

DESARROLLO DE LA FUNCIÓN VOLT-VAR COMO FUNCIÓN DE SOPORTE DE VOLTAJE PARA UN INVERSOR INTERCONECTADO A LA RED ELÉCTRICA

Sabido Borges Miguel F., Mina Antonio Jesús D., Calleja Gjumlich Jorge H., Jiménez Grajales Humberto R.
Tecnológico Nacional de México / Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
Departamento de Ingeniería Electrónica
Interior Internado Palmira S/N, Palmira, 62490 Cuernavaca, Morelos.
d17ce068@cenidet.tecnm.mx

RESUMEN.

Con la alta penetración de renovables a nivel de distribución, debido a la interacción entre la potencia activa inyectada a la red y su impedancia, ocurren incrementos de voltaje en el PCC que pueden sobrepasar los límites seguros. En este contexto, en este trabajo se desarrolla un esquema Volt-Var, como función auxiliar para un inversor trifásico, como complemento al lazo de control de potencia. Se lleva a cabo la configuración del sistema Volt-Var de acuerdo con las condiciones de red y de las capacidades del inversor. Para propósitos de validación, se toma como caso de estudio, un inversor de 1.1 kVA sobre el cual se llevan a cabo pruebas preliminares de simulación y pruebas experimentales, donde se evalúa el desplazamiento de la onda de corriente como significado físico del intercambio de potencia reactiva, para tres escenarios de impedancia de red; con lo cual se verifica la efectividad del esquema Volt-Var.

Palabras Clave: Control Volt-Var, Inversor Fotovoltaico, Servicio Auxiliar.

ABSTRACT.

With the high penetration of renewables at the distribution level, due to the interaction between the injected active power to the grid and its impedance, increments of voltage at the PCC take place, which can exceed the safe limits. In this context, this work develops a Volt-Var scheme, as auxiliary function for a three-phase inverter, as complement to the power control loop. The Volt-Var configuration is set according with the grid impedance conditions and the inverter capacity. For validation purposes, a 1.1 kVA inverter is used as study case, for which preliminary simulations tests are carried out as such as experimental tests, where the current wave displacement is evaluated as a physical meaning of reactive power exchange.

Keywords: Volt-Var Control, PV Inverter, Ancillary Services.

1. INTRODUCCIÓN

A nivel mundial se han modernizado los sistemas de generación de energía, con la introducción de generación a escalas pequeñas y por medio de energías renovables a nivel de distribución (Generación Distribuida: GD). En la GD la interconexión a red se realiza por medio de un Inversor Inteligente (*Smart Inverter* [1]) el cual actúa como una interfaz de potencia entre los generadores y la red eléctrica.

Con la penetración de potencia por parte de los GD, entre otros, aparece la problemática de incremento del voltaje nominal (V_N) en el Punto de Conexión Común (PCC). Este fenómeno, es más

crítico en el caso de sistemas fotovoltaicos, especialmente en las horas de máxima irradiancia. Además, esto se intensifica debido a factores como la debilidad de la red (alta impedancia en el PCC). Un voltaje fuera de límites genera daños en los equipos interconectados en el mismo PCC [2, 3]; por lo que debe mantenerse dentro de valores aceptables.

Las funciones de soporte o Funciones Auxiliares [4], en un esquema tradicional de generación, son proporcionadas por la misma red eléctrica, para garantizar la seguridad y la estabilidad del suministro eléctrico. En el caso de GD, son los Inversores Inteligentes los encargados de ciertas Funciones Auxiliares. Entre estas funciones está la de soporte de voltaje, la cual está basada en el intercambio de potencia reactiva (Q) con la red. En la literatura se reportan algunas estrategias como el Factor de Potencia (FP) Fijo y el FP Unitario [5], manipulan Q para impactar el valor del FP y, en consecuencia, en el voltaje. Otras estrategias limitan directamente Q en función del voltaje [6]. La eficacia de dichas estrategias depende del esquema de control.

En cuanto al esquema de control, se tienen el control centralizado, que requiere de un sistema de comunicaciones entre el inversor y el control central [7, 8]. El control distribuido cooperativo [9, 10], en el que existe intercambio de información entre inversores también por medio de un sistema de comunicaciones locales. El control autónomo [11, 12], se aplica cuando no es posible implementar un bus de comunicaciones y hace uso de funciones autónomas pertenecientes a la llamada Funcionalidad Avanzada del Inversor [13], las cuales pueden reajustarse dinámicamente en respuesta a una variable medida o estimada.

