

Control de potencia reactiva en sistemas fotovoltaicos conectados a la red

María Fernanda Centeno Quintero

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Electricista

Directora:

María Alejandra Mantilla Villalobos

Doctor en Ingeniería Electrónica

Codirectores:

Fausto Osorio Silva

Magíster en Ingeniería Electrónica

Iván David Serna Suárez

Doctor en Ingeniería

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingenierías Fisicomécanicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Bucaramanga

2019

A Dios por permitirme cumplir mis sueños y darme la fortaleza para poder superar todos los obstáculos a lo largo de este camino.

A mi familia por siempre brindarme su amor y apoyo incondicional, por que sin ellos nada de esto sería posible.

A mis mejores amigas, mis hermanas de la vida por siempre creer en mí y por sus palabras de aliento cuando las he necesitado.

A la profesora María Alejandra Mantilla por su paciencia y su acompañamiento en todo momento en el desarrollo de este proyecto.

Por último, a todas las personas que conocí en este paso por la universidad, profesores y compañeros que de una u otra manera lograron forjarme como profesional y persona.

María Fernanda Centeno Quintero.

Contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Objetivos.....	14
1.1 Objetivo general.....	14
1.2 Objetivos específicos	14
2. Inversores	15
2.1 Inversor trifásico tipo fuente de tensión.....	16
2.2 Estrategia de modulación por ancho de pulso (PWM)	18
2.3 Control de tiempo de establecimiento finito o de tiempo muerto (DEADBEAT)	20
2.4 Técnica de generación de las señales de corriente de referencia.	24
3. Estrategias de control de potencia reactiva para inversores fotovoltaicos.....	26
3.1 Modo de factor de potencia constante	26
3.2 Modo de voltaje-potencia reactiva.....	27
3.3 Modo de potencia activa-reactiva	28
3.4 Modo de potencia reactiva constante	29
4. Parámetros de simulación y algoritmos de control implementados.....	30
4.1 Algoritmo para modo de operación de factor de potencia constante.....	31
4.2 Algoritmo para modo de operación de tensión-potencia reactiva	32

4.3 Algoritmo para modo de operación de potencia activa- reactiva	33
4.4 Algoritmo para el modo de operación potencia reactiva constante	34
4.5 Generación de la señal de referencia	35
5. Resultados	35
5.1 Modo factor de potencia constante	37
5.1.1 Factor de potencia 0.9 – Absorción de potencia reactiva	37
5.1.2 Factor de potencia 0.9 - Inyección de potencia reactiva	39
5.2 Modo de tensión-potencia reactiva	41
5.3 Modo de potencia activa-reactiva	42
5.4 Modo de potencia reactiva constante	44
5.4.1 Potencia reactiva absorbida.....	44
5.4.2 Potencia reactiva inyectada.....	46
6. Conclusiones	48
Referencias bibliográficas.....	50

Lista de figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Inversor trifásico tipo fuente tensión.	16
<i>Figura 2.</i> Diagrama de Control.....	18
<i>Figura 3.</i> Modulación PWM.....	19
<i>Figura 4.</i> Equivalente monofásico del inversor tipo fuente de tensión acoplado a la red.	21
<i>Figura 5.</i> Equivalente trifásico del inversor tipo fuente de tensión acoplado a la red	23
<i>Figura 6.</i> Curva Volt-Var.	27
<i>Figura 7.</i> Curva Watt-Var.	29
<i>Figura 8.</i> Red de 10 Nodos adaptada.....	30
<i>Figura 9.</i> Diagrama de flujo del modo de operación de factor de potencia constante.	32
<i>Figura 10.</i> Diagrama de flujo del modo voltaje-potencia reactiva.	33
<i>Figura 11.</i> Diagrama de flujo del modo potencia activa-reativa.	34
<i>Figura 12.</i> Diagrama de flujo del modo potencia reactiva constante.	35
<i>Figura 13.</i> Tensión en el PCC con solo inyección de potencia activa.	36
<i>Figura 14.</i> Tensión en el PCC para FP 0.9 - absorción de potencia reactiva.	37
<i>Figura 15.</i> Potencia reactiva inyectada por el inversor para FP 0.9 - absorción de potencia reactiva.	38
<i>Figura 16.</i> Tensión en el PCC para FP 0.9 - inyección de potencia reactiva.	39

<i>Figura 17.</i> Potencia reactiva inyectada por el inversor.	40
<i>Figura 18.</i> Tensión en el PCC para modo de operación Volt-Var.	41
<i>Figura 19.</i> Potencia reactiva inyectada por el inversor para modo de operación Volt-Var.	42
<i>Figura 20.</i> Tensión en el PCC para modo Watt-Var.	43
<i>Figura 21.</i> Potencia reactiva inyectada por el inversor para modo Watt-Var.	43
<i>Figura 22.</i> Tensión en el PCC para modo de potencia reactiva absorbida constante.....	45
<i>Figura 23.</i> Potencia reactiva inyectada por el inversor para el modo de potencia reactiva absorbida constante.	45
<i>Figura 24.</i> Tensión en el PCC para modo de potencia de potencia reactiva inyectada constante.	47
<i>Figura 25.</i> Potencia reactiva inyectada por el inversor para modo de potencia reactiva inyectada constante.	47

Lista de tablas

Pág.

Tabla 1. <i>Valores de la curva Volt-Var</i>	28
Tabla 2. <i>Valores curva Watt-Var</i>	29
Tabla 3. <i>Parámetros de diseño y operación del inversor y la red</i>	31
Tabla 4. <i>Tensión en el PCC sin inyección de potencia reactiva</i>	36
Tabla 5. <i>Escenarios en modo de factor de potencia constante 0.9 - absorción de potencia reactiva</i>	38
Tabla 6. <i>Escenarios de modo de factor de potencia constante 0.9 - inyección de potencia reactiva</i>	40
Tabla 7. <i>Escenarios para modo de operación Volt-Var</i>	42
Tabla 8. <i>Escenarios para el modo de potencia activa-reactiva</i>	44
Tabla 9. <i>Escenarios para el modo de potencia reactiva absorbida constante</i>	46
Tabla 10. <i>Escenarios para potencia reactiva inyectada constante</i>	48

Resumen

Título: Control de potencia reactiva en sistemas fotovoltaicos.*

Autora: María Fernanda Centeno Quintero**

Palabras Claves: Sistemas Fotovoltaicos, Inversor Trifásico, Modulación Pwm, Control *Deadbeat*, Control Potencia Reactiva, Regulación De Tensión.

Descripción:

En este trabajo de grado se presenta el control de potencia reactiva en el punto de conexión común de un sistema fotovoltaico conectado a una red de distribución bajo diferentes modos de operación establecidos por el estándar IEEE 1547 de 2018 para la regulación de tensión. Se implementó en Matlab/Simulink un inversor trifásico en topología de puente completo tipo fuente de tensión controlado mediante un algoritmo de tres lazos cerrados de control: estrategia de modulación por ancho de pulso PWM, control de tiempo de establecimiento finito o de tiempo muerto (*deadbeat*) y técnica de generación de las señales de corriente de referencia en coordenadas abc.

Se analizaron las estrategias específicas de control para los distintos modos de operación: factor de potencia constante, tensión-potencia reactiva, potencia activa-reativa y potencia reactiva constante. Para evaluar el funcionamiento de las estrategias de control, se simuló una red de distribución de 10 nodos basada en la red típica de 13 nodos de la IEEE, incorporando un sistema fotovoltaico con capacidad de 670 kVA.

Se presentan resultados de simulación para cinco diferentes perfiles de generación, considerando los cuatro modos de operación estipulados en el estándar donde se evaluó el comportamiento de la tensión en el punto de conexión común.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomécanicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones
Directora: María Alejandra Mantilla Villalobos, PhD en Ingeniería Electrónica.

Abstract

Title: Reactive power control in photovoltaic systems. *

Autora: María Fernanda Centeno Quintero **

Keywords: Photovoltaic Systems, Three-Phase Inverter, Pwm Modulation, Deadbeat Control, Reactive Power Control, Voltage Regulation.

Description

This work deals with the reactive power control at the common connection point of a photovoltaic energy system connected to a distribution grid using different modes of operation established by the IEEE standard 1547 of 2018 in order to realize voltage regulation. For simulations, carried out in software Matlab / Simulink, it was implemented a three-phase and controlled voltage source type inverter in a full-bridge topology. For this purpose, the inverter is controlled by using a three closed-loops control algorithm using three different technics as follows: Pulse Width Modulation (PWM) strategy, deadbeat control and a technique for reference-current signals generation using abc

Coordinates. In addition, specific control strategies for the different operation modes are studied in this document: constant power factor, reactive power-voltage, active-reactive power, and constant reactive power. In order to evaluate the performance of the control strategies, a distribution grid of 10 nodes was simulated based on the IEEE 13 Node Test Feeder and incorporating a photovoltaic energy system with a capacity of 670 kVA.

Finally, simulation results are presented for five different generation profiles, with the consideration of the four operation modes stipulated in the IEEE standard 1547 where the voltage behavior at the common connection point is evaluated.

