

Control de energía eólica PMSG, on-grid, para baja potencia

Bufanio, Ruben Domingo; Marasco, Damián; Monte, Gustavo; Vidal, Esteban; Lamilla, Guillermo; Scarone, Norberto; de Villafior, Alejandro Blas; Bracco, Ramiro

Ruben Domingo Bufanio

ruben.bufanio@speedy.com.ar

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Neuquen, Argentina

Damián Marasco

damian.n.marasco@gmail.com

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Neuquen, Argentina

Gustavo Monte

gusmonte25@yahoo.com.ar

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Neuquen, Argentina

Esteban Vidal

stebaneliasvidal@gmail.com

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Neuquen, Argentina

Guillermo Lamilla

guillelamilla@hotmail.com

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Neuquen, Argentina

Norberto Scarone

scarone_norberto@hotmail.com

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Neuquen, Argentina

Alejandro Blas de Villafior

devillab@speedy.com.ar

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Haedo, Argentina

Ramiro Bracco

ramiro.bracco@gmail.com

Facultad Regional Haedo, Argentina

Resumen: En la actualidad dado aspectos técnico-económicos y en fundamental medioambientales, cobra importancia suministrar energía eléctrica, en un entorno distribuido, a través de generación eólica donde el recurso lo permita. Con el fin anterior, como avance del PID TUN4290, a través del GESE (Grupo Estudio Sobre Energía) de la UTN Facultad Regional del Neuquén y colaboración del GESE de la Facultad Regional Haedo, se modela y simula un aerogenerador de baja potencia, en este caso de 50kW, con tecnología de conversión de la energía eólica (WECS) para generador sincrónico a imanes permanentes (PMSG) de polos no salientes, acoplamiento directo (Gear-Less), de velocidad y paso de pala variable. Utiliza un esquema de control para captura de máxima energía del viento (MPPT, en zona de carga parcial), que aplica al PMSG un seteo de la corriente directa estatística a cero amperes (control ZDC). Por otra parte, emplea una tecnología de conversión (back to back) en dos niveles, con modulación vectorial, y control de potencia activa y reactiva hacia la red utilizando un VOC (control orientado al voltaje) en lazo cerrado. Se presentan algunas de las salidas principales de las simulaciones, para una determinada condición del recurso, cuyo análisis de desempeño respecto a calidad energética, justifica el desarrollo actual del prototipo experimental, escalado a 1kW de potencia, a través del cual se muestran los primeros resultados que validan el estudio previo desarrollado.

Palabras clave: Eólica, Conversión, Control, Vectorial.

Ingenio Tecnológico

Universidad Tecnológica Nacional, Argentina

ISSN-e: 2618-4931

Periodicidad: Frecuencia continua

vol. 2, 2020

ingenio@frlp.utn.edu.ar

Recepción: 20 Mayo 2020

Aprobación: 09 Junio 2020

URL: <http://portal.amelica.org/ameli/journal/266/2661113001/>

INTRODUCCIÓN

El sistema de conversión PMSG es aplicado en desarrollos de generación eólica en grandes y bajas potencias como lo indican las tendencias (Ackermann, 2012). Utiliza un sistema de conversión completa como el indicado en la figura 1, de manera de desvincular generación y frecuencia variable (Teodorescu et al., 2011), alimentando a una demanda con características del producto técnico en valores dentro de límites impuestos por las recomendaciones y normas, (*Estanqueiro, 2007; IEC, 2001; IEC, 2002*).

Dentro del esquema de conversión de potencia el “generator side converter” cumple la función de maximizar captura de energía del viento por parte del rotor, controlando flujo de potencia hacia el lado carga y velocidad de giro óptima. En la figura 2 se muestra el concepto del esquema MPPT, en donde se observa una familia de curvas de potencia aerodinámicas (función del viento incidente) y el lugar de trabajo que el control ubica a la curva de potencia mecánica transmitida, la cual es proporcional al cubo de la velocidad de rotación. Superada la velocidad de viento a la que se obtiene la potencia nominal, actúa el control de paso de pala de manera de disminuir el coeficiente de potencia ($CP=f(\lambda, \beta)$), en donde “ λ ” es la relación de velocidades en punta de pala y “ β ” el paso de pala (Burton et al., 2011).

$$P_m = \frac{1}{2} * CP * \rho * A * V_{\infty}^3$$

P_m = Potencia mecánica de trabajo, CP = Coeficiente de potencia, ρ = Densidad del aire, A = área barrida por el rotor del aerogenerador, V_{∞} = Velocidad del viento.

ESTRATEGIA DE CONTROL LADO GENERADOR

El generador PMSG puede ser controlado por diversos métodos, (Fox et al., 2014; Bianchi et al., 2007), se opta en este trabajo dado su buen desempeño y facilidad de modelado por el ZDC, (Wu et al., 2011), donde las tres corrientes de fase estática, en el marco de referencia estacionario, son transformadas en uno de referencia sincrónico rotante a la pulsación de giro de la máquina sincrónica multiplicada por el número de pares de polos.

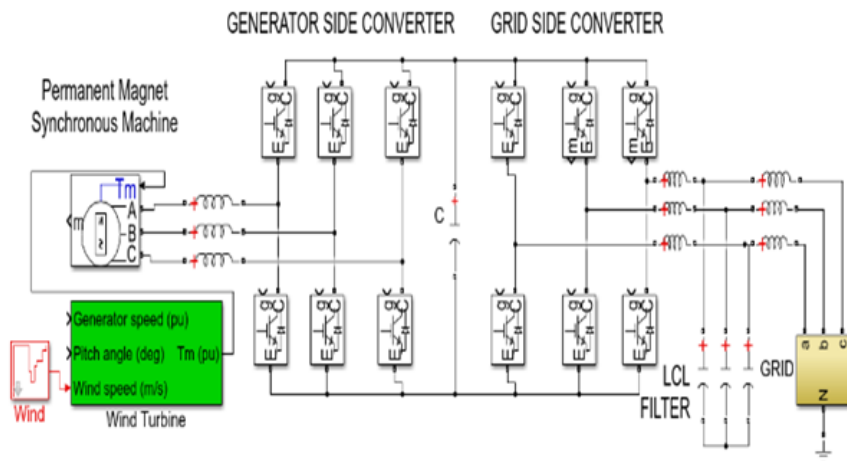


FIGURA 1
Diagrama simplificado, Full-Converter con tecnología espalda con espalda (back to back), empleado en el modelo.

De esta manera se logra pasar de tres variables de alterna a dos de continua y facilitar la tarea de control en principal respecto de la acción de los términos integrales de los controladores. Estas corrientes se encuentran en cuadratura representadas por la componente en directa “d” y cuadratura “q”, (Anaya-Lara et al., 2009). El control setea la componente del eje “d” a cero de allí el nombre del control (Zero d-axis Current, ZDC) de manera de llevar una proporcionalidad lineal entre la corriente estatórica y el torque electromagnético (T_e).

$$\vec{i}_s = i_{ds} + j i_{qs} = j i_{qs} \quad \text{para} \quad i_{ds} = 0$$

Por otro lado, de acuerdo a, (Krause et al., 2002), el torque electromagnético desarrollado por el generador en cuestión responde a la siguiente expresión.

$$T_e = \frac{3}{2} P (\lambda_r * i_{qs} - (L_d - L_q) i_{qs} i_{ds})$$

Donde, T_e = Torque electromagnético, P = N° de pares de polos de la máquina sincrónica, λ_r = Flujo de enlace producido por lo imanes permanentes, L_d y L_q = Inductancias estatóricas en el marco “d q”, i_{ds} = Amplitud de corriente directa estatórica en el marco “d q”, i_{qs} = Amplitud de corriente en cuadratura estatórica en el marco “d q”.