En este documento se aborda la implementación y evaluación de la función Volt-Var, la cual monitorea el voltaje de red en el PCC, como referencia para modificar la cantidad de Q que inyecta o absorbe de la red a fin de reducir la variación de voltaje. En la Sección 2 se parte del análisis de la interacción entre la potencia y la impedancia complejas para determinar la relación de dicha variación de voltaje con la potencia reactiva; se hace una descripción de la función Volt-Var basada el estándar IEEE-1547 así como la capacidad de manejo de Q del GD; finalmente se describe una síntesis de las subfunciones diseñadas para integrar la función Volt-Var implementada en

este trabajo. En la Sección 3 se presentan los resultados de simulación y su validación por medio de prototipo a escala y en la Sección 4 se presentan las conclusiones.

2. DISEÑO DEL INVERSOR CON SISTEMA VOLT-VAR PARA REGULACIÓN DE VOLTAJE EN PCC.

2.1. El problema de variación de voltaje por penetración de GD

En la Figura 1 se observan los voltajes, V_N en la Red General de Distribución (RGD), ΔV_N al interactuar la potencia compleja suministrada por el GD ($P + jQ$) con la impedancia de red en el PCC ($R + jX$) y V_{INV} correspondiente al voltaje suministrado por el inversor. Bajo este esquema, el V_{PCC} viene dado por:

$$V_{PCC} = \Delta V_N + V_N = R_g \frac{P}{V_N} + X_g \frac{Q}{V_N} + V_N \quad (1)$$

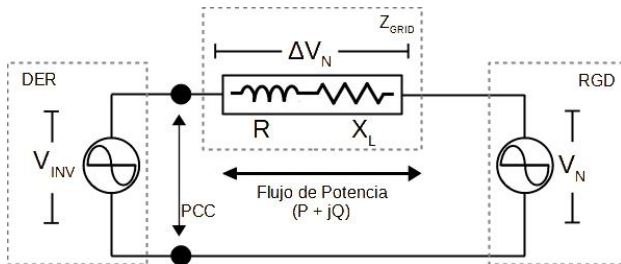


Figura 1. Dinámica de potencias y voltajes en el PCC.

2.2. Sistema de Generación Distribuido (GD)

En la Figura 2 se presenta el esquema general del GD, el cual, en sus etapas de potencia consta de un bus de CD, un puente inversor trifásico completo, un filtro de acoplamiento a red tipo LCL y la red se muestra como una fuente ideal de voltaje y su impedancia. En cuanto al control, consta de un lazo de control de corriente cuyas referencias son proporcionadas por el Control Volt-Var. Se dimensiona con una potencia aparente de 1.1 kVAr y una potencia activa máxima de 1 kW.

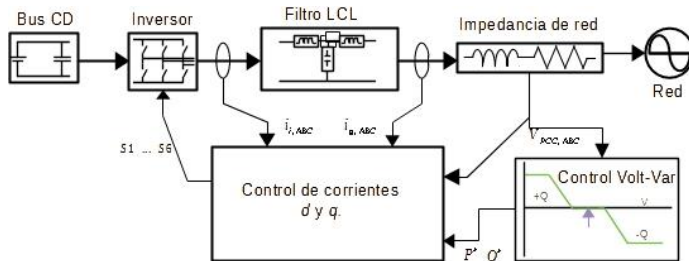


Figura 2. Esquema del GD: Etapas de Potencia y Control.

2.3. Diseño del sistema Volt-Var

2.3.1 El Control Volt-Var

El Control Volt-Var (CVV) supervisa la tensión medida en el PCC y la regula mediante el intercambio de Q . La cantidad de Q suministrada o absorbida de la red está en función de una curva Volt-Var previamente ajustada como la que se ilustra en

la Figura 3. Esta curva corresponde a la Categoría B de los GD y contempla la característica de banda muerta y se define de acuerdo con la norma IEEE-1547 [14]. Los parámetros que caracterizan al CVV son cuatro y se detallan a continuación: a) El punto de ajuste de voltaje (V_{AJUSTE}) es el valor nominal de tensión en la red eléctrica, b) La pendiente representa el cambio en porcentaje de VAr disponibles con respecto al cambio en V_{PCC} y el V_{AJUSTE} , dicha pendiente es siempre negativa y tiene dos regiones: Pendiente de Inyección y Pendiente de Absorción, c) El Límite inferior y superior de VAr son las cantidades de potencia reactiva que puede ser absorbida (Máxima absorción de Q) o suministrada (Máxima inyección de Q), por el CVV, y d) Banda muerta, representa la tolerancia de variación de V_{PCC} permitido por la red antes y después del punto de V_{AJUSTE} . Teniendo en cuenta estos parámetros, la función Volt-Var queda sintetizada como

$$Q(v_{PCC}) = \begin{cases} Q_1 & V_L < v_{PCC} < V_1 \\ Q_1 \cdot \left(\frac{V_2 - v_{PCC}}{V_2 - V_1} \right) & V_1 < v_{PCC} < V_2 \\ 0 \text{ (banda muerta)} & V_2 < v_{PCC} < V_3 \\ Q_4 \cdot \left(\frac{V_3 - v_{PCC}}{V_4 - V_3} \right) & V_3 < v_{PCC} < V_4 \\ Q_4 & V_4 < v_{PCC} < V_H \end{cases} \quad (2)$$

