que opera en los horarios con Pst más elevados) alimentada desde el nodo en cuestión. Existen diversas técnicas para detectar el origen de este tipo de perturbaciones [4].

### **GENERADOR FOTOVOLTAICO**

Dentro del marco de un proyecto de investigación, se instalaron paneles fotovoltaicos en el predio de la Facultad de Informática de la UNLP.

La energía por éste generada es inyectada a la red interna de la propia facultad, correspondiendo aproximadamente al 10 % de la total consumida por el establecimiento. La instalación se encuentra en funcionamiento desde el mes de diciembre del año 2013.

#### **Descripción del Generador**

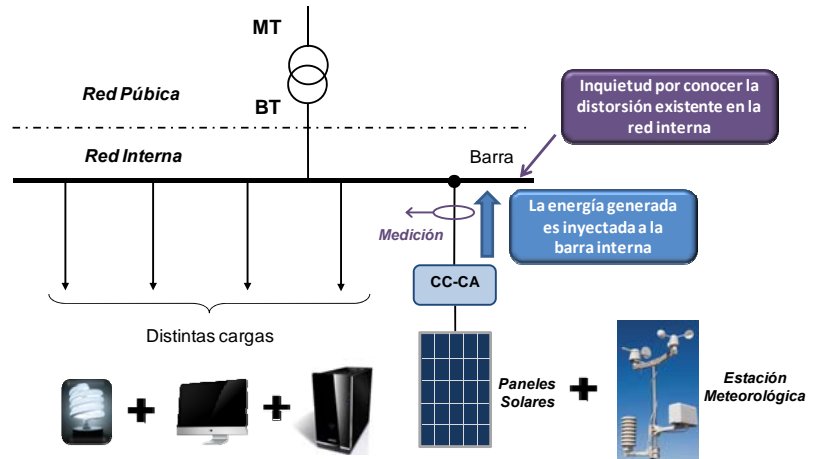
El arreglo consta de 72 módulos, de 1,7 metros de alto por 1 metro de ancho, de silicio mono-cristalino de origen italiano, conformados cada uno de ellos por 60 celdas. En total, los 72 módulos generan una potencia aproximada de 17 kWp (kilowatt pico). Cada uno produce 235 Wp, con una Tensión de Circuito Abierto de 33 V y una Corriente de Cortocircuito de 8,5 A, y se encuentran distribuidos en 6 ramas de 10 módulos y 1 rama de 12 (20 se encuentran conectados a la fase R, 20 a la fase S y 32 a la fase T). En la Fig. 10 se muestra una fotografía general de los paneles, instalados en la terraza de la Facultad.

#### **Topología de la red**

La Fig. 11 presenta un diagrama unifilar simplificado de la interconexión de los paneles fotovoltaicos con el convertidor, la red pública y el registrador de Calidad de Servicio (CS) colocado para realizar las mediciones. Las principales cargas del edificio son computadoras, servidores e iluminación del tipo fluorescente compacta.