Ya que para una máquina sincrónica de polos no salientes se cumple que $L_d = L_q$, (Wu et al., 2011), con lo cual.

$$T_e = \frac{3}{2} * P * \lambda_r * i_{qs}$$

Por otro lado, partiendo del concepto que para el control de la conversión de la energía eólica se cumple despreciando fricción viscosa, (Pao y Johnson, 2009).

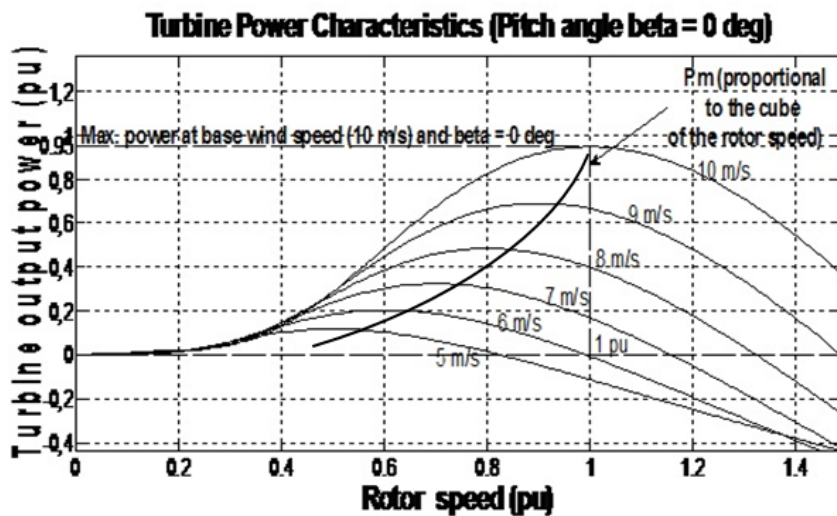


FIGURA 2

Curvas de potencia aerodinámica versus potencia mecánica de trabajo en función de velocidad de viento. Eje de ordenadas en unidades ponderadas respecto a la potencia nominal de la turbina.

$$\dot{\omega}_r = \frac{1}{J} * (T_m - T_e)$$

Siendo, Aceleración angular rotórica, T_m = Torque mecánico, J = Momento de inercia generador-rotor

El sistema, a través del control, compensará dicha variación de torque manteniendo la velocidad angular de giro en su valor óptimo. Teniendo en cuenta que el torque mecánico, en estado estacionario, corresponde a la siguiente ecuación.

$$T_m = \frac{1}{2} * C_P * \rho * \pi * R^5 * \frac{\omega^2}{\lambda^3}$$

Donde, R = Radio de pala.

Igualando luego " T_m " y " T_e ", la corriente de referencia a aplicar al controlador queda proporcional a la velocidad angular rotórica al cuadrado multiplicado por una constante del sistema para desempeño óptimo.

$$i_{qs}^* = \frac{C_{P_{opt}} * \rho * \pi * R^5}{3 * P * \varphi_r * \lambda_{opt}^3} * \omega_r^2$$

Siendo, $c_{P_{opt}}$ = Coeficiente de potencia máximo u óptimo, λ_{opt} = Relación de punta de pala óptima, i_{qs}^* = Corriente de referencia a aplicar al controlador.

Ya que como se indicó se trabaja con un control ZDC, se fija $i_{ds}^* = 0$. Por lo tanto ambas corrientes de referencia, luego de compararse con las medidas del generador, se aplican a los respectivos controladores "PI" (proporcional integral), de cuyas salidas se obtienen las tensiones de referencia en el marco sincrónico rotante, estas se transforman nuevamente al marco estacionario de tres variables, obteniéndose las señales de referencia a aplicar al convertidor lado generador y gestionar el disparo de sus interruptores de potencia (IGBT o MOSFET) y lograr el objetivo buscado.

En la Figura 3 se muestra el modelado del control ZDC dentro del esquema general WECS.

CONVERSIÓN ESPALADA CON ESPALDA, DE DOS NIVELES, EN MODULACIÓN VECTORIAL

El flujo de potencia es conducido a través de un arreglo de conversión espalda con espalda, en donde dos convertidores con un enlace de corriente continua, suministran la potencia a la red de corriente alternada. Se aplica para la conmutación de los interruptores de potencia una técnica de modulación vectorial "SVM", (Wu et al., 2011; Wang et al., 2010; Dias Filho, 2009) permitiendo conversiones de bajo contenido armónico lo cual contribuye al filtrado, bajo costo, menor espacio y menor pérdida de potencia.

Para lo anterior, partiendo del esquema simplificado de figura 1 de conversión en dos niveles, se definen según tabla 1 los estados y tiempos de permanencia de los interruptores de potencia, para los seis estados activos y dos nulos a emplear en la modulación SVM para este control. Siendo "Ts" la inversa de la frecuencia de muestreo "fs" o de conmutación de los interruptores de potencia. Dichos tiempos de permanencia se determinan con las siguientes ecuaciones.

$$T_a = \frac{V_{ref} T_s \sqrt{3}}{V_{dc}} \sin\left(\frac{\pi}{3} - \theta'\right)$$

$$T_b = \frac{V_{ref} T_s \sqrt{3}}{V_{dc}} \sin(\theta')$$

$$T_s = T_a + T_b + T_o$$

Donde, Ta y Tb son los tiempos de permanencia de los interruptores en estado "activo" cuando el vector de referencia Vref (a reconstruir en potencia), girando a la pulsación de red, está en uno de los seis sectores "k" según el ángulo "θ". Por otro lado "To" es el tiempo de permanencia para el estado nulo o inactivo del convertidor, y "Vdc" la alimentación de la barra de continua.

El diagrama de bloques de figura 4 muestra, para ambos convertidores, el algoritmo de modulación SVM propuesto, (Wu et al., 2011).

ESTRATEGIA DE CONTROL PARA LA INYECCIÓN DE POTENCIA, E INTERCAMBIO DE REACTIVO CON LA RED

Para el control de la inyección de energía a la red, se parte de considerar a la frecuencia fundamental (50Hz) un esquema compuesto por dos espacios vectoriales de tensión, el fundamental de salida del inversor según la referencia a obtener en potencia y el de red en el "PCC", interconectados ambos a través de una impedancia L-R, donde la inductancia considerada es la suma de las correspondientes del filtro L-C-L utilizado.

TABLA 1
Arreglo de estados y tiempos de conmutación propuesto.

	To/4	Tb/2	Ta/2	To/2	Ta/2	Tb/2	To/4
Sector I	111	110	100	000	100	110	111
Sector III	111	011	010	000	010	011	111
Sector V	111	101	001	000	001	101	111
←-----Ts-----→							
	To/4	Ta/2	Tb/2	To/2	Tb/2	Ta/2	To/4
Sector II	111	110	010	000	010	110	111
Sector IV	111	011	001	000	001	011	111
Sector VI	111	101	100	000	100	101	111
←-----Ts-----→							

$$\vec{v}(t) = L \frac{d\vec{i}(t)}{dt} + R_s \vec{i}(t) + \overrightarrow{Vref}(t)$$

La referencia \overrightarrow{vref} puede ser expresada a través de un espacio vectorial en función de las conmutaciones de los interruptores de potencia del convertidor lado red, y la barra de continua V_{dc} según las siguientes ecuaciones, (Wu et al., 2011).

$$\overrightarrow{Vref}(t) = \frac{2}{3} V_{dc}(t) \vec{k}(t)$$

$$\vec{k}(t) = k_a(t) + \alpha k_b(t) + \alpha^2 k_c(t)$$

Con $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ y los k_i ($i = a, b, c$) igual a cero o uno según el vector de estado de conmutación haga corresponder en ese momento.

Es beneficio, como se indicó desde el control, ya que permite trabajar con componentes de “DC”, representar al sistema trifásico (marco estacionario, a, b, c), utilizando el algoritmo correspondiente, en un rotante sincrónico a la frecuencia de red, “d,q”.