* Degree work

** Faculty of Physicomechanical Engineering, School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering
Director: María Alejandra Mantilla Villalobos, PhD in Electronic Engineering

Introducción

Según la agencia internacional de energía IEA (iea, 2018) el 67.3% de toda la producción de energía se debe a los combustibles fósiles, como el carbón, petróleo, gas, entre otros. Con el creciente desarrollo e industrialización de los países, la demanda y consumo de la energía también aumenta, surgiendo la necesidad de buscar alternativas de energía que reduzcan la emisión de gases de efecto invernadero y a su vez, minimicen el efecto medioambiental.

A pesar de que, en Colombia el 69% de la energía proviene de fuentes hidroeléctricas () que contribuyen a la mitigación del cambio climático, estas poseen ciertos inconvenientes cuando se presentan fenómenos de sequía en el país, como fue el caso del fenómeno del niño entre los años 2015 y 2016 que las hidroeléctricas del país no podían suplir con toda la energía que se demandaba, produciéndose la racionalización de la energía y fuertes efectos negativos en el sistema eléctrico. Es por esto que, para evitar futuros problemas, se requiere de la implementación de energías renovables, como es el caso de la energía eólica y solar. Estas fuentes de energía podrían reforzar el sistema eléctrico colombiano brindándole plena confiabilidad a este cuando las hidroeléctricas en condiciones extremas no puedan suplir toda la demanda de energía.

Con la nueva resolución de la CREG 030 2018 (CREG) se aproxima un cambio trascendental en el sistema energético del país, debido a que se aprobó la autogeneración y generación distribuida, abriéndole un gran paso a las energías renovables. Por ende, se necesita que estas brinden un servicio de calidad que cumpla con todos los índices de fiabilidad y confiabilidad.

Durante mucho tiempo, las plantas fotovoltaicas solo se consideraron "Consumidores negativos" con una fuente de alimentación de potencia activa pura. Sin embargo, en algunos países como Alemania, se empezaron a generar diferentes problemáticas relacionadas con la tensión en la red ante la masiva penetración de sistemas fotovoltaicos. Algunas de estas problemáticas son:

- Aumentos de tensión en la red debido a la inyección de potencia activa principalmente en baja y media tensión, lo que produce dificultades en la conexión de plantas adicionales de generación de energía.
- Cantidades de potencia reactiva en la red que reducen la capacidad de transmisión y aumentan las pérdidas de transmisión.

Partiendo de lo anterior, se empezaron a incluir capacidades de inyección de potencia reactiva a los sistemas fotovoltaicos, buscando compensar el balance de potencia reactiva en la red y/o mantener la tensión estable en el PCC para garantizar la regulación de tensión estipulada. En consecuencia, se requiere que el inversor pueda suministrar o absorber potencia reactiva principalmente para proporcionar capacidades de regulación de tensión.

En el presente trabajo se realizará la simulación de un sistema fotovoltaico acoplado a una red de distribución con las funcionalidades de control de potencia activa y reactiva. El control de potencia se realizará teniendo en cuenta los distintos modos de operación establecidos según el estándar IEEE 1547 de 2018 para la regulación de tensión en el punto de conexión común (PCC), mediante el control de la potencia reactiva.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Analizar estrategias de control de potencia reactiva para sistemas fotovoltaicos conectados a la red bajo diferentes modos de operación enfocados en regular la tensión en el punto de conexión común.

1.2 Objetivos específicos

- Describir los cuatro modos de operación para el control de potencia reactiva en sistemas fotovoltaicos conectados a la red empleados para regular la tensión en el punto de conexión común según el estándar IEEE 1547 de 2018. (IEEE Standard, 2018)
- Definir la estrategia de control requerida según el modo de operación del sistema fotovoltaico conectado a la red.
- Simular un sistema fotovoltaico conectado a la red y las estrategias de control para los cuatro modos de operación: factor de potencia constante, voltaje-potencia reactiva, potencia reactiva-activa y potencia reactiva constante.
- Analizar el funcionamiento del sistema bajo los modos de operación simulados.

2. Inversores

Los sistemas fotovoltaicos son conectados a la red de energía eléctrica a través de inversores de potencia. Los inversores son convertidores de electrónica de potencia, que permiten la conversión de señales en corriente continua (CC) a corriente alterna (CA) mediante la conmutación de dispositivos semiconductores electrónicos (como BJT, MOSFET, IGBT, MCT, SIT, GT) (Yazdani, Amirnaser y Iravani Reza. Voltage-Sourced Converters in Power Systems. New Jersey: John Wiley & Sons, 2010. p 1.).

Generalmente los inversores son usados para aplicación industriales como: control de velocidad de motores de inducción, balastos electrónicos, caldeo por inducción, calefacción por inducciones, entre otros. Cuando los inversores son utilizados en los sistemas eléctricos de potencia cumplen ciertas funciones como filtros activos, compensadores de potencia, acondicionadores de energía, entre otros.

Los inversores se pueden clasificar según la característica de la señal de entrada o la característica de la señal de salida, de la técnica de modulación, de los dispositivos semiconductores empleados, entre otros. (RASHID, Muhammad. Electrónica de potencia. 2 ed. México. Prentice Hall Hispanoamericana. 1993. p 356.) El inversor de estudio del presente trabajo de grado se describirá a continuación.

2.1 Inversor trifásico tipo fuente de tensión

En este trabajo se utilizó un inversor trifásico en puente completo alimentado por tensión el cual se compone de tres ramas (ver Figura 1), donde cada una consta de dos transistores IGBTs, los cuales poseen un diodo anti paralelo que conducen ante corrientes inversas. Para el adecuado funcionamiento del inversor se debe asegurar que dos interruptores de una misma rama no conduzcan al mismo tiempo, ya que se provocaría un corto con la fuente de continua. Las tensiones de salida del inversor ab , bc y ca solo podrán obtener los valores: U_{dc} , 0 , $-U_{dc}$.

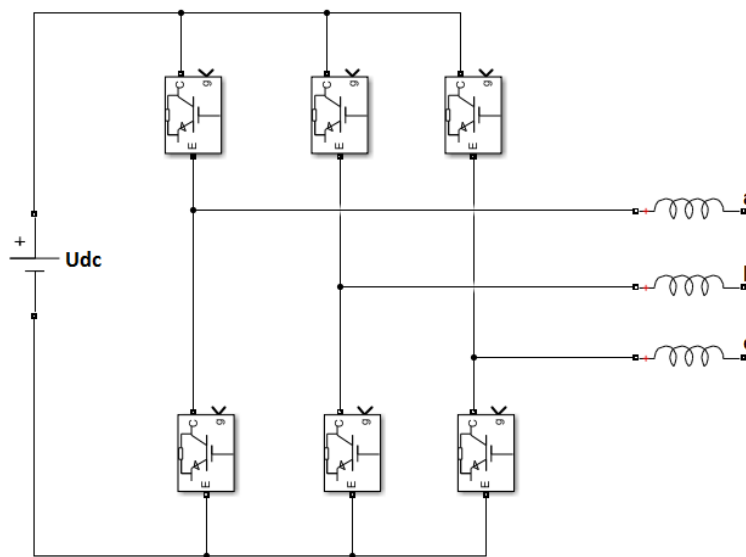


Figura 1. Inversor trifásico tipo fuente tensión.

Además, las formas de onda de las señales inyectadas deben ser lo más sinusoidales posibles, por lo cual los inversores se conectan a la red de servicio público mediante filtros pasivos de primer o tercer orden, para eliminar las componentes armónicas no deseadas (Mantilla, María. Modelado y simulación en tiempo real de un compensador estático de potencia para sistemas de distribución. Tesis de maestría. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. 2011. p. 16.), como se puede observar en la Figura 1. En este caso se realizó el acoplamiento entre el inversor y la red eléctrica a través de un filtro de primer orden, que corresponde a un filtro inductivo, específicamente una única bobina que permite atenuar el rizado de la señal de corriente inyectada por el inversor.

En la Figura 2 se puede observar el diagrama de control implementado en el inversor trifásico en puente completo conectado a una red de distribución ideal, el cual posee tres lazos de control:

- Generación de señales de corriente en coordenadas *abc*.
- Control de tiempo de establecimiento finito o de tiempo muerto (*Deadbeat*).
- Estrategia de modulación por ancho de pulso (PWM).

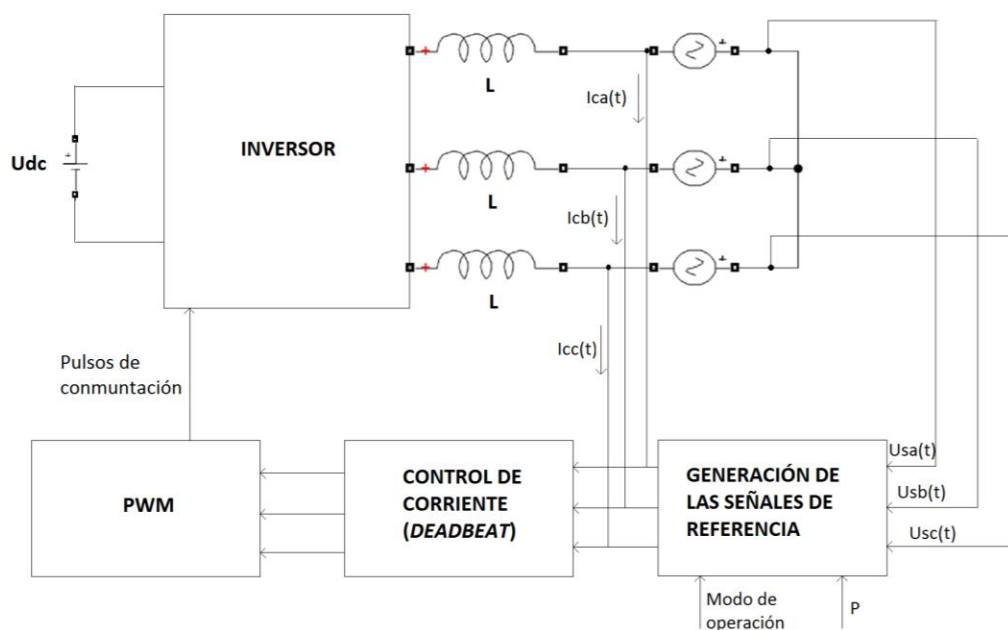


Figura 2. Diagrama de Control.