Donde V_{PCC} es la medición del voltaje en el PCC. V_2 y V_3 son los límites superior e inferior respectivamente del ancho de banda muerta. V_1 y V_4 son los límites de voltaje en los que Q alcanza sus límites. La pendiente de inyección de Q se encuentra entre V_1 y V_2 y la pendiente de absorción se encuentra entre los puntos V_3 y V_4 (ver Figura 3 y (2)).

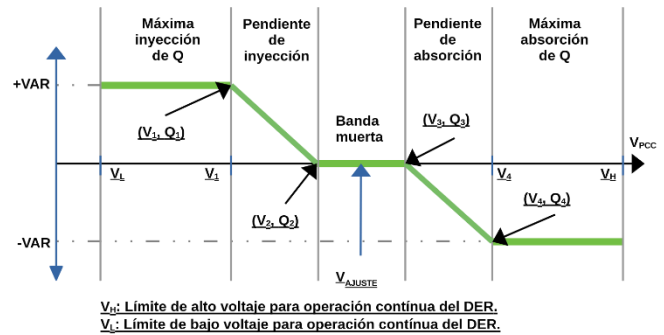


Figura 3. Curva Volt-Var típica.

2.3.2 Manejo de potencia reactiva en el inversor.

La norma IEEE 1547, en una de sus clasificaciones para los inversores, los clasifica en dos categorías (A y B), según las funciones de administración de P y Q con las que cuenta. Este trabajo se apegan a la Categoría B. En esta categoría, la cantidad de Q que se puede intercambiar con la red, en función de la capacidad de P a la salida del inversor, se define en dos rangos de intercambio de Q . El primer rango es cuando la entrega de P a la salida del inversor está entre el 5% y el 20% de su $P_{nominal}$ la cantidad de Q que puede intercambiar el GD es

hasta un valor mínimo de Q multiplicado por P dividida entre el 20% de $P_{nominal}$ (Franja azul de la Tabla 1). El segundo rango es cuando está entregando en su salida una cantidad de P superior al 20% de su $P_{nominal}$, el GD no debe limitar la inyección o absorción de Q sino hasta una capacidad máxima especificada (Franja roja de la Tabla 1).

Tabla 1. Valores de Q para GDs Categoría B (IEEE-1547)

Rango	Categoría B	
	Inyección	Absorción
$P \geq P_{min}$ ó $P \geq 0.05 * P_{nominal}$	Se habilita intercambio de Q	Se habilita intercambio de Q
$0.05 * P_{nominal} \leq P$ y $P \leq 0.2 * P_{nominal}$	$Q = \frac{0.44 * S_{nom} * P}{0.2 * P_{nominal}}$	$Q = \frac{-0.44 * S_{nom} * P}{0.2 * P_{nominal}}$
$P > 0.2 * P_{nominal}$	$Q = 0.44 * S_{nom}$	$Q = -0.44 * S_{nom}$

2.3.3 Determinación de los puntos de operación del CVV.

Para obtener los puntos de operación del CVV, se partirá con base en aquellos que ya vienen impuestos por el operador de red como son V_{ref} , el ancho de Banda Muerta y los límites máximo y mínimo de potencia reactiva.

Ancho de banda muerta. Determina los valores de V_2 y V_3 .

$$\begin{aligned} V_3 &= (V_{ref} + 0.02V_N) \\ V_2 &= (V_{ref} - 0.02V_N) \end{aligned} \quad (3)$$

Límites de potencia reactiva. Determina los límites de inyección y absorción de Q con base en la $P_{nominal}$ y los dos límites de FP impuestos por la red, donde FP_1 y FP_2 son los FP en adelante y en atraso, respectivamente.

$$\begin{aligned} Q_1 &= P_{nominal} \cdot \tan(\cos(FP_1)) \\ Q_4 &= P_{nominal} \cdot \tan(\cos(FP_2)) \end{aligned} \quad (4)$$