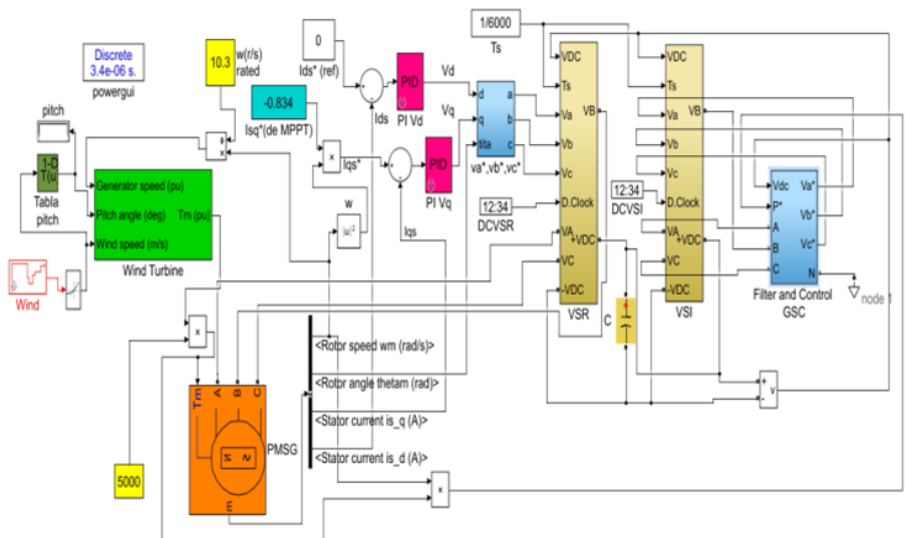


FIGURA 3
Control ZDC para conversión de energía eólica “WECS”

Por lo tanto, aplicando este escenario a las ecuaciones anteriores y trabajando en el dominio de Laplace, se obtienen las de más abajo de implementación del control orientado al voltaje (VOC) en el marco sincrónico a lazo cerrado. Para ello de este surgen las señales de referencia, a reconstruir en potencia, que se realimentan previamente transformadas al marco estacionario (a, b, c), al convertidor de potencia lado red, permitiendo la gestión de la potencia activa y reactiva intercambiada con dicha red.

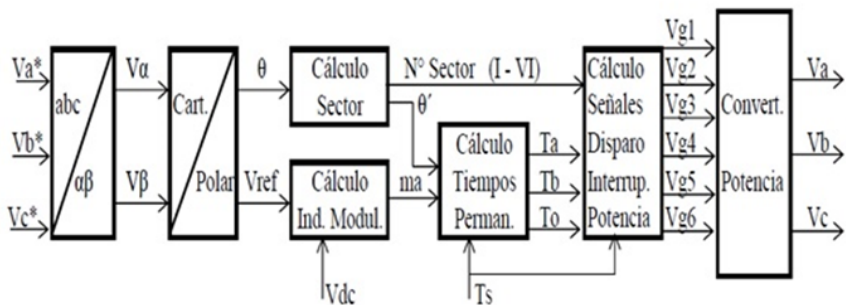


FIGURA 4
Diagrama de bloques de algoritmo para modelado y simulación SVM en conversión de dos niveles

$$Vd^* = Vd_m + L\omega Iq_m + ed$$

$$Vq^* = Vq_m - L\omega Id_m + eq$$

$$ed = (Gd_{vdc}(Vdc^* - Vdc_m) - Gd_p(P^* - P_m) - Id_m)Gd_I$$

$$e_q = G_Q(Q^* - Q_m)$$

Donde Vd_m , Vq_m , Id_m e Iq_m son las tensiones y corrientes medidas en el PCC. Vdc^* y Vdc_m la tensión de referencia y medida de la barra de DC. P^* , Q^* , P_m y Q_m la potencia y reactivo de referencia y las correspondientes medidas de estas. Los bloques PI (proporcionales integrales): Gd_{vdc} , Gd_p , Gd_I y Gq .

Todo lo anterior se modela en el siguiente esquema de simulación de Figura 5, perteneciente al bloque “Filter and Control of GSC” de Figura 3.

Para concluir se listan las características principales del sistema:

Modelo de rotor en potencia mecánica nominal de 51.5 kW, paso de pala óptimo en $\beta = 0^\circ$ y velocidad de viento nominal $V_\infty = 10.5$ m/s, velocidad de rotación nominal $\omega = 10.3$ r/s con radio de pala estimado en $R=7,17$ m, torque mecánico nominal $T_m = 5000$ Nm.

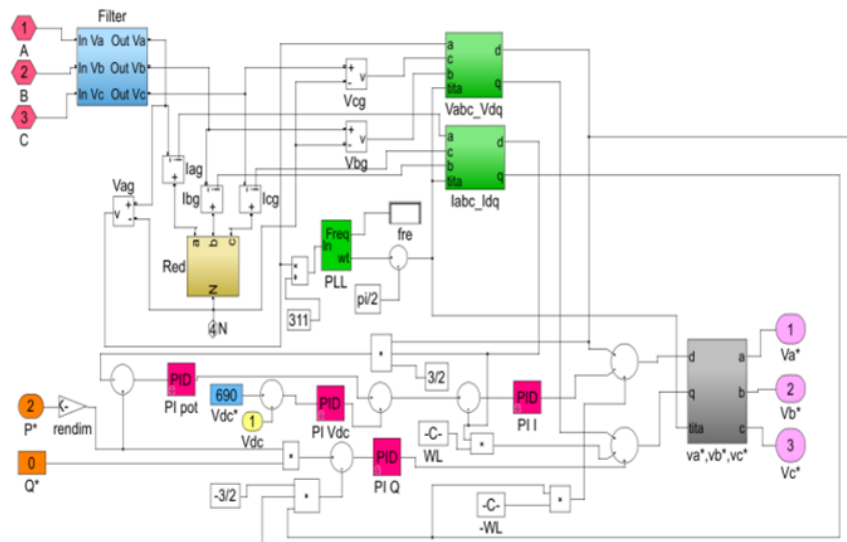


FIGURA 5

Diagrama lado red con estrategia de control VOC a lazo cerrado, en marco sincrónico, y obtención de las señales de referencia para la modulación SVM del convertidor lado red.

Estimando un momento de inercia según González et al. (2013), de alrededor de $J = 2100 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$. Generador sincrónico a imanes permanentes PMSG de potencia nominal $P_g = 51.500/0.9 \text{ VA}$, $P = 12$ (pares de polos), Inductancias en cuadratura $L_d = L_q = 8 \cdot 10^{-3} \text{ Hy}$, flujo de enlace establecido por los imanes $\#r = 2.8 \text{ V} \cdot \text{s}$, constante de tensión de salida $K_v = 6100 \hat{V}L + L / \text{krpm}$ y $K_i = 50.4 \text{ Nm} / \hat{\text{A}}$. MPPT en base a datos de rotor y generador sincrónico PMSG, con variación proporcional del torque a la velocidad de giro al cuadrado. Sintonía de controladores “PI” según criterio desarrollado en Teodorescu et al. (2011), tratando de obtener adecuado desempeño dinámico y reducido “overshoot”. Constantes de controladores lado rotor: Pl_d y Pl_q con $Kp_d = Kp_q = 0.5$ y $Kl_d = Kl_q = 30$. Lado red con: Pl_{pot} , $Kp_{pot} = 0.005$ y $Kl_{pot} = 0.1$, Pl_v , $Kp_v = 4$ y $Kl_v = 500$, Pl_I , $Kp_I = 1$ y $Kl_I = 15$, Pl_Q , $Kp_Q = 0.005$ y $Kl_Q = 0.5$. Modelado de convertidores de potencia con interruptores IGBT, índice de modulación nominal $m_a = 0.8$, tensión de red V L-L = 380 V, barra de VDC=690V, frecuencia de muestro $f_s = 6000 \text{ Hz}$. Filtro lado red “LCL” con resistencia $R = 1 \Omega$, en serie con

$C=22\mu\text{F}$, de amortiguamiento para reducir inestabilidad, $L1 = 2\text{mHy}$, $L2 = 1\text{mHy}$. Red con un ángulo de impedancia de 30° (aprox. baja tensión).