2.2 Estrategia de modulación por ancho de pulso (PWM)

Las estrategias de modulación tienen como objetivo controlar la tensión de salida de los inversores mediante la configuración de los tiempos de encendido y apagado de los interruptores para que la señal de salida sea lo más cercano a la señal de referencia.

La modulación por ancho de pulso es una de las estrategias más utilizadas en los inversores de potencia, consiste en la variación del ancho de un pulso único por ciclo de trabajo de cada interruptor de potencia. (Petit, Johann. Control de filtros activos de potencia para la mitigación de armónicos y mejora del factor de potencia en sistemas desequilibrados. Tesis de Doctorado. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid. 2007. p. 37.)

En este trabajo la señal PWM se generó mediante la técnica de la portadora, que consiste en la comparación de una forma de onda triangular periódica de alta frecuencia, conocida como la

señal portadora, con una forma de onda de variación lenta, de baja frecuencia conocida como la señal moduladora. Como es un inversor trifásico se debe realizar tres comparaciones simultáneas, una por cada fase.

El proceso de modulación se puede observar en la Figura 3, donde la señal moduladora, señal sinusoidal pura, trifásica y de secuencia positiva, es comparada con la señal triangular dando como señales de control para cada rama trenes de pulso de amplitud de $\pm U_{dc}/2$ y ancho de pulso variable.

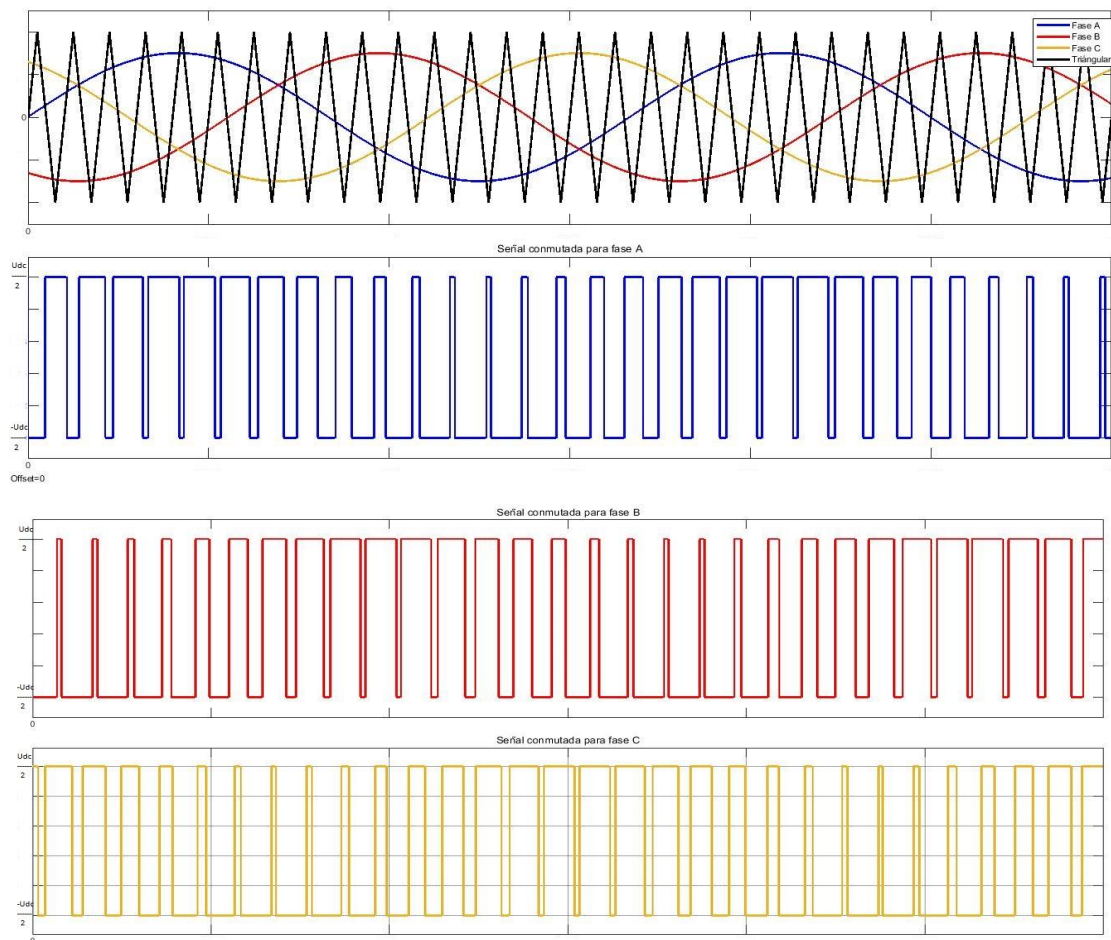


Figura 3. Modulación PWM.

2.3 Control de tiempo de establecimiento finito o de tiempo muerto (DEADBEAT)

Los inversores de potencia utilizan técnicas de control de corriente para lograr que la señal de salida sea lo más cercana a la señal de referencia deseada. En este trabajo de grado se consideró la técnica de tiempo de establecimiento finito o de tiempo muerto (*deadbeat*). El objetivo del control deadbeat es asignar un valor a la tensión de salida del inversor de tal forma que la corriente sea aproximadamente igual a la corriente de referencia en el menor número de periodos de muestreo posible, es decir se elige la tensión de salida para que al final del periodo de muestreo la señal de error sea cero, idealmente esto sucede en el final del siguiente periodo de muestreo ($n+1$).

El valor de la señal de tensión de salida dado por el control deadbeat para el inversor trifásico de tres ramas se obtiene partiendo del equivalente monofásico del inversor conectado de la red, mostrado en la Figura 4. Se deduce la siguiente ecuación:

$$L \frac{di_c(t)}{dt} = U_{inv}(t) - U_s(t) \quad (1)$$

Donde $U_{inv}(t)$ es la tensión de salida del inversor, L corresponde a la inductancia de la bobina de acople del inversor a la red, $U_s(t)$ es la tensión del PCC e $i_c(t)$ es la corriente inyectada por el convertidor.

De la ecuación (1), expresada en el dominio de Laplace, se tiene:

$$I_c(s) = \frac{U_{inv}(s) - U_s(s)}{sL} \quad (2)$$

Por Medio De La Transformada Bilineal, Se Discretiza La Ecuacion (2) Y Se Obtiene:

$$U_{inv}(n+1) = \frac{2L}{T_{sw}} [i_c(n+1) - i_c(n)] - U_{inv}(n) + U_s(n+1) + U_s(n) \quad (3)$$

Donde T_{sw} corresponde al periodo de muestreo. Suponiendo que la corriente inyecta por el inversor alcanza la corriente de referencia al final de cada periodo de muestreo, es decir:

$$i_c(n+1) = i_{ref}(n) \quad (4)$$

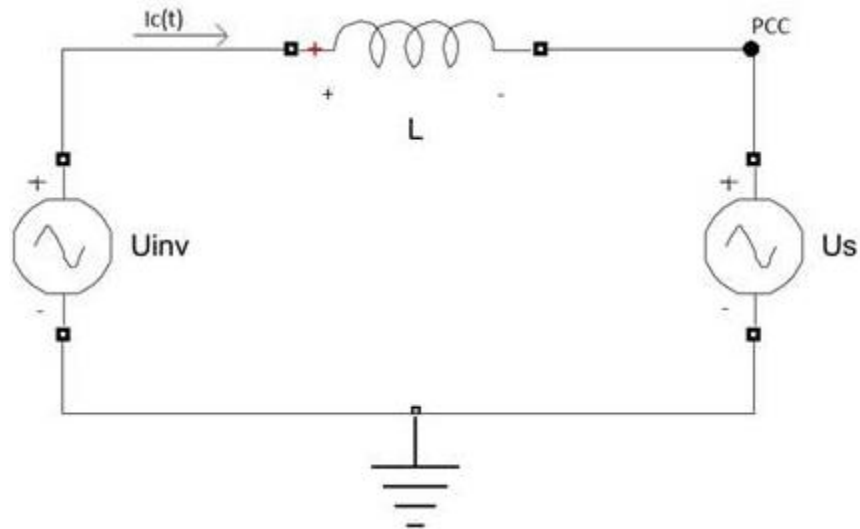


Figura 4. Equivalente monofásico del inversor tipo fuente de tensión acoplado a la red.