Pendientes de inyección y absorción. Esta se configura automáticamente con base en los valores de la impedancia de red ($R_g + jX_g$). De este modo el CVV no requerirá que el operador de red proporcione el valor de la pendiente. De (1) y para que $\Delta V_N = 0$, se requiere que la ΔV_P provocada por P y R_g sea igual a la ΔV_Q provocada por Q y X_g . Así, la pendiente de inyección de Q en función del valor de ΔV_P viene dada por

$$m_Q = -\frac{V_N}{X_g} \Delta V_P \quad (5)$$

Dado que existe una banda muerta donde no se inyectará Q , en la ecuación anterior se sustituye V_N por los dos límites de la banda muerta como sigue:

$$\begin{aligned} m_{absorción} &= -\frac{V_3}{X_g} \Delta V_{P1}, & \Delta V_{P1} &= V_{PCC} - V_3 \\ m_{inyección} &= -\frac{V_2}{X_g} \Delta V_{P2}, & \Delta V_{P2} &= V_2 - V_{PCC} \end{aligned} \quad (6)$$

Límites de voltaje para máxima inyección o absorción de Q , V_1 y V_4 . Estos se calculan como se muestra en la Figura 4.

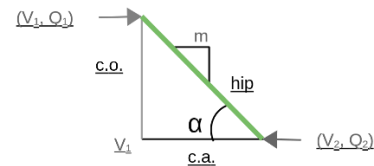


Figura 4. Determinación de V_1 y V_4 con base en la pendiente.

Dado el cateto opuesto ($(V_1, Q_1), V_1$), el segmento $\Delta V_P = V_2 - V_1$ como cateto adyacente, y la pendiente m , se obtiene el ángulo de inclinación α como sigue. Se conocen m , V_2 y Q_1 , por lo tanto $\alpha = \tan^{-1}(m)$, con $m = -\frac{V_N}{X_g}$ y siendo hip_1 la longitud de la razón de absorción e hip_2 la longitud de la razón de inyección se calculan:

$$hip_1 = \frac{Q_4}{\sen(\alpha)}, \quad hip_2 = \frac{Q_1}{\sen(\alpha)} \quad (7)$$

Se tienen los límites de voltajes

$$\begin{aligned} V_4 &= V_3 + \sqrt{(hip_1^2 - Q_4^2)} \\ V_1 &= V_2 - \sqrt{(hip_2^2 - Q_1^2)} \end{aligned} \quad (8)$$

Límites de desconexión. Son los valores de voltaje máximo y mínimo para la desconexión del inversor de la red. Estos se codifican en el control como una función que proveerá la referencia de Q y se habilitan como se indica en (2).

3. RESULTADOS DE LA REGULACIÓN DE VOLTAJE

3.1. Especificaciones del Caso de Estudio

El inversor cuenta con la misma estructura de la Figura 2. Las especificaciones eléctricas, así como los valores de algunos parámetros y/o componentes se muestran en la Tabla 2. El objetivo de este trabajo es evaluar la eficacia del CVV para la regulación de voltaje bajo el contexto de un inversor autónomo que contribuya a la estabilidad y confiabilidad de la red en voltaje. Por lo tanto, el prototipo que se propone se dimensiona a 1 kW, y para que los efectos de variación de voltaje sean significativos se escalan los valores de la impedancia de red. La

evaluación del CVV se realiza primero bajo el entorno de simulación y luego se presentan los resultados experimentales en un prototipo físico. En cada uno de los escenarios de prueba se tendrán tres valores distintos de impedancia de red y se realizará la inyección de P, una vez alcanzado el estado estable se pondrá en marcha el CVV.

Tabla 2. Parámetros y valores del inversor.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
V_g	127 V _{rms}	L_i	10 mH
V_{CD}	450 V _{CD}	C_r	3 μF
f_g	60 Hz	R_d	47 Ω
f_{sw}	10 kHz	L_g	10 mH

3.2. Pruebas de Simulación

Los tres escenarios de impedancia de red son: Escenario 1: $X_g = 0.5 \Omega$ y $R_g = 0.125 \Omega$; Escenario 2: $X_g = 0.5 \Omega$ y $R_g = 0.3 \Omega$; Escenario 3: $X_g = 0.5 \Omega$ y $R_g = 0.5 \Omega$. Dichos valores de impedancia fueron propuestos para demostrar la operación del CVV en sus tres regiones: Banda Muerta, Rampas de intercambio de Q y límites Máximos de Q. La velocidad del lazo de control de corriente permite alcanzar la consigna de potencia en máximo medio ciclo de red (8.3 ms) por lo que las pruebas tendrán una duración de 5 ciclos de red (0.083 s), suficiente para observar el estado estable en los intercambios de potencia con la red y las variaciones de voltaje en el PCC.