DESEMPEÑO DE MODELO (WECS) PMSG, ON-GRID

En las siguientes figuras se muestran las salidas de simulación principales del modelo propuesto. En figura 6 la Potencia y Reactivo de una fase para $FP=1$, valores negativos indican que se entregan a la red, y en figura 7 la relación entre velocidad de giro torque mecánico y electromagnético, donde se puede ver el buen desempeño del MPPT cuando el viento varía, en 20 segundos, entre 10 m/s y 3 m/s, manteniendo λ_{opt} .

Por otro lado se muestra en figura 8 la corriente inyectada a la red con $FP=1$, en contra fase con la tensión ya que los medidores están dispuestos en convención receptora para la turbina eólica. Mismo también, en figura 9, el THDI (Distorsión de Corriente de fase) donde para valores de viento por encima de los 5 m/s la distorsión está por debajo del 5%, llegando a 10 m/s debajo del 2% lo cual es muy aceptable.

En figura 10 y 11 se muestran, respectivamente, la variación de corriente de fase inyectada con un viento variando de 3m/s a 10 m/s y la tensión en la barra de Vdc, donde el ripple de la misma en 690 V no supera el 0.5% de acuerdo a su selección (15mF) según Teodorescu et al. (2011).

En las próximas figuras se observan los casos de intercambio de reactivo en una fase, tanto con FP en atraso como adelanto. Aunque no se muestra, es posible con el modelo fijar un reactivo (en atraso o adelanto), independientemente de la variación del recurso, por lo tanto el sistema con la capacidad de contribuir a la estabilidad de la red respetando los límites de corriente de los convertidores. Para más detalle se dan para ambos casos curvas de ángulo de potencia, amplitudes de tensión fundamental de entrada y salida al filtro LCL, y potencias intercambiadas con la red.

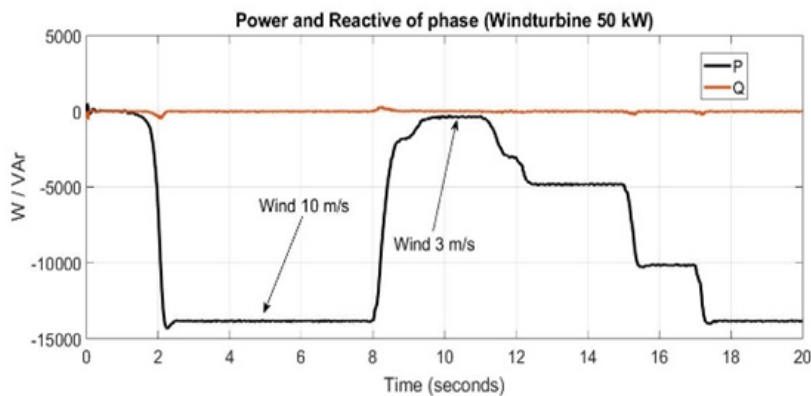


FIGURA 6
Potencia activa y reactiva intercambiada con la red en una fase para $FP=1$

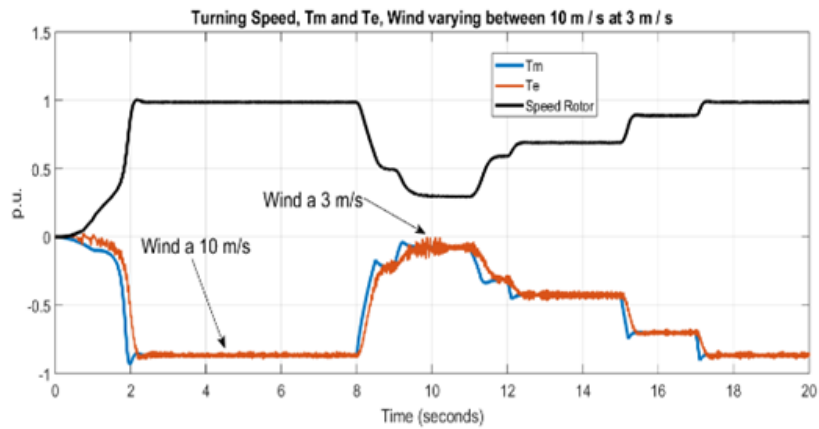


FIGURA 7
Variación T_m , T_e y velocidad giro cuando el viento varía entre 10 m/s y 3m/s, donde se observa la bondad del MPPT propuesto

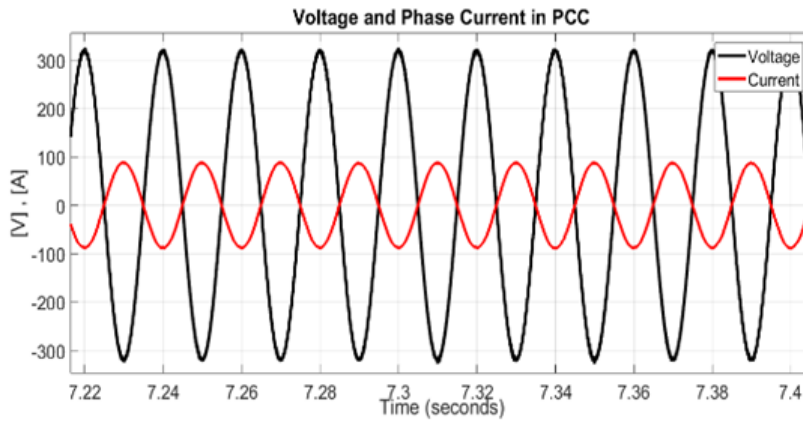


FIGURA 8
Tensión y corriente inyectada a la red en una fase para viento 10 m/s, FP=1

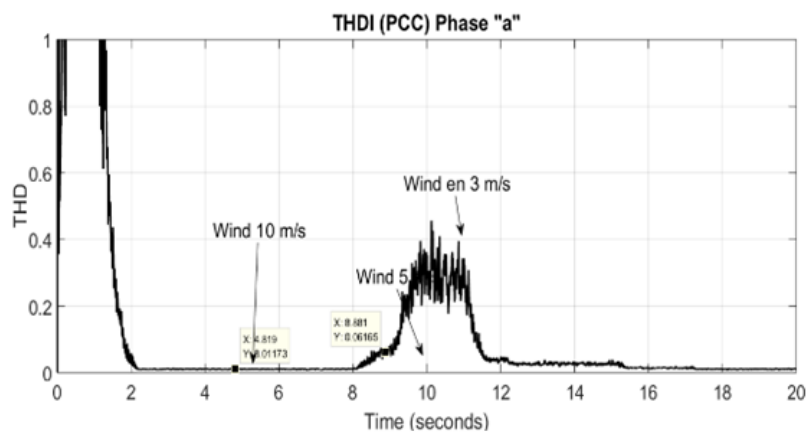


FIGURA 9
THD de corriente de fase.