Reemplazando la ecuación (4) en la (3), se tiene:

$$U_{inv}(n+1) = \frac{2L}{T_{sw}}[i_{ref}(n) - i_c(n)] - U_{inv}(n) + U_s(n+1) + U_s(n) \quad (5)$$

Por último, considerando que la tensión del inversor y la tensión del PCC, permanecen constante en un periodo, se obtiene:

$$\bar{U}_{inv}(n) = \frac{2L}{T_{sw}}[i_{ref}(n) - i_c(n)]U_s(n) \quad (6)$$

Donde $\bar{U}_{inv}(n)$ corresponde a la tensión a sintetizar por el inversor en cada periodo de muestreo, utilizando la técnica PWM.

De igual manera, para obtener la tensión a sintetizar correspondiente al inversor trifásico de tres ramas, se parte del equivalente mostrado en la Figura 5 que corresponde al circuito trifásico conectado a la red.

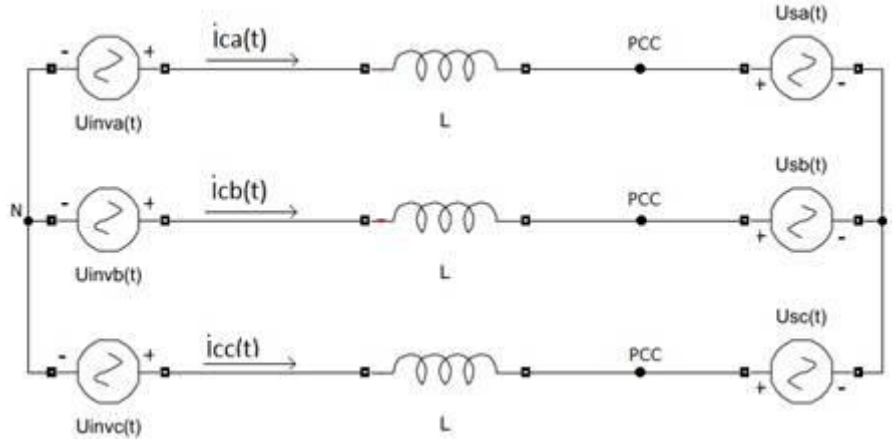


Figura 5. Equivalente trifásico del inversor tipo fuente de tensión acoplado a la red

Aplicando LVK a la Figura 4, se obtienen las siguientes ecuaciones que modelan al circuito.

$$L \frac{di_{ca}(t)}{dt} - L \frac{di_{cb}(t)}{dt} = U_{inva}(t) - U_{invb}(t) + U_{sb}(t) - U_{sa}(t) \quad (7)$$

$$L \frac{di_{cb}(t)}{dt} - L \frac{di_{cc}(t)}{dt} = U_{invb}(t) - U_{invc}(t) + U_{sc}(t) - U_{sb}(t) \quad (8)$$

A partir de las ecuaciones (7) y (8), se obtienen las tensiones discretas a sintetizar por el inversor trifásico de tres ramas, para cada una de las ramas que lo componen (Mantilla, María. Modelado y simulación en tiempo real de un compensador estático de potencia para sistemas de distribución. Tesis de maestría. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. 2011. p. 55.).

$$\begin{pmatrix} U_{inva}(n) \\ U_{invb}(n) \\ U_{invc}(n) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{2}{3} & \frac{-1}{3} & \frac{-1}{3} \\ \frac{-1}{3} & \frac{2}{3} & \frac{-1}{3} \\ \frac{-1}{3} & \frac{-1}{3} & \frac{2}{3} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{L}{T_{sw}} [i_{refa}(n) - i_{ca}(n)] + U_{sa}(n) \\ \frac{L}{T_{sw}} [i_{refb}(n) - i_{cb}(n)] + U_{sb}(n) \\ \frac{L}{T_{sw}} [i_{refc}(n) - i_{cc}(n)] + U_{sc}(n) \end{pmatrix} \quad (9)$$

2.4 Técnica de generación de las señales de corriente de referencia.

Las señales de referencia permiten realizar un adecuado control de la potencia activa y reactiva suministrada por el inversor a la red de energía eléctrica, de tal forma que estas sean las señales deseadas a pesar de la presencia de distintas perturbaciones. En este trabajo se utilizó la técnica de generación de señales de corriente de referencia en coordenadas *abc*.

Las corrientes de referencia en las coordenadas *abc* son obtenidas a través de un algoritmo que se basa en la descomposición de la corriente en dos señales, una de ella solo entrega potencia activa y la otra potencia reactiva. De tal forma, las señales para cada fase se representan de la siguiente manera:

$$\begin{pmatrix} i_a^+ \\ i_b^+ \\ i_c^+ \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i_{ap}^+ \\ i_{bp}^+ \\ i_{cp}^+ \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} i_{aq}^+ \\ i_{bq}^+ \\ i_{cq}^+ \end{pmatrix} \quad (10)$$

Para expresar las corriente en las dos componentes anteriormente mencionadas, primero se deben realizar la transformacion de la corrientes a las coodenadas $\alpha\beta 0$ en funcion de la potencia activa y reactiva promedio, asi como se muestra en la ecuación 11.

$$\begin{pmatrix} i_{\alpha}^+ \\ i_{\beta}^+ \end{pmatrix} = \frac{1}{U_{\alpha}^{+2} + U_{\beta}^{+2}} \begin{pmatrix} U_{\alpha}^+ & U_{\beta}^+ \\ U_{\beta}^+ & -U_{\alpha}^+ \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{p} \\ \bar{q} \end{pmatrix} \quad (11)$$

Despues, se realiza la transformacion inversa de la tranformada de Clark (AKAGI,Hirofumi.et al. Instantaneous Power Theory and Application to Power Conditioning,USA.Jhon Wiley & Sons, 2007. p 43.), como se oberva en la ecuación 12.

$$\begin{pmatrix} i_a^+ \\ i_b^+ \\ i_c^+ \end{pmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{pmatrix} \frac{1}{U_{\alpha}^{+2} + U_{\beta}^{+2}} \begin{pmatrix} U_{\alpha}^+ & U_{\beta}^+ \\ U_{\beta}^+ & -U_{\alpha}^+ \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{p} \\ \bar{q} \end{pmatrix} \quad (12)$$

Por ultimo, realizando la operación de matrices, el reemplazo de las tension en coordenadas abc y teniendo en cuenta que el sistema se encuentra balanceado, las corrientes se pueden expresar en terminos de potencia activa y reactiva (Mantilla, María, et al. Control of active and reactive powers in three phase inverters for grid-tied photovoltaic systems under unbalanced voltages. En: International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA): 2014; Milwaukee de USA. p. 3).

$$\begin{pmatrix} i_{ap}^+ \\ i_{bp}^+ \\ i_{cp}^+ \end{pmatrix} = \frac{\bar{p}}{U_a^{+2} + U_b^{+2} + U_c^{+2}} \begin{pmatrix} U_a^+ \\ U_b^+ \\ U_c^+ \end{pmatrix} \quad (13)$$

$$\begin{pmatrix} i_{aq}^+ \\ i_{bq}^+ \\ i_{cq}^+ \end{pmatrix} = \frac{\bar{q}/3}{U_a^{+2} + U_b^{+2} + U_c^{+2}} \begin{pmatrix} 0 + U_b^+ - U_c^+ \\ -U_a^+ + 0 + U_c^+ \\ U_a^+ - U_b^+ + 0 \end{pmatrix} \quad (14)$$

3. Estrategias de control de potencia reactiva para inversores fotovoltaicos

Para mantener los niveles de tensión del punto de conexión común (PCC) dentro de los rangos de operación permitidos a través de la inyección y absorción de capacidad de potencia reactiva, existen diferentes modos de operación según el estándar IEEE 1547 (IEEE Standard, 2018. p. 37), estos son: modo de factor de potencia constante, modo de voltaje-potencia reactiva, modo de potencia reactiva-activa y modo de potencia reactiva constante. A continuación, se describen estos cuatro modos.

3.1 Modo de factor de potencia constante

En este modo, el inversor deberá trabajar con un factor de potencia constante el cual puede ser igual a la unidad o el asignado por el operador de red, este puede ser en atraso o en adelanto. El valor de referencia de potencia reactiva se ajustará inmediatamente de acuerdo al factor de potencia dado y la potencia activa de salida del inversor fotovoltaico.

3.2 Modo de voltaje-potencia reactiva

Cuando el inversor se encuentre en este modo de operación, la potencia reactiva se ajustará de acuerdo a la curva de control de la Figura 6, donde el eje vertical y horizontal, representan en por unidad los valores de la potencia reactiva y tensión, respectivamente. Los valores positivos de potencia reactiva representan la potencia a inyectar por el inversor y los valores negativos la potencia reactiva a absorber por este mismo. En la zona entre $[V2, V3]$ el inversor no debe realizar ningún ajuste de potencia reactiva.