**Fig. 10.** Fotografía de los paneles, en la terraza de la Facultad de Informática de la UNLP.

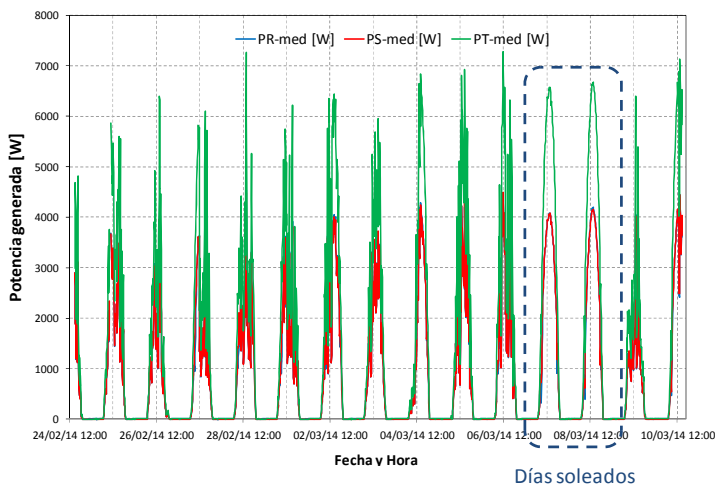


**Fig. 11.** Esquema del sistema eléctrico. Punto de conexión del equipo de medición de Calidad de Servicio.

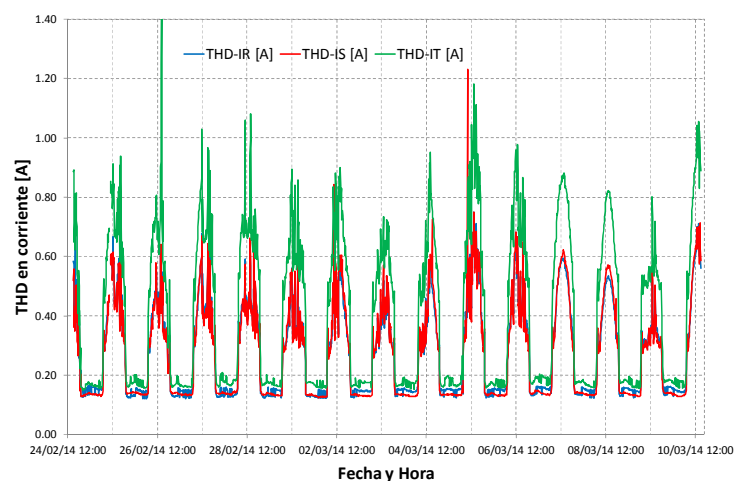
Como se aprecia en Fig. 11, el equipo registrador fue conectado a la salida de corriente alterna de cada fase, donde están conectados los convertidores. Se midieron las tensiones y corrientes de fase con sus respectivas componentes armónicas. Los valores de los parámetros medidos fueron registrados cada 10 minutos (medición normalizada según [1] para el registro de armónicas).

### Mediciones de Armónicas

En la Fig. 12 se muestran los registros obtenidos de potencia activa generada en cada una de las tres fases. Puede observarse que la fase T presenta valores algo mayores que las otras dos durante los períodos de funcionamiento del sistema de generación fotovoltaico. La razón de ello es que, tal como se dijo anteriormente, en dicha fase se encuentran conectados dos convertidores, uno de 4600 W y otro de 2800 W, mientras que en cada una de las otras dos fases sólo hay un convertidos de 4600 W.



**Fig. 12.** Medición de potencia activa.



**Fig. 13.** Medición de distorsión de corriente.

Se observa que la potencia generada los días recuadrados en línea punteada no presentó cambios "abruptos". Esto se debió a que ambos días fueron soleados, resultando así la radiación particularmente estable.

En cuanto a la evaluación de las armónicas emitidas por el generador fotovoltaico, se midió la Tasa de Distorsión Total, más conocida como THD por sus siglas en inglés (Total Harmonic Distortion).

En la Fig. 13 aparece el perfil de THD en la corriente, para las tres fases, expresado directamente en [A]. Como era de esperar, el contenido armónico inyectado en la barra interna de la red de baja tensión aumenta a medida que lo hace la potencia generada por los paneles fotovoltaicos.

Por otro lado, a fin de evaluar el impacto en la Calidad del Producto Técnico, la Fig. 14 muestra los valores de THD (relativos a la componente fundamental) registrados en la tensión, en cada una de las fases, durante el período de observación. Se ha destacado cuáles fueron días hábiles y cuáles feriados y fines de semana, habida cuenta que la carga presente en el establecimiento depende sensiblemente de qué tipo de día se trate.

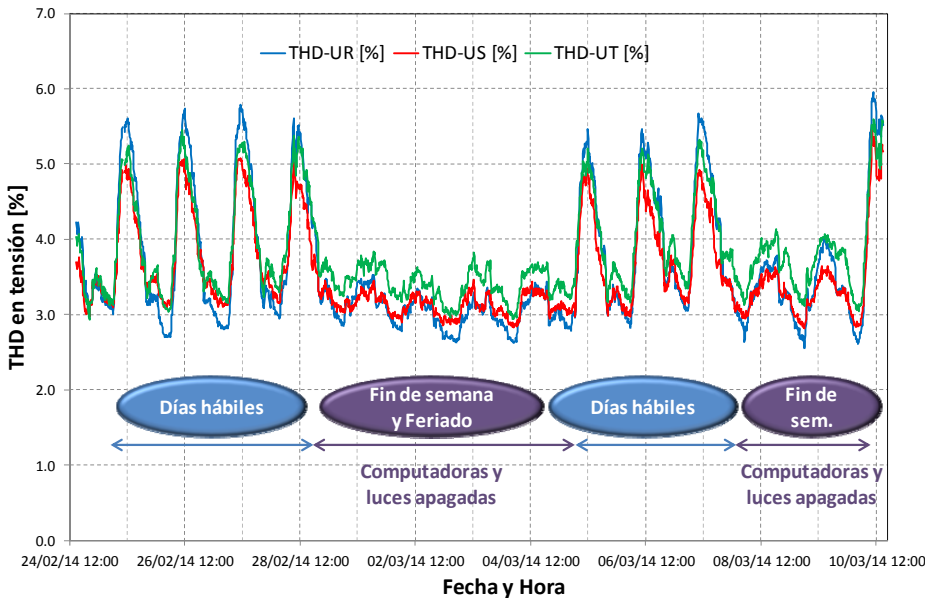


Fig. 14. Distorsión armónica total en la tensión. Fases R, S, T.

Se vislumbra que mientras la potencia generada por los paneles fue del mismo orden durante los días laborables y los fines de semana y feriados (Fig. 12), la distorsión armónica en la tensión se redujo sensiblemente durante estos últimos (Fig. 14).