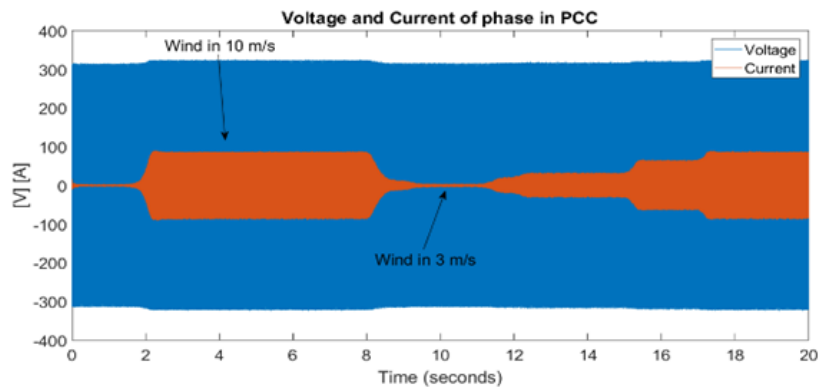


FIGURA 10

Tensión y corriente inyectada, de fase, con viento variando entre 3m/s y 10m/s

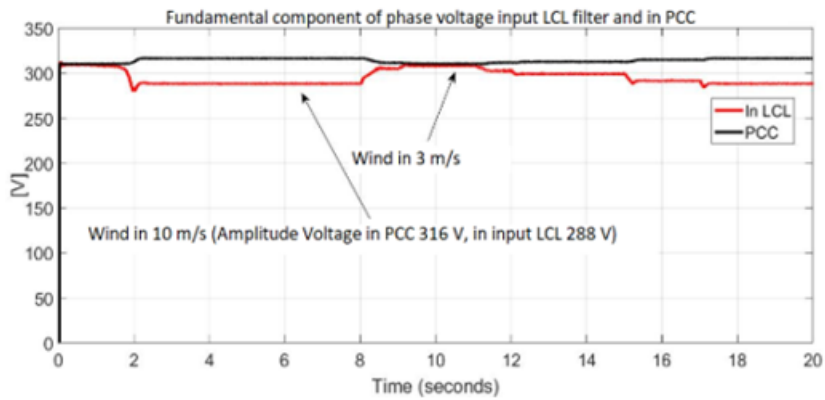


FIGURA 12A

Sistema con FP 0.9 en atraso

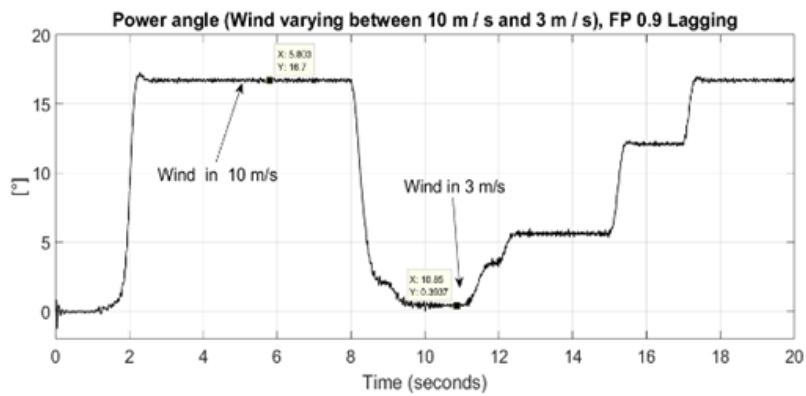


FIGURA 12B

Sistema con FP 0.9 en atraso

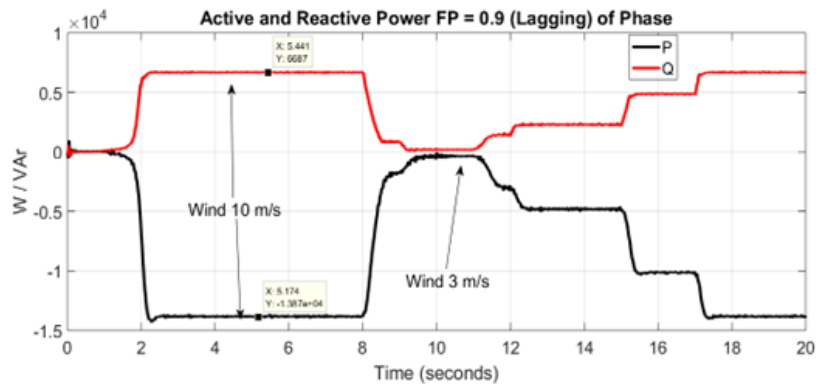


FIGURA 12C
Sistema con FP 0.9 en atraso

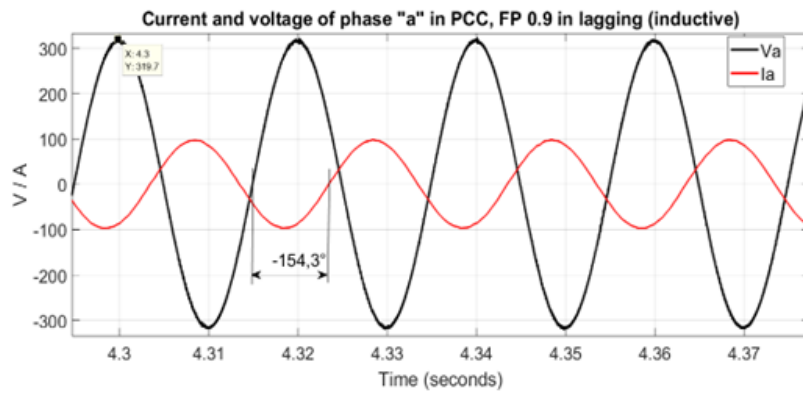


FIGURA 12D
Sistema con FP 0.9 en atraso

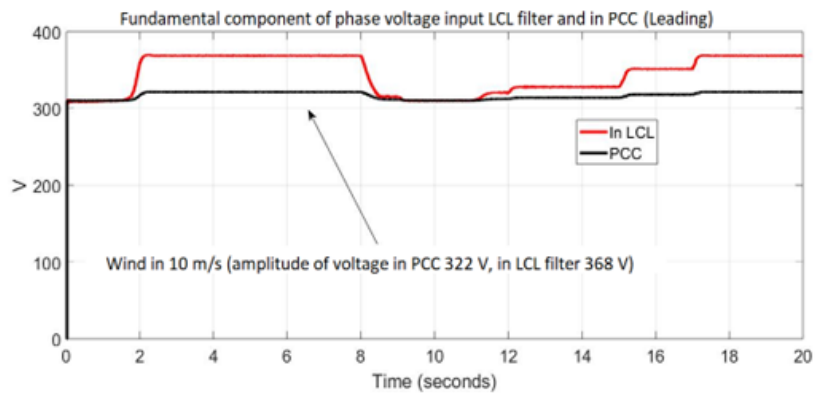


FIGURA 12E
Sistema con FP 0.9 en adelanto

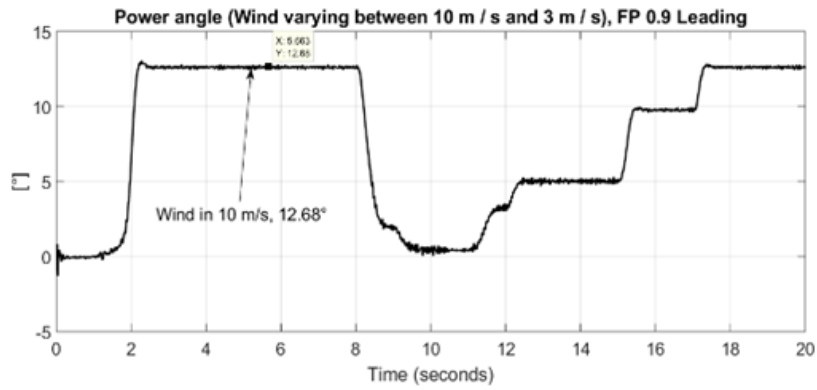


FIGURA 12F
Sistema con FP 0.9 en adelanto

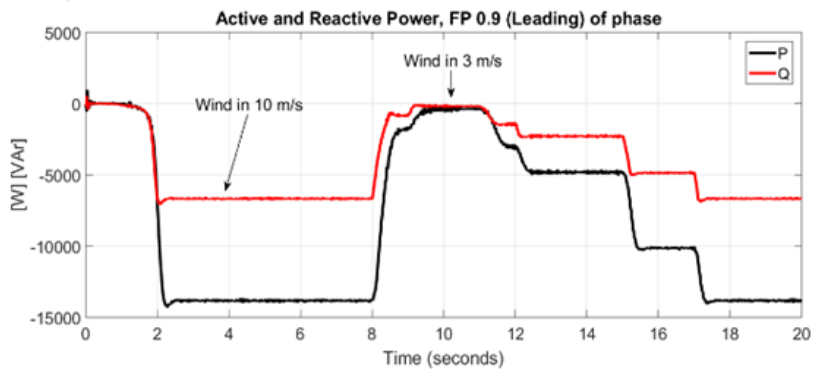


FIGURA 12G
Sistema con FP 0.9 en adelanto

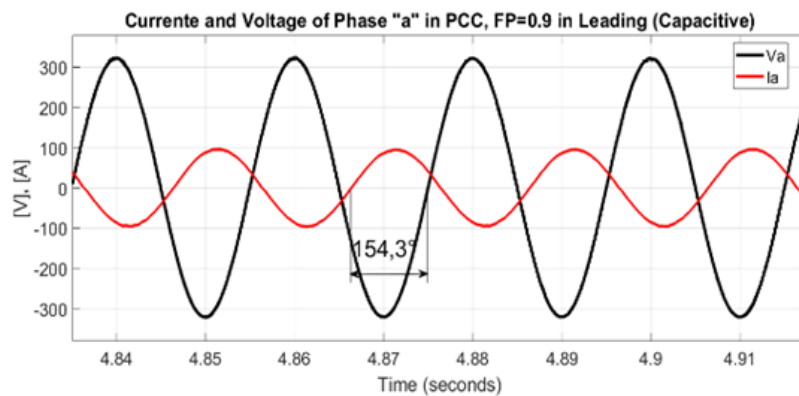


FIGURA 12H
Sistema con FP 0.9 en adelanto

DESARROLLO EXPERIMENTAL

En base a los resultados obtenidos a través del modelado y simulación se comenzó, en principio, con el desarrollo del inversor lado red (escalado a 1 kW de potencia), dotado de once transductores de tensión/

corriente y un microcontrolador de 32bits (STM32H743ZIT6, ARMCortex-M7@400MHz) encargado de la gestión completa del sistema, a saber: bloque de sincronización con la red (PLL); generación de las señales PWM para la modulación vectorial (SVM); control de potencia inyectada; y adquisición, procesamiento y reporte a PC de variables eléctricas y parámetros de control. El diagrama en bloques del sistema completo y su implementación en placa de circuito impreso se detallan en la figuras 13.

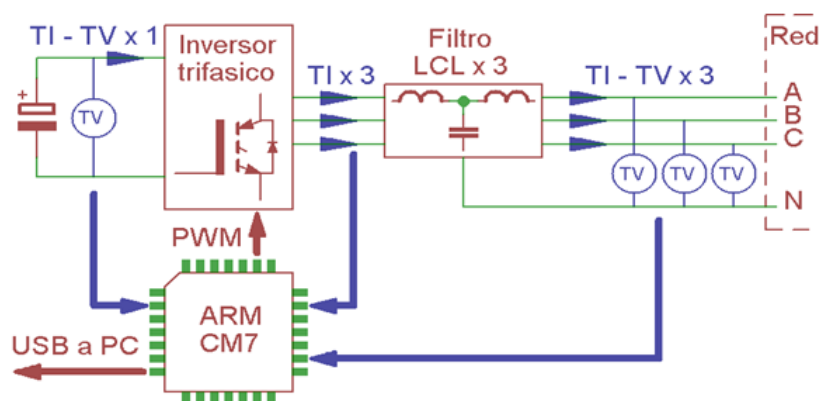


FIGURA 15A
Diagrama en bloques de inversor lado red

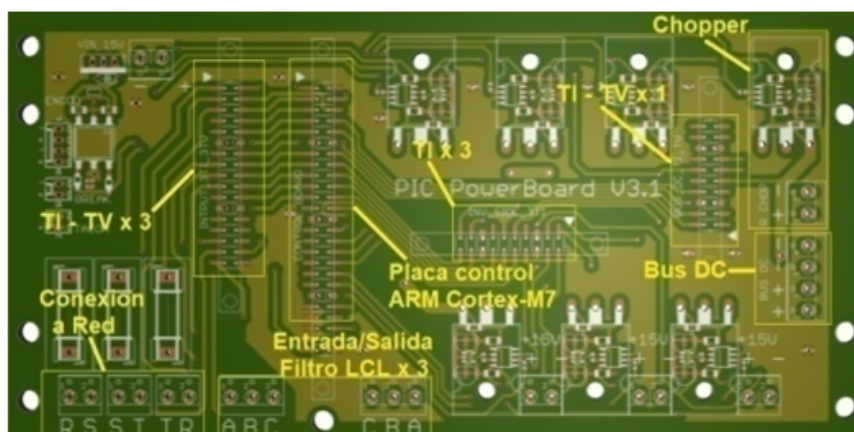


FIGURA 13B
Placa de circuito impreso implementada

Los transductores de tensión y corriente (TV y TI respectivamente) adquieren muestras de las señales eléctricas a través de amplificadores diferenciales aislados (AMC1200 de Texas Instruments) cuyas señales de salida son luego digitalizadas por los convertidores AD del microcontrolador (convertidores de 16bits, entrada diferencial). La figuras 14 muestran el circuito implementado en los transductores.