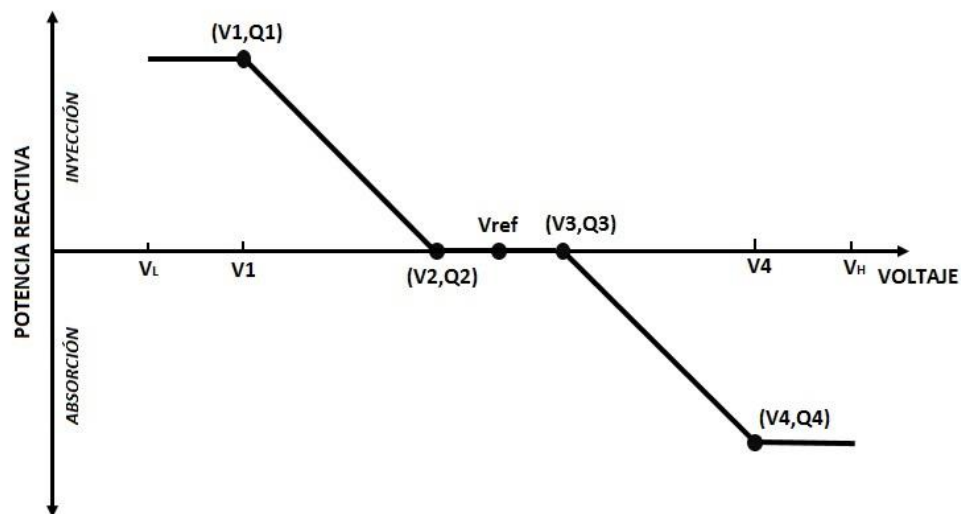


Figura 6. Curva Volt-Var.

Los valores que son utilizados en la curva Volt-Var se presentan en la tabla 1, donde V_{nom} , S_{nom} , y V_{ref} son la tensión nominal del sistema de distribución, potencia aparente nominal del inversor y la tensión de referencia del PCC, respectivamente.

Tabla 1. *Valores de la curva Volt-Var*

Tensión-Potencia Reactiva	Valor
V_{ref}	V_{nom}
V_2	$V_{ref}-0.02V_{nom}$
Q_2	0
V_3	$V_{ref}+0.02V_{nom}$
Q_3	0
V_1	$V_{ref}-0.08V_{nom}$
Q_1	$0.44S_{nom}$
V_4	$V_{ref}+0.08V_{nom}$
Q_4	$0.44S_{nom}$

3.3 Modo de potencia activa-reactiva

En este modo de operación, el inversor deberá ajustar la potencia reactiva en función de la potencia activa, de acuerdo a la curva de la Figura 7. Los ejes horizontales y verticales corresponden a valores en por unidad de la potencia activa y reactiva, respectivamente. La parte izquierda de la curva solo se tendrá en cuenta para inversores con la capacidad de absorber potencia activa.

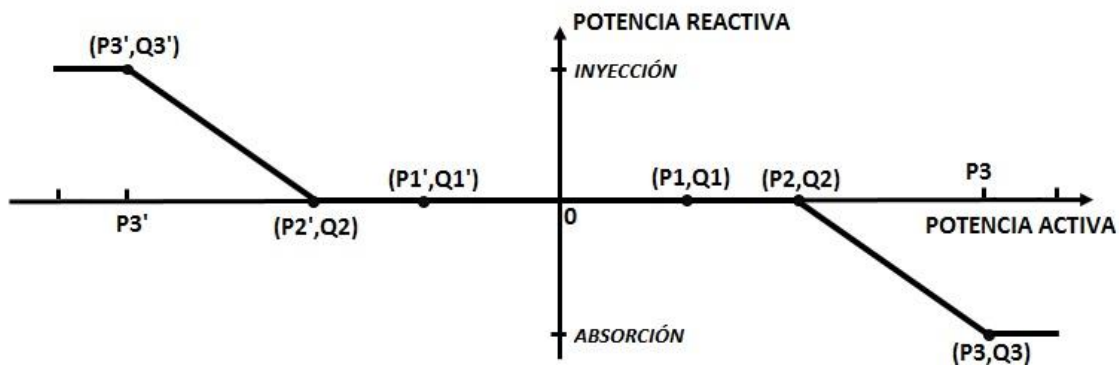


Figura 7. Curva Watt-Var.

Los valores que son utilizados en la curva Watt-Var se presentan en la tabla 2, donde P_{nom} es la potencia activa nominal del inversor fotovoltaico.

Tabla 2. Valores curva Watt-Var

Potencia Activa-Reactiva	Valor
P3	P_{nom}
P2	$0.5P_{nom}$
P1	$0.2P_{nom}$
Q3	$0.44S_{nom}$
Q2	0
Q1	0

3.4 Modo de potencia reactiva constante

Cuando el sistema esté en este modo de operación, deberá mantener una potencia reactiva constante, la cual es especificada por el operador de red.

Tabla 3. *Parámetros de diseño y operación del inversor y la red*

Parámetros	Valor
U_{dc} [V]	7000
S_{max} SFV [KVA]	670
Frecuencia de conmutación [KHz]	10
Frecuencia <i>Deadbeat</i> [Hz]	60
Bobina [mH]	26
Frecuencia de la red [Hz]	60
V_{PCC} - fase [Vrms]	2020

Para realizar el control de potencia reactiva en el PCC se implementaron los siguientes algoritmos de control para cada uno los cuatro modos de operación dado en el estándar IEEE 1547, mencionados en el capítulo 3.

4.1 Algoritmo para modo de operación de factor de potencia constante

En la Figura 9, se observa el diagrama de flujo para la estrategia de control del modo de operación de factor de potencia constante, el algoritmo toma como entrada el factor de potencia (FP) estipulado por el operador de red para el correcto funcionamiento del sistema y calcula la potencia reactiva (Q) a inyectar o absorber por el inversor fotovoltaico.

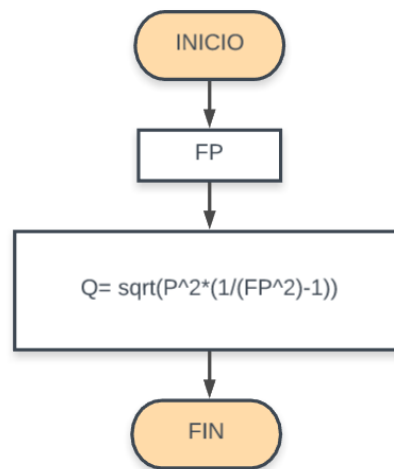


Figura 9. Diagrama de flujo del modo de operación de factor de potencia constante.

4.2 Algoritmo para modo de operación de tensión-potencia reactiva

En la Figura 10, se observa el diagrama de flujo para la estrategia de control del modo de operación de tensión-potencia reactiva. El algoritmo toma como entrada el valor de la tensión del PCC (V_{rms}) y verifica si está en los límites de tensión permitidos tal como se establece en la sección 3.2. En caso de que esté por fuera del rango permitido, se calcula la potencia reactiva (Q) a inyectar o absorber por el inversor, con una ecuación de la recta mostrada en la Figura 6. Por otro lado, si la tensión se encuentra dentro de los límites no habrá inyección/absorción de potencia reactiva Q .

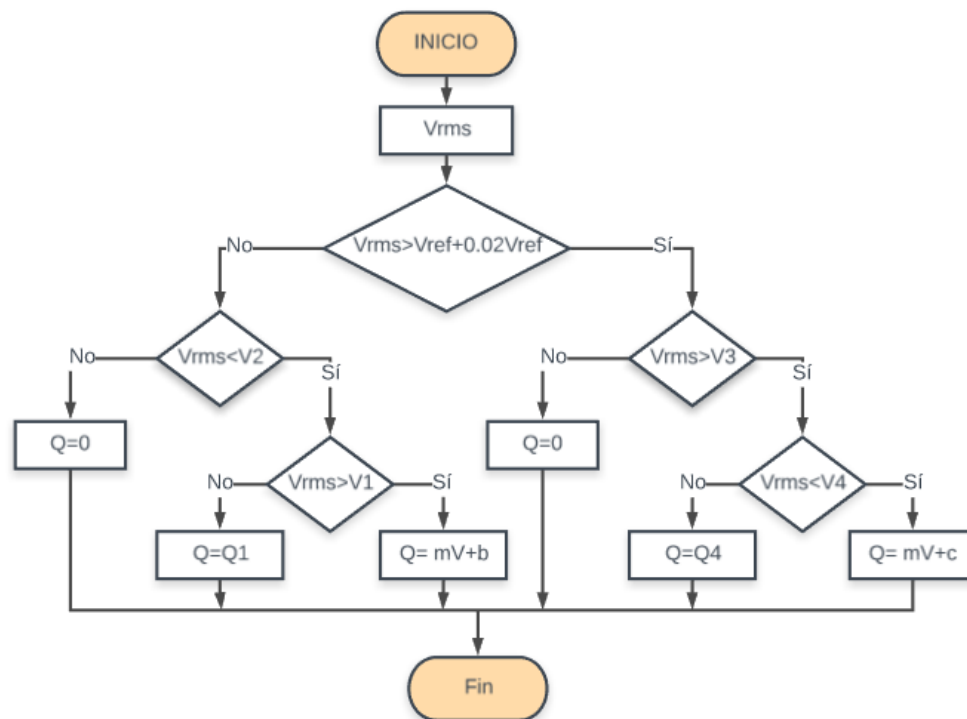


Figura 10. Diagrama de flujo del modo voltaje-potencia reactiva.

4.3 Algoritmo para modo de operación de potencia activa- reactiva

En la Figura 11, se observa el diagrama de flujo para la estrategia de control del modo de operación de potencia activa-reactiva. El algoritmo toma como entrada el valor de la potencia activa inyectada por el inversor y verifica si sobrepasa el valor de $P2$, límite que se muestra en la Figura 7, de ser así se calcula la potencia reactiva Q con la ecuación de la recta si esta es menor a $P3$, de lo contrario el valor de Q será constante y corresponderá al valor de $Q3$.