3.2.1 Simulación Escenario 1.

Para esta prueba, inicialmente $P = 0 W$ y en $t = 0.1 s$, se inyecta $P = 1 kW$. Nótese de la Figura 5, que para esta impedancia, inicialmente $V_{PCC} = 127 V_{rms}$ y durante la inyección de P, $V_{PCC} = 127.549 V_{rms}$, es decir, está dentro del rango de la Banda Muerta (V_2 y V_3), por lo cual el intercambio de Q debe ser nulo, como también se muestra en la Figura 5.

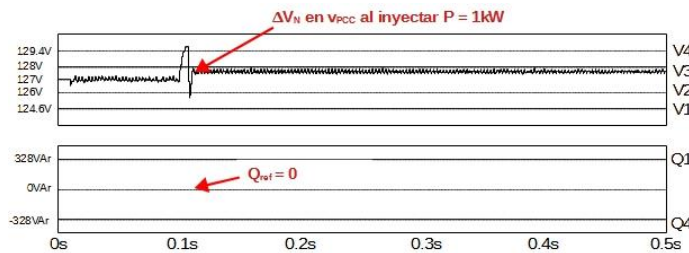


Figura 5. Respuesta del CVV para el Escenario 1.

3.2.2 Simulación Escenario 2.

Para esta condición de impedancia de red, de la Figura 6 se observa que al inyectar $P = 1 kW$ en $t = 0.1 s$, el voltaje en el PCC se incrementa ($\Delta V = 1.6 V_{rms}$) entrando a la región de rampa de absorción de Q (V_3 y V_4), por lo cual el intercambio

de Q toma el valor que impone el CVV ($Q = -83.3 VAR$ en $t = 0.2 s$), llevando la variación de voltaje a $\Delta V = 1.34 V_{rms}$. Esto significa un decremento de voltaje de $0.254 V_{rms}$.

En la Figura 7 se muestran la corriente i_g y el voltaje V_{PCC} . A partir de $t = 0.1 s$ se inicia la inyección de P, onda sinusoidal de corriente en fase con la onda de voltaje; y a partir de $t = 0.2 s$ en que se activa el CVV, se incrementa el desfase entre ambas ondas hasta alcanzar 6.1° (equivalente a los $-83.3 VAR$ de compensación reactiva).

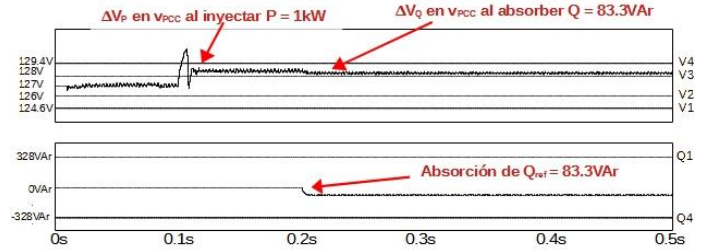


Figura 6. Respuesta del CVV para el Escenario 2.

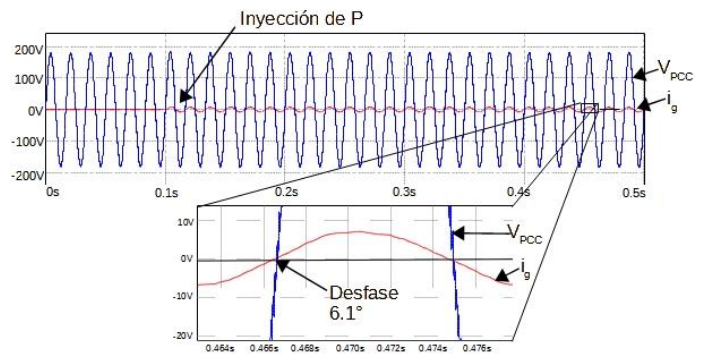


Figura 7. Desfase entre i_g y V_{PCC} para el Escenario 2.

3.2.3 Simulación Escenario 3.

Para este valor de impedancia de red, de la Figura 8 se observa que al inyectar $P = 1 kW$ en $t = 0.1 s$, el voltaje en el PCC se incrementa ($\Delta V = 2.5 V_{rms}$), entrando a la región de máxima absorción de Q ($V_{PCC} > V_4$) y mientras que al entrar el CVV en $t = 0.2 s$, la referencia es $Q = -241 VAR$, que se acerca al mínimo valor de potencia reactiva (Q_4), llevando la variación de voltaje a $\Delta V = 1.89 V_{rms}$. Esto significa un decremento de voltaje de $0.61 V_{rms}$.