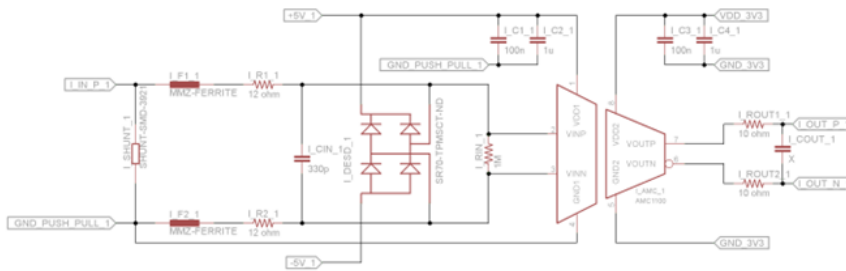


FIGURA 14A
Circuito TI, basado en resistencia de shunt

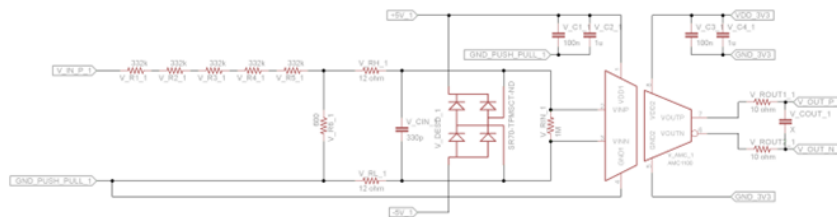


FIGURA 14B
Circuito TV, implementa divisor resistivo como mecanismo de adquisición

Por su parte, el firmware del microcontrolador está escrito en C++ con programación orientada a objetos, donde cada objeto representa un bloque del sistema: PWM, PLL, SVM, ADC, etc. En la figura 15 se muestra el código fuente para la sincronización con la red, incluyendo posibilidad de adelanto/atraso respecto a ella, logrando de este modo el mecanismo esencial para el control del flujo de energía.

```

#include "ADC.hpp"
#include "PWM.hpp"
#include "PLL.hpp"
#include "SVM.hpp"
#include "VectorialTransformations.hpp"

int main()
{
    float pwm_period = 50.0e-6f;    //Ts = 50 us, Fs = 20 kHz
    float pwm_dead_time = 500.0e-9; //DT = 500 ns
    Pwm pwm(pwm_period,pwm_dead_time);
    pwm.pwm_start();
    float kp = 1.0f, Ti = 0.01f, LPF_wc = 2.0f*PI*75.0f;
    PLL pll(kp,Ti,LPF_wc);

    Svm svm;
    ABC abc;
    AlphaBetaGamma alpha_beta;
    while( true )
    {
        //adquiere los niveles de tension de Red
        abc.a.setValue( getChannel(Channel::V_A) );
        abc.b.setValue( getChannel(Channel::V_B) );
        abc.c.setValue( getChannel(Channel::V_C) );
        //convierte abc -> alpha beta
        ClarkeTransform( abc , alpha_beta );
        //se calcula angulo tita de sincronismo con la Red
        pll( alpha_beta.alpha );
        //calcula vector referencia sincronico: alpha beta -> dq
        ParkTransform( alpha_beta , pll.getAngularPosition() , dq );
        //adelanta 20º respecto a la Red:
        AngularPosition tita_adelantado = 20.0f*PI/180.0F
            + pll.getAngularPosition().getValue();
        //obtiene alpha_beta a partir del tita modificado:
        ParkTransformInverse( dq , tita_adelantado , alpha_beta);
        //genera terna trifasica adelantada 20º respecto a la red
        svm.generatePwm(alpha_beta);
    }
    return 0;
}

```

FIGURA 15
Código fuente que implementa sincronización con la Red

El PLL (Teodorescu et al., 2011) y SVM implementados se muestran en figura 16.