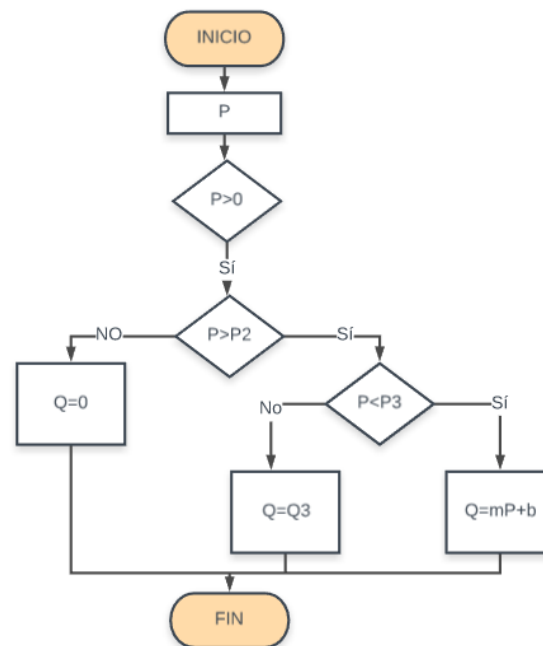


Figura 11. Diagrama de flujo del modo potencia activa-reactiva.

4.4 Algoritmo para el modo de operación potencia reactiva constante

En la Figura 12, se observa el diagrama de flujo para la estrategia de control del modo de operación potencia reactiva constante, el algoritmo toma como entrada el valor de potencia reactiva asignada por el operador de red para mantener la tensión en el rango permitido.

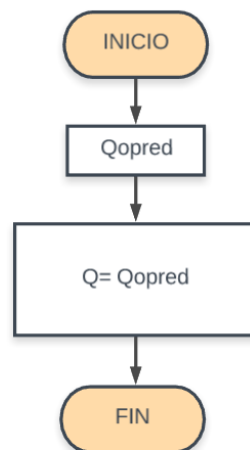


Figura 12. Diagrama de flujo del modo potencia reactiva constante.

4.5 Generación de la señal de referencia

Una vez se calculan la referencia de potencia reactiva a inyectar por el inversor fotovoltaico según el modo de operación, las corrientes de referencia resultantes se calculan siguiendo el algoritmo presentado en la sección 2.4.

5. Resultados

Para el desarrollo de cada modo de operación se trabajaron cinco escenarios de inyección de potencia activa, como se muestra en la tabla 4.

Tabla 4. Tensión en el PCC sin inyección de potencia reactiva.

Tiempo [s]	Potencia Activa [kW]	V _{PCC} [V]
[0.0-0.1]	0	2020
[0.1-0.2]	150	2017
[0.2-0.3]	300	2033
[0.3-0.4]	450	2038
[0.4-0.5]	600	2044

Al conectar el sistema fotovoltaico a la red de estudio, considerando solo inyección de potencia activa, se obtiene el perfil de tensión en el PCC mostrado en la Figura 13, donde se observa que la tensión aumenta a medida que la inyección de potencia aumenta. La tensión resultante en el PCC para cada uno de los casos se presenta en la tercera columna de la tabla 4.

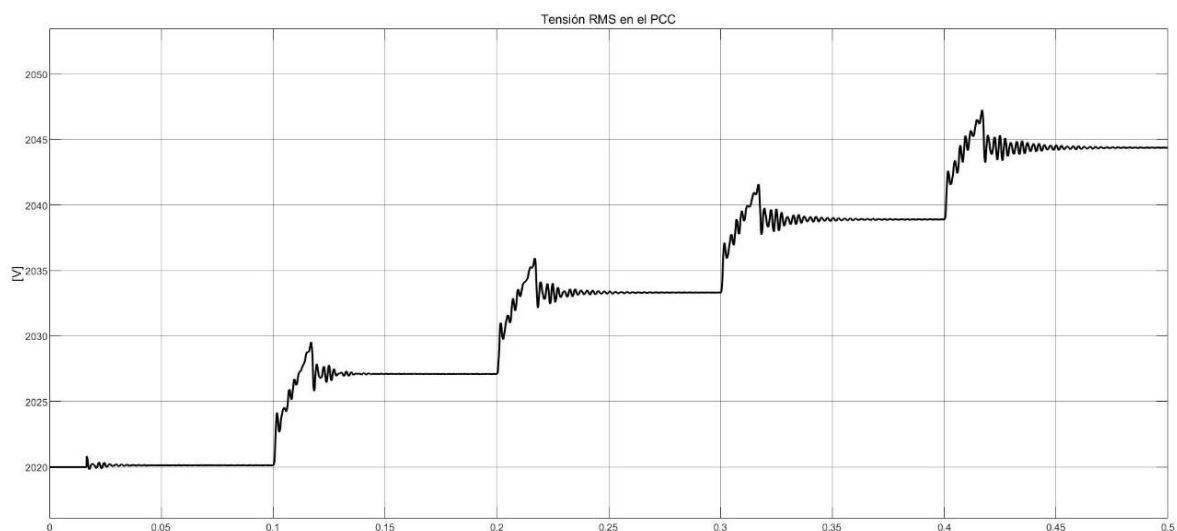


Figura 13. Tensión en el PCC con solo inyección de potencia activa.

A continuación, se presentan los resultados de simulación para los cuatro modos de operación de estudio.

5.1 Modo factor de potencia constante

Para este modo de operación, se fijó el factor de potencia a 0.9, tanto en atraso como adelanto. Se aclara que para estos casos se considera convención activa de signos, es decir, un valor de potencia reactiva positivo corresponde a la inyección de potencia reactiva.

5.1.1 Factor de potencia 0.9 – Absorción de potencia reactiva. En la Figura 14 y 15 se observan el perfil de tensión del PCC y la potencia reactiva inyectada por el inversor, respectivamente.

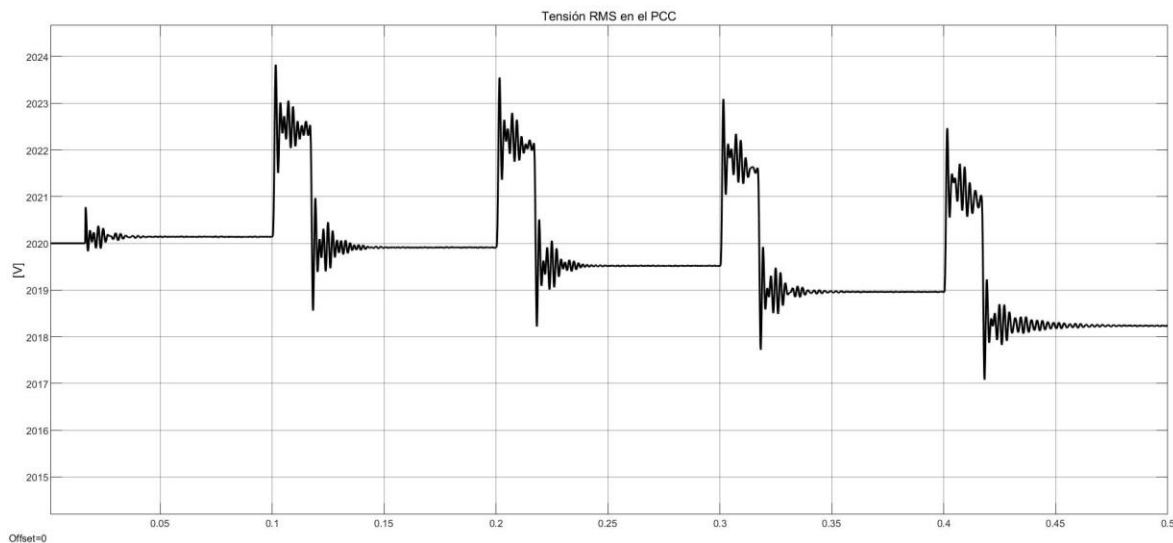


Figura 14. Tensión en el PCC para FP 0.9 - absorción de potencia reactiva.

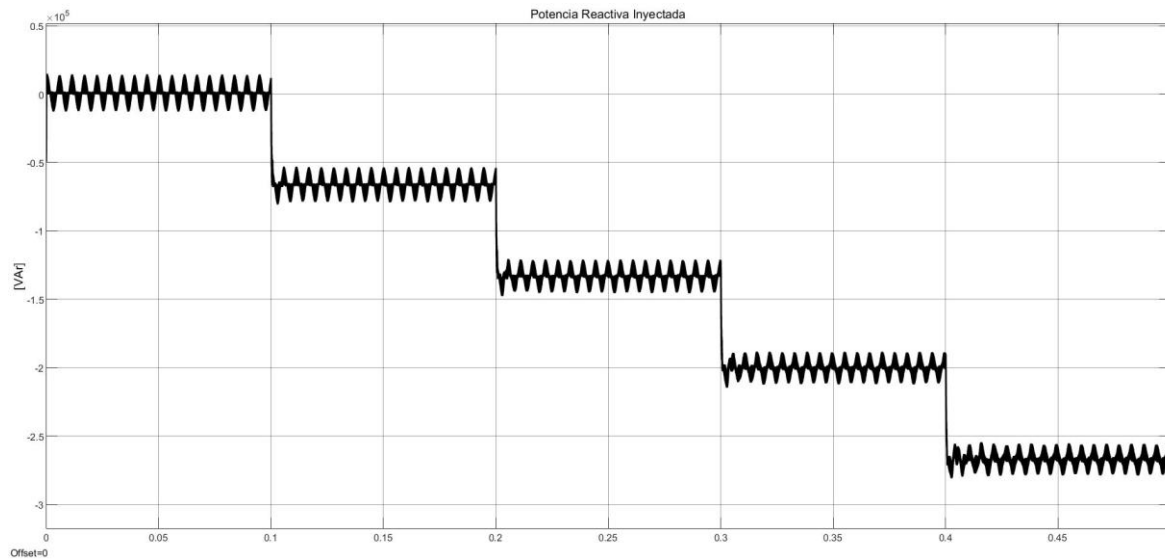


Figura 15. Potencia reactiva inyectada por el inversor para FP 0.9 - absorción de potencia reactiva.