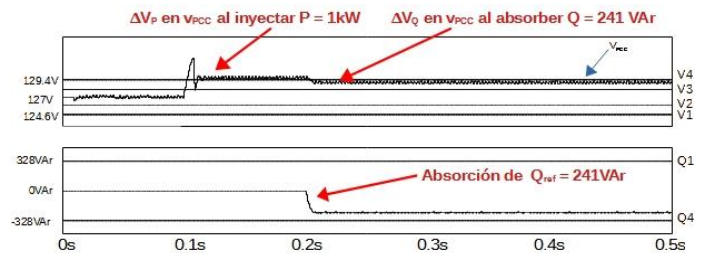


Figura 8. Respuesta del CVV para el Escenario 3.

En la Figura 9 se aprecia un desfase aun mayor entre la onda de corriente i_g y la de voltaje V_{PCC} , que es de 12.4° , lo cual es aproximadamente equivalente a los -241 VAR de compensación reactiva. Cabe mencionar que el máximo desfase de i_g que se puede lograr para este inversor es de 18.15° , que es la cantidad máxima de Q (328 VAR) que puede proveer el GD con relación a su máxima P para mantener el FP dentro del rango de ± 0.95 .

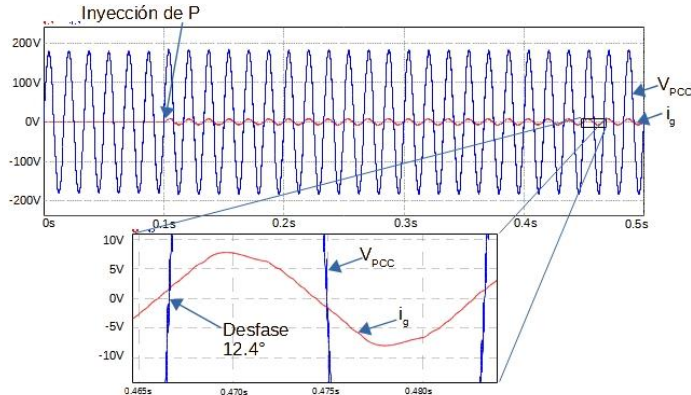


Figura 9. Desfase entre i_g y V_{PCC} para el Escenario 3.

3.3. Pruebas Experimentales

3.3.1 Prototipo

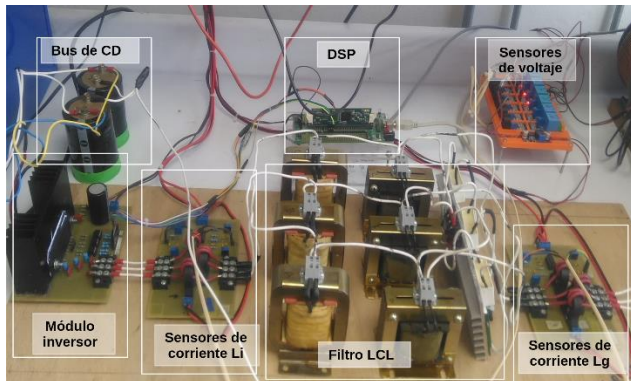


Figura 10. Prototipo de pruebas con capacidad de 1.1kVA.

Para propósitos de simplificación de las pruebas experimentales, el inversor no se interconecta a red, sin embargo, la señal de voltaje de red, sí se toma desde un autotransformador (conectado a red) útil para emular la variación de voltaje y para la referencia en los controladores. Entre las etapas que integran el prototipo se cuentan el control, el cual estará embebido en el DSP; la etapa de potencia constituida por la fuente de CD, el capacitor del bus de CD, el puente inversor trifásico, el filtro LCL, las resistencias de carga, un inductor que fungirá como impedancia de red (1.3 mH, 0.5Ω a 60 Hz), ver Figura 10.

El voltaje en PCC se tomará de la salida del autotransformador variable mientras que la corriente se medirá a la salida del filtro

LCL conectado a un arreglo de resistores de carga. Esta configuración no afecta al lazo de control de corrientes, pero sí provoca una diferencia de fase entre el voltaje V_{PCC} y la corriente de salida i_g , dicha diferencia sería compensada automáticamente por el lazo de control de corriente en un escenario de interconexión real, para este caso dicha compensación se realiza manualmente.

3.3.2 Resultados Experimentales

Las pruebas para verificar la eficacia del CVV consisten en variar el voltaje del PCC iniciando por un voltaje límite inferior (V_1) de la Curva Volt-Var e incrementándolo hasta llegar al voltaje máximo (V_4), demostrando el desplazamiento de la onda de corriente con respecto a la de voltaje, según se muestra en la Tabla 3. El desplazamiento en grados se registra del osciloscopio y Q se toma de la consigna de salida del CVV.

Tabla 3. Variación de voltajes en PCC y respuesta del CVV.