Por último en figura 17 se muestra el prototipo experimental, desarrollado íntegramente a nivel electrónica, control, y procesamiento dentro del laboratorio de electrónica de la FRN. Se observa la salida de corriente según se esté inyectando o tomando energía de la red (funcionamiento cuatro cuadrantes), de acuerdo a amplitud y al ángulo de potencia (referencia de tensión respecto de la red) se esté aplicando por el control al convertidor de potencia.

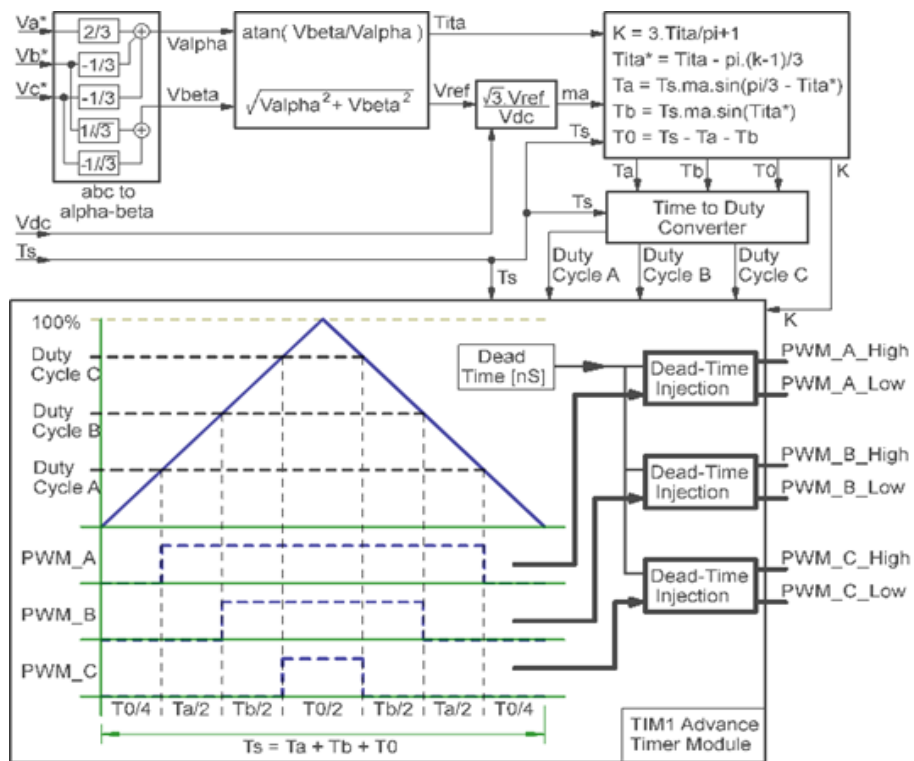


FIGURA 16A
SVM + PWM

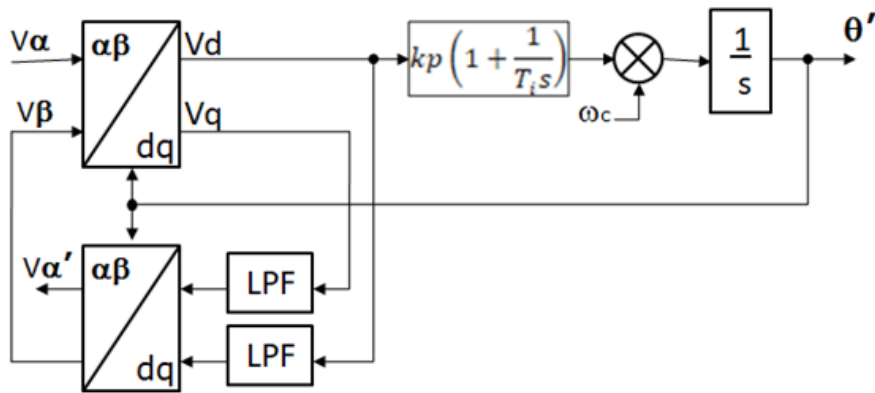


FIGURA 16B
PLL

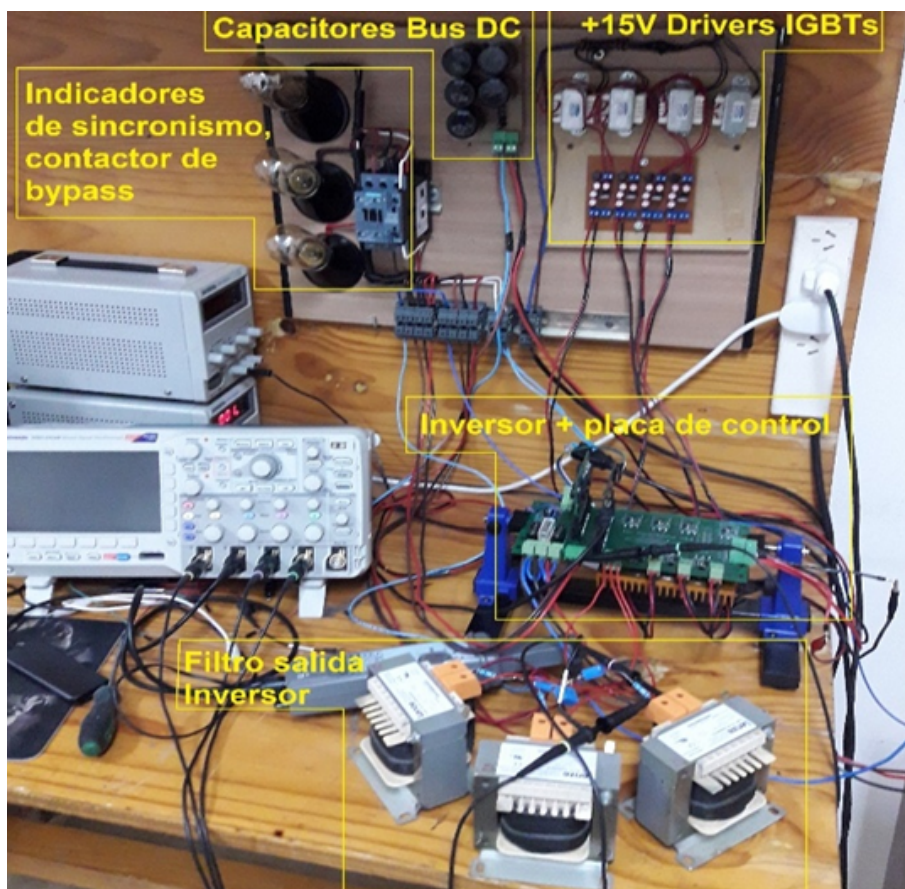


FIGURA 17A
Desarrollo experimental

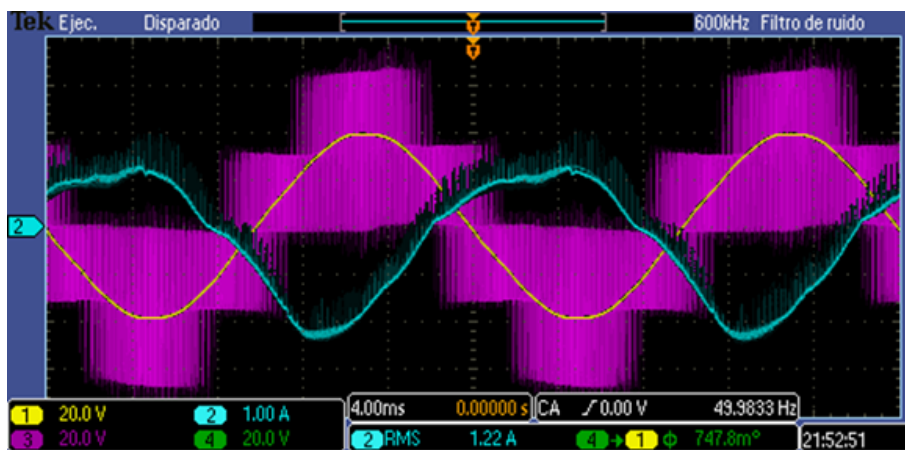


FIGURA 17B
Corriente (celeste) a 180° de la tensión (amarillo): inversor entregando energía a la red

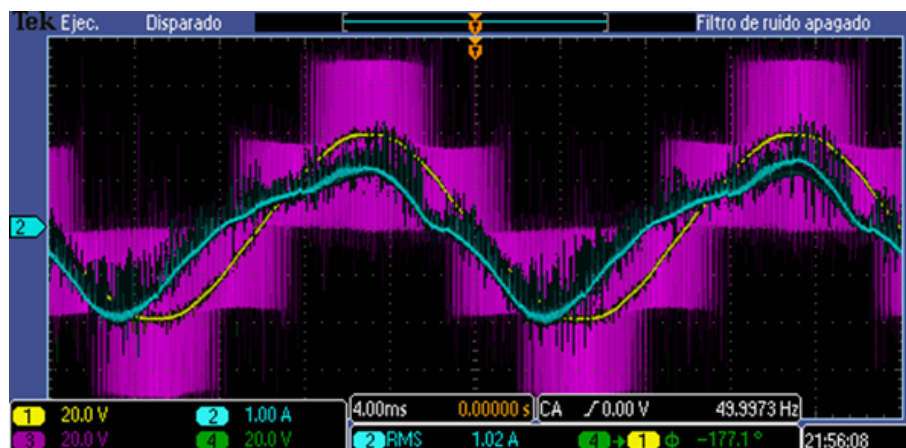


FIGURA 17C

Corriente en fase con la tensión: inversor tomando energía de la red

CONCLUSIONES

El sistema de conversión eléctrica de inyección de energía renovable a la red, en etapa de modelado e implementación experimental, entrega índices que validan la bondad de la propuesta desarrollada.

Corroborar el buen desempeño de la estrategia propuesta de MPPT a través del control ZDC, donde al aplicar variaciones de viento de entre 3 m/s y 10 m/s, por lo general de mayor ocurrencia en la mayoría de los sitios, el sistema responde capturando la máxima energía.

La estrategia de control “VOC” lado red, permite controlar satisfactoriamente la inyección de potencia y reactivo con bajo contenido armónico de corriente, menor al 5% por encima de los 5 m/s de velocidad de viento. Mismo el sistema se comporta estable frente a las variaciones “rápidas” del viento, lo que indica una buena sintonía de los controladores y el control en general.

La implementación en prototipo experimental del convertidor lado red, aunque en su primera etapa de desarrollo mostró índices aceptables, por ejemplo respecto a la estabilidad en la sincronización con la red y buen desempeño durante el intercambio de energía con esta. Lógicamente queda seguir trabajando en su mejora y conversión lado generador eólico.

REFERENCIAS

- Ackermann, T. (2012). *Wind Power in Power Systems*. London: John Wiley and Sons, Ltd.
- Anaya-Lara, O., Jenkins, N., Ekanayake, J., Cartwright, P. & Hughes, M. (2009). *Wind Energy Generation, Modeling and Control*. London: John Wiley and Sons, Ltd.
- Bianchi, F., Battista H. & Mantz, R. (2007). *Wind Turbine Control Systems*. London: Springer-Verlag London Limited.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N. & Bossanyi, E. (2011). *Wind Energy Handbook*. London: John Wiley and Sons, Ltd.
- Dias Filho, R. (2009). *Análisis de Técnicas de Control de Conversores Conectados a Redes Eléctricas*. Universidad Federal de Pernambuco, Recife, Brasil.