En la tabla 5, se resumen los valores de tensión en el PCC y la potencia reactiva inyectada para los distintos escenarios. Se observa que la potencia inyectada por el inversor permitió que la tensión en el PCC permaneciera prácticamente constante alrededor del 2020 [V], que es la tensión nominal.

Tabla 5. Escenarios en modo de factor de potencia constante 0.9 - absorción de potencia reactiva

Tiempo [s]	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAR]	V _{PCC} [V]
[0.0-0.1]	0	0	2020
[0.1-0.2]	150	-70	2019.9
[0.2-0.3]	300	-130	2019.7
[0.3-0.4]	450	-200	2019
[0.4-0.5]	600	-270	2018.2

5.1.2 Factor de potencia 0.9 - Inyección de potencia reactiva. En la Figura 16 y 17 se observan el perfil de tensión del PCC y la potencia reactiva inyectada por el inversor, respectivamente. Se resumen los datos obtenidos en la tabla 6, donde se observa, que cuando se inyecta potencia reactiva a la red, la tensión en el PCC incrementa, dando valores mayores a cuando se inyecta solo potencia activa.

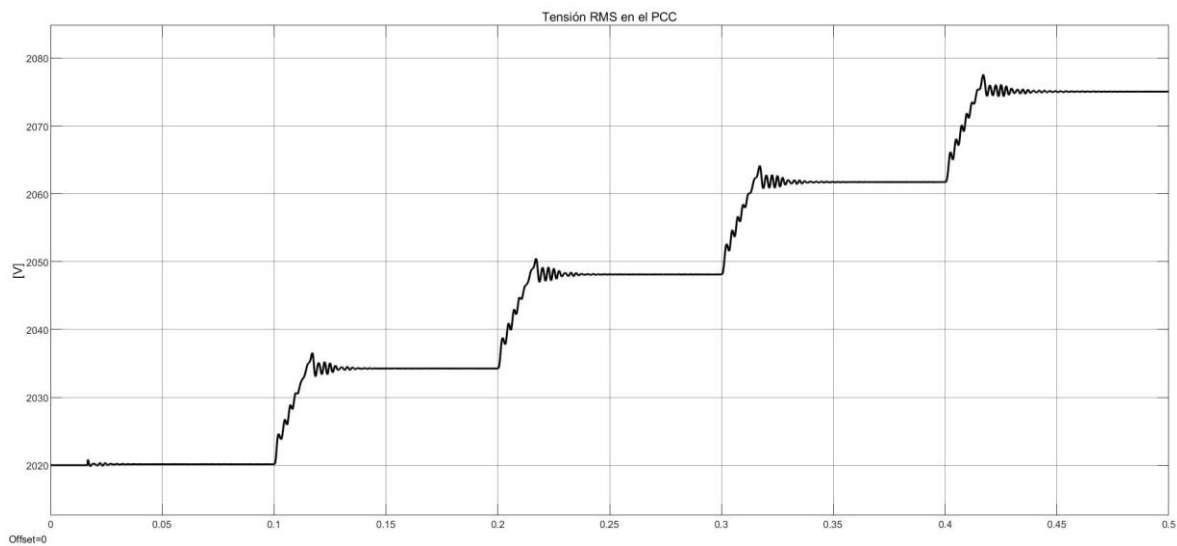


Figura 16. Tensión en el PCC para FP 0.9 - inyección de potencia reactiva.

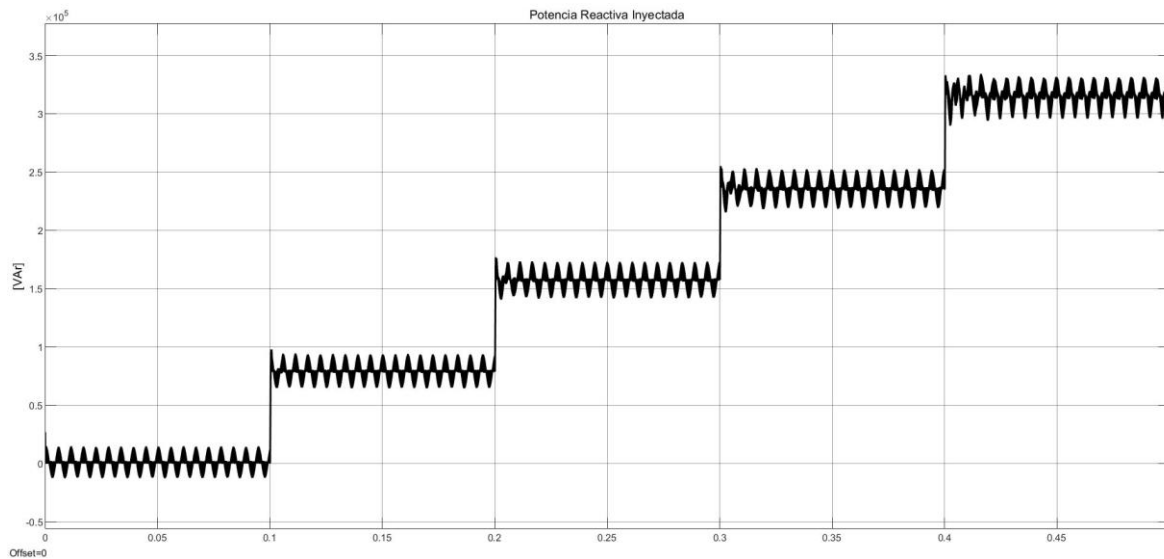


Figura 17. Potencia reactiva inyectada por el inversor.

Tabla 6. Escenarios de modo de factor de potencia constante 0.9 - inyección de potencia reactiva

Tiempo [s]	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAR]	VPCC [V]
[0.0-0.1]	0	0	2020
[0.1-0.2]	150	70	2035
[0.2-0.3]	300	160	2049
[0.3-0.4]	450	240	2062
[0.4-0.5]	600	310	2075

Este modo de operación podría considerarse para escenarios en donde se produzca una caída de tensión por debajo del valor de referencia de la red, por ejemplo, para efectos de compensación del factor de potencia ante cargas de tipo inductivo.

5.2 Modo de tensión-potencia reactiva

Para este modo de operación se redujo el rango de tensión del PCC dentro del cual no se requiere inyección de potencia reactiva, de donde en vez de considerar el rango $V_{nom} \pm 0.02V_{nom}$, se tomó $V_{nom} \pm 0.01V_{nom}$, con el propósito de que el valor de tensión sea más óptimo. En las ilustraciones 18 y 19, se puede observar el perfil tensión y la potencia reactiva inyectada por el inversor. En la tabla 7 se muestran los resultados obtenidos. Cuando la tensión supera el rango de $V_{nom} \pm 0.01V_{nom}$, se realiza la inyección de potencia reactiva necesaria para que la tensión en el PCC permanezca en el rango permitido.

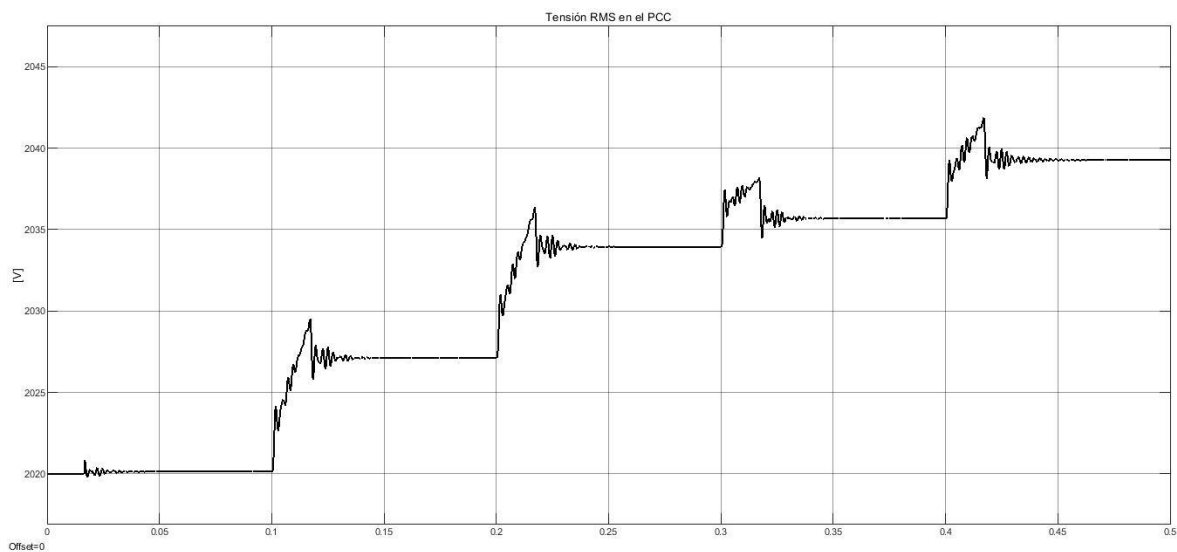


Figura 18. Tensión en el PCC para modo de operación Volt-Var.