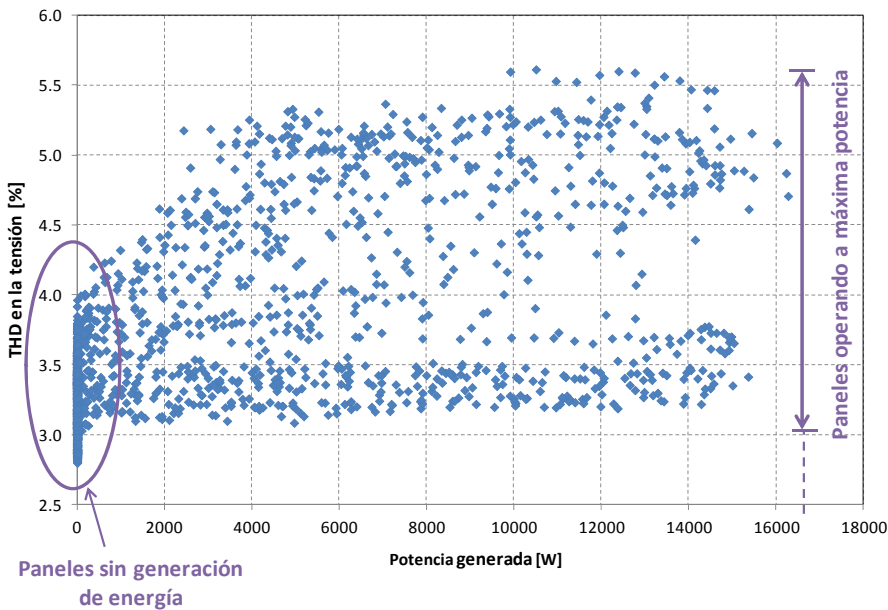


Fig. 15. Correlación entre potencia y distorsión de tensión.

Naturalmente, dado que los valores más elevados de distorsión en la tensión se presentaron los días laborables, podría concluirse que la misma se debería tanto a las propias cargas no lineales existentes en la Facultad (computadoras, sistemas de iluminación; etc), como a lo proveniente de la red externa.



A fin de confirmar este razonamiento, en la Fig. 15 se presenta un nuevo gráfico de correlación, esta vez entre Potencia generada [W] (en el eje de abscisas) y THDU [%] (en el eje de ordenadas). En éste se observa una reducida vinculación entre sendos parámetros; de hecho, para valores de potencia cercanos al nominal, se presentan valores de THDU [%] que varían entre 3 y 5,5; lo cual implicaría que la distorsión proviene de otra fuente de armónicas y no de los convertidores que forman parte del sistema fotovoltaico.

## **CONCLUSIONES**

- Por medio de registros de campo, fue posible obtener en forma empírica la curva Velocidad de Viento vs. Potencia de los aerogeneradores.
- Se efectuó una comparación entre la predicción de emisiones de armónicas de corriente de un Parque Eólico de dos modelos (A y B) y, a su vez, con mediciones de campo.
- Los resultados indicaron que el Modelo A (estimación según IEC 61400-21) no resulta adecuado, al menos en este caso, para la estimación de emisiones de armónicas de corriente en el PAC para un rango de frecuencias intermedias (orden de armónica  $h$  entre 5 y 25). Esto es consistente con el hecho de que esta metodología no tiene en cuenta la topología interna de la red del Parque, la cual incide justamente en ese rango de frecuencias.
- El Modelo B, esto es contemplando red interna y agregando la 5ª armónica pre-existente en la red externa, presentó un buen desempeño al comparar sus resultados con las mediciones de campo.
- Se analizó el efecto del Parque Eólico sobre la Calidad de Producto en el PAC, particularmente en términos de flicker. Los niveles medidos cumplieron con lo exigido por la normativa internacional.
- Si bien se evidenció un marcado aumento del flicker en determinados días y horarios, se comprobó que el mismo no era debido al Parque, sino a otra carga presuntamente perturbadora alimentada desde el mismo nodo.
- Se efectuaron mediciones de Calidad de Producto en un establecimiento en el cual se ha instalado un generador fotovoltaico. El porte del generador es tal que la energía generada representa sólo un 10 % del total.
- Se comprobó por medio de mediciones que su inserción no afecta el contenido armónico existente en la barra.
- De hecho, los valores más bajos de distorsión se registraron con el generador operando normalmente, pero con Computadoras Personales y Sistemas de Iluminación apagados, por lo que serían éstos los principales responsables de la distorsión presente.
- De sendas experiencias se concluye que, desde un punto de vista de la Calidad del Producto Técnico resulta factible la interconexión de las redes públicas con los sistemas distribuidos de generación.

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores agradecen a AKUO – Energy por permitir realizar las mediciones en el Parque Florida I, por proporcionar datos de mediciones propias y por autorizar la divulgación de los resultados de las mismas.

## **REFERENCIAS**

- [1] IEC 61000-4-30. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods.
- [2] IEC 61400-21: Wind turbines - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.
- [3] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, S. Kouro. "Power conversion and control of wind energy systems". John Wiley & Sons. 2011.
- [4] P. Issouribehere, G. Barbera. "Criteria for the assignment of responsibilities for disturbances between Utility and load in distribution networks". CIRED 2005 18th International Conference on Electricity Distribution. Turín, Italia. 6/06/05 al 9/06/05.