- Estanqueiro, A. & Tande, J. (2007, June). *Assessment of Power Quality Characteristics of Wind Farm*. Power Engineering Society General Meeting, Tampa Florida, USA.
- Fox, B., Flynn, D., Bryans, L., Jenkins, N., Milborrow, D., O’Malley, M., Watson, R. & Anaya-Lara, O. (2014). *Wind Power Integration*. London: Institution of Engineering and Technology.

- Gonzalez Rodriguez, G., Gonzalez Rodriguez, A. & Burgos Payán, M. (2013). *Estimating Wind Turbines Mechanical Constants*. España: University of Jaén, of Castilla La Mancha and of Seville.
- International Electrotechnical Commission. (2001). *IEC 61400-21, Wind Turbine Generator Systems, Part 21: Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines*.
- International Electrotechnical Comisison. (2002). *IEC 61000-4-7, Electromagnetic Compatibility EMC, Parts 4-7: Testing and Measurements Techniques. General Guide on Harmonics and Interharmonics Measurements and Instrumentation*.
- Krause, P., Wasinczuk, O. & Sudhoff, S. (2002). *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems* (2da Ed.). New York: John Wiley and Sons, Inc.
- Pao, L. & Johnson K. (2009). *A Tutorial on the Dynamics and Control of Wind Turbines and Wind Farms*. American Control Conference, St. Louis, USA.
- Teodorescu, R., Liserre, M. & Rodriguez, P. (2011). *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. London: John Wiley and Sons, Ltd.
- Wang, L., Singh C. & Kusiak, A. (2010). *Wind Power Systems*. London: Springer-Verlag London Limited.
- Wu, B., Yongqiang, L., Zargari, N. & Kouro, S. (2011). *Power Convesion and Control of Wind Energy Systems*. New Jersey: John Wiley and Sons, Inc.
- Yazdami, A. & Iravani, R. (2010). *Voltage Sourced Converters in Power Systems*. New Jersey: John Wiley and Sons, Inc.

NOTAS

(13) Con y los k_i ($i = a, b, c$) igual a cero o uno según el vector de estado de conmutación haga corresponder en ese momento. Es beneficio, como se indicó desde el control, ya que permite trabajar con componentes de “DC”, representar al sistema trifásico (marco estacionario, a, b, c), utilizando el algoritmo correspondiente, en uno rotante sincrónico a la frecuencia de red, “ d, q ”.

(17) Donde son las tensiones y corrientes medidas en el PCC. la tensión de referencia y medida de la barra de DC. la potencia y reactivo de referencia y las correspondientes medidas de estas. Los bloques PI (proporcionales integrales): . Todo lo anterior se modela en el siguiente esquema de simulación de Figura 5, perteneciente al bloque “Filter and Control of GSC” de Figura 3. Para concluir se listan las características principales del sistema: Modelo de rotor en potencia mecánica nominal de 51.5 kW, paso de pala óptimo en $\beta = 0^\circ$ y velocidad de viento nominal $V = 10.5$ m/s, velocidad de rotación nominal $\omega = 10.3$ r/s con radio de pala estimado en $R=7,17$ m, torque mecánico nominal $T_m = 5000$ Nm.