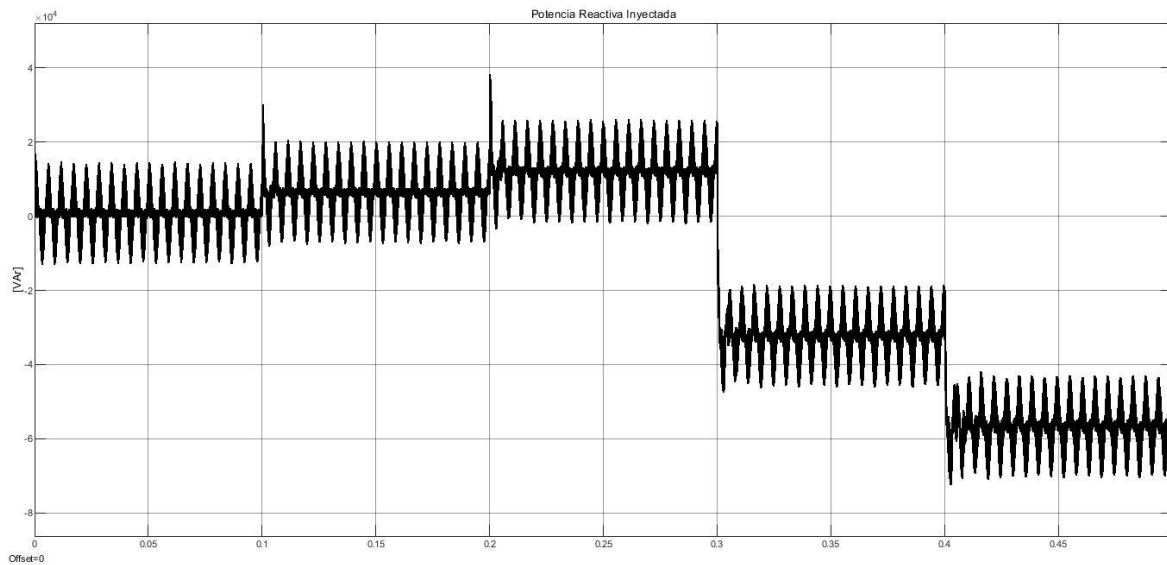


Figura 19. Potencia reactiva inyectada por el inversor para modo de operación Volt-Var.

Tabla 7. Escenarios para modo de operación Volt-Var

Tiempo [s]	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAR]	VPCC [V]
[0.0-0.1]	0	0	2020
[0.1-0.2]	150	2	2027
[0.2-0.3]	300	5	2034
[0.3-0.4]	450	-25	2037
[0.4-0.5]	600	-59	2039

5.3 Modo de potencia activa-reactiva

Se pueden observar el perfil de tensión del PCC y la potencia inyectada para este modo de operación en la Figura 20 y 21, respectivamente. En la tabla 8 se pueden observar los resultados obtenidos para los distintos escenarios, donde para potencias mayores a 300 [kW], el inversor

inyecta potencia reactiva a la red, lo cual ocasiona la disminuci3n de la tensi3n en el PCC, permitiendo que la tensi3n sea m1s cercana la nominal.

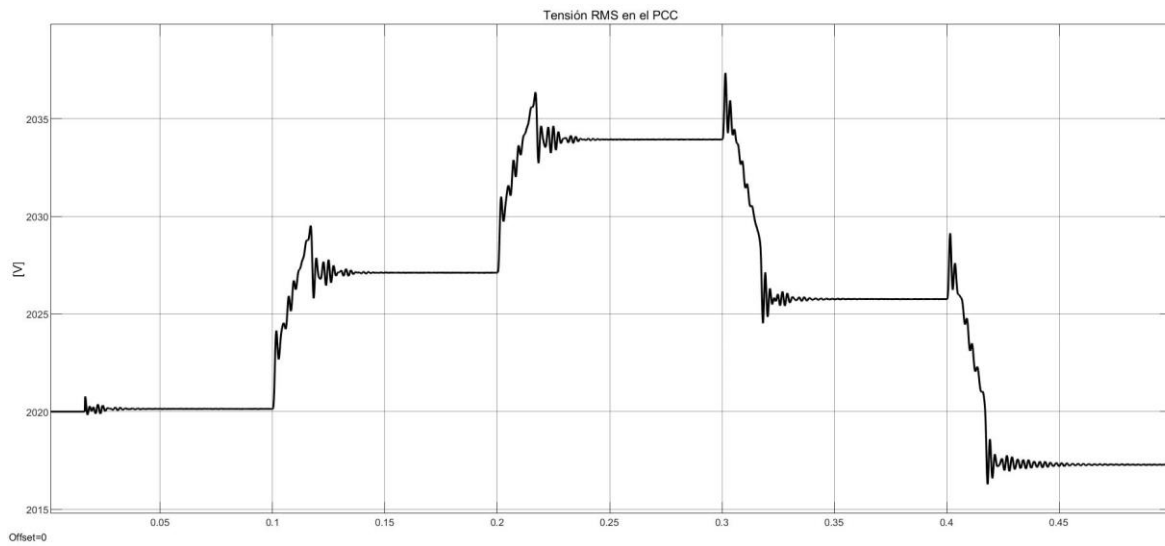


Figura 20. Tensi3n en el PCC para modo Watt-Var.

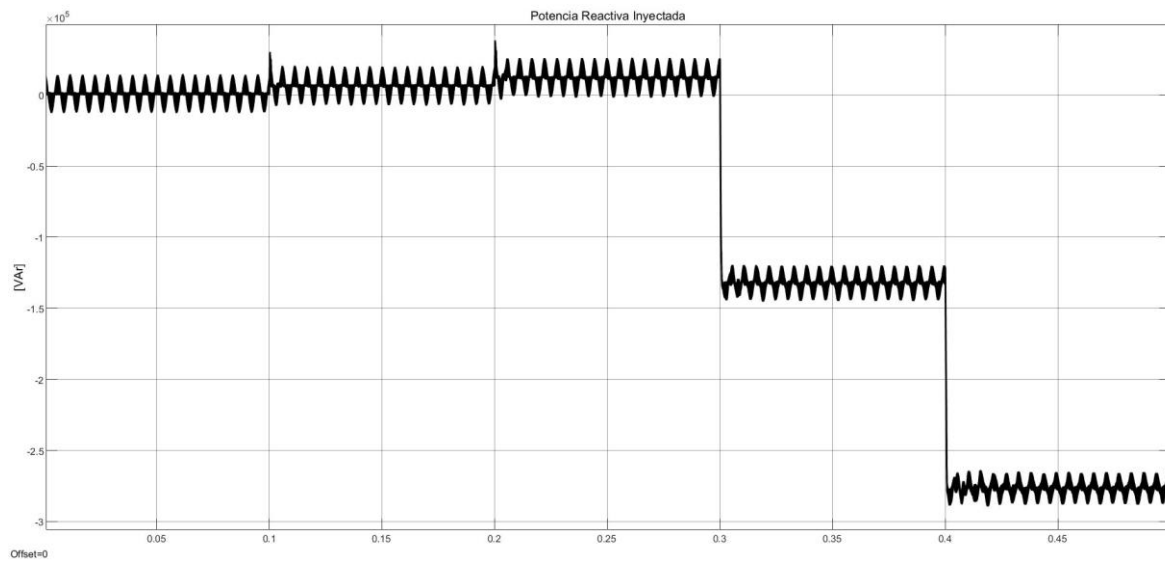


Figura 21. Potencia reactiva inyectada por el inversor para modo Watt-Var.

Tabla 8. Escenarios para el modo de potencia activa-reactiva

Tiempo [s]	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAR]	VPCC [V]
[0.0-0.1]	0	0	2020
[0.1-0.2]	150	10	2027
[0.2-0.3]	300	20	2034
[0.3-0.4]	450	-140	2026
[0.4-0.5]	600	-270	2017

5.4 Modo de potencia reactiva constante

En este modo de operación se estableció una potencia reactiva (Q) constante de $Q = \pm 292.4038$, es decir potencia reactiva absorbida e inyectada.

5.4.1 Potencia reactiva absorbida. En este modo de operación se observan los perfiles de tensión en el PCC y la potencia inyectada en las Ilustraciones 22 y 23. Se puede observar un resumen de los resultados en la tabla 9. Cuando la inyección de potencia activa es nula o mínima, suministrar una potencia reactiva constante afecta la tensión del PCC haciéndola disminuir, siendo la caída mayor si la generación es menor. Para una generación de potencia activa aproximadamente igual a la nominal, la potencia reactiva constante absorbida permite que la tensión del PCC sea aproximadamente la nominal.