V_{PCC}	Región de la curva Volt-Var.	Consigna de potencia dada por el control Volt-Var.	Desfase en grados de la onda de corriente i_g . (Mediciones en el prototipo)
107.5V	Q_1	328VAr	-18.15°
107.35V	Pendiente de inyección	320VAr	-17.9°
108.38V		161VAr	-13.6°
108.74V		82.8VAr	-9.2°
109.11V		2.43VAr	-4.55°
109.12 – 110.88V	Banda muerta	0VAr	---
111.24V	Pendiente de absorción.	-79.6VAr	0.139°
111.61V		-162VAr	4.73°
111.97V		-242VAr	9.14°
112.34V		-323VAr	17.74°
112.4V	Q_4	-328VAr	18.15°

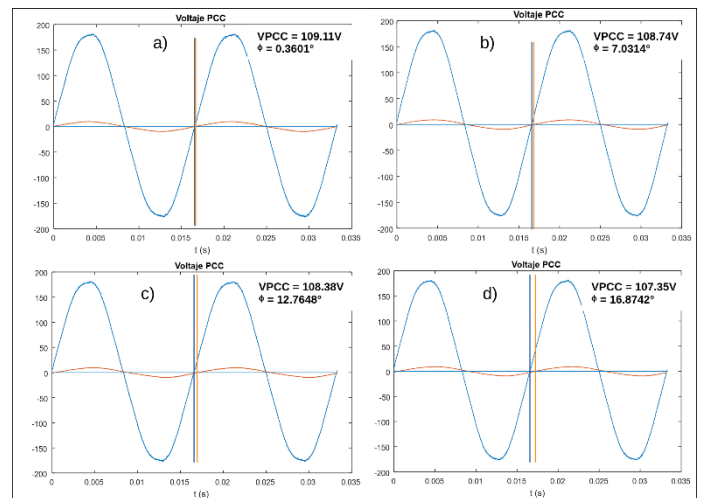


Figura 11. Caída de voltaje en PCC, inyección de Q.

El rango de voltajes en el PCC, que va de 107.5 V hasta 109.11 V, emula una caída con respecto al límite inferior de voltaje de

la Banda Muerta, por tal motivo se inyectaría Q (Pendiente de Inyección) para elevar el voltaje. En la Figura 11 se muestran las gráficas de desfase de la corriente i_q con respecto a V_{PCC} , para cada uno de los cuatro puntos de medición. Existe una diferencia entre los ángulos de desfase de la Tabla 3 y los de la Figura 11.

Para el escenario de sobrevoltaje en el PCC, se tienen los cuatro puntos de la Pendiente de Absorción de Q y una máxima absorción en el punto Q_4 según se detalla en la Tabla 3 y en las gráficas de la Figura 12. Se observa el retardo de la onda de corriente con respecto al voltaje variando el V_{PCC} desde V_3 hasta V_4 , tomando como referencia de medición el PCC.

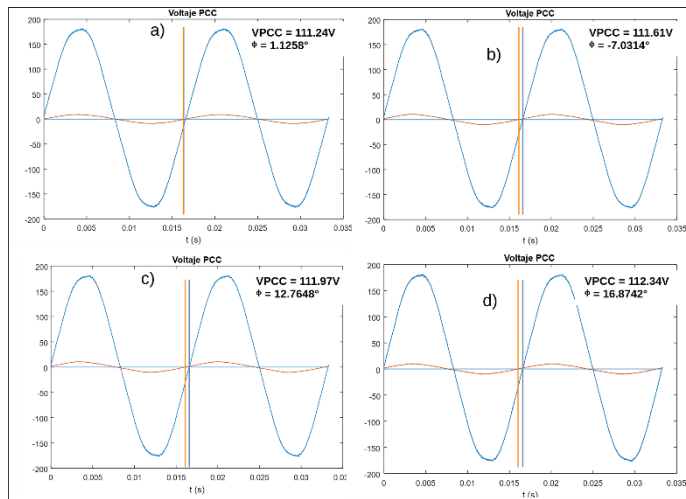


Figura 12. Sobrevoltaje en PCC, absorción de Q.

4. CONCLUSIONES

La penetración de renovables a nivel de distribución, genera variaciones de voltaje en el PCC, pero pueden compensarse por medio del manejo de la potencia reactiva por parte del inversor de un GD. Aquí se implementa la función Volt-Var, que toma como variable de referencia al voltaje en el PCC y basada en la configuración de su curva Volt-Var, inyecta o absorbe potencia reactiva de la red para regular el voltaje. El intercambio de potencia reactiva se lleva a cabo adelantando o retrasando la onda de corriente de salida con respecto a la de voltaje en el PCC, dicho desplazamiento se corrobora en esta investigación de forma experimental mientras que el impacto del CVV en la regulación de voltaje se realiza en simulación en tres distintos escenarios de impedancia de red. Se demuestra que el CVV tiene una mayor efectividad ante un elevado valor de inductancia de red en el PCC.

5. REFERENCIAS

[1] Pacific Gas and Electric Company, "Rule No. 21," 2018.
 [2] R. G. Suryavanshi and I. Korachagaon, "A review on power quality issues due to high penetration level of solar generated power on the grid," Proc.

2019 2nd Int. Conf. Power Embed. Drive Control. ICPEDC 2019, pp. 464–467, 2019, doi: 10.1109/ICPEDC47771.2019.9036537.
 [3] A. Sharma, M. Kolhe, U. M. Nils, K. Muddineni, A. Mudgal, and S. Garud, "Voltage Rise Issues and Mitigation Techniques Due to High PV Penetration into the Distribution Network," 2018 Int. Conf. Autom. Comput. Eng. ICACE 2018, pp. 72–78, 2018, doi: 10.1109/ICACE.2018.8687041.
 [4] FERC, "Order No. 888," *Lancet*, vol. 231, no. 5982, pp. 965–966, 1996, doi: 10.1016/S0140-6736(00)94402-7.
 [5] V. A. C. Cruz, L. J. R. Castellanos, B. J. C. Jiménez, and A. R. Miranda, "Control del voltaje mediante inversores fotovoltaicos en redes eléctricas inteligentes," *Memorias del XVI Congr. Latinoam. Control Automático, CLCA 2014*, pp. 1131–1136, 2014.
 [6] J. Johnson, S. Gonzalez and D. B. Arnold, "Experimental Distribution Circuit Voltage Regulation using DER Power Factor, Volt-Var, and Extremum Seeking Control Methods," *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2017, pp. 3002-3007, doi: 10.1109/PVSC.2017.8366344.
 [7] J. Johnson et al., "Distribution voltage regulation using extremum seeking control with power hardware-in-the-loop," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, no. 6, pp. 1824–1832, 2018, doi: 10.1109/JPHOTOV.2018.2869758.
 [8] NREL and SolarCity, "2. Photovoltaic Impact Assessment of Smart Inverter Volt-VAR Control on Distribution System Conservation Voltage Reduction and Power Quality," Natl. Renew. Energy Lab., no. December, 2016. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67296.pdf>.
 [9] J. Lai, C. Hu, G. Li, X. Lu, and H. Zhou, "Networked-based distributed cooperative voltage control for power electronics interfaced microgrids," *Proc. 2016 IEEE 11th Conf. Ind. Electron. Appl. ICIEA 2016*, pp. 1880–1885, 2016, doi: 10.1109/ICIEA.2016.7603894.
 [10] M. JUAMPEREZ, G. YANG, and S. B. KJÆR, "Voltage regulation in LV grids by coordinated volt-var control strategies," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 319–328, 2014, doi: 10.1007/s40565-014-0072-0.
 [11] T. Stetz, W. Yan, and M. Braun, "Voltage Control in Distribution Systems with High Level PV-Penetration," *25th Eur. PV Sol. Energy ...*, vol. 49, no. 0, pp. 1–7, 2010, [Online]. Available: [http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen/uebersicht/2010/voltage_control_indistributionsystemswithhighlevelpv-penetration/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/Voltage Control in Distribution Systems with High Level PV-Penetration](http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen/uebersicht/2010/voltage_control_indistributionsystemswithhighlevelpv-penetration/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/Voltage%20Control%20in%20Distribution%20Systems%20with%20High%20Level%20PV-Penetration.pdf).
 [12] P. Jahangiri and D. C. Aliprantis, "Distributed Volt/VAR control by PV inverters," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3429–3439, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2256375.
 [13] Electric Power Research Institute, "Common Functions for Smart Inverters 1023059," 2016.
 [14] M. Liserre, F. Blaabjerg, and S. Hansen, "Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 41, no. 5, pp. 1281–1291, 2005, doi: 10.1109/TIA.2005.853373.
 [15] S. K. Chung, "A phase tracking system for three phase utility interface inverters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 15, no. 3, pp. 431–438, 2000, doi: 10.1109/63.844502.
 [16] S. K. Chung, "Phase-locked loop for grid-connected three-phase power conversion systems," *IEE Proc. Electr. Power Appl.*, vol. 147, no. 3, pp. 213–219, 2000, doi: 10.1049/ip-epa:20000328.
 [17] Y. Levron and J. Belikov, "Lecture 2: The Direct-Quadrature-Zero (DQ0) Transformation," vol. 1, no. 2, pp. 1–21.
 [18] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems Chapter 10 Control of Grid Converters under Grid Faults*. 2011.
 [19] IEEE Standard Association, IEEE Std. 1547-2018. Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. 2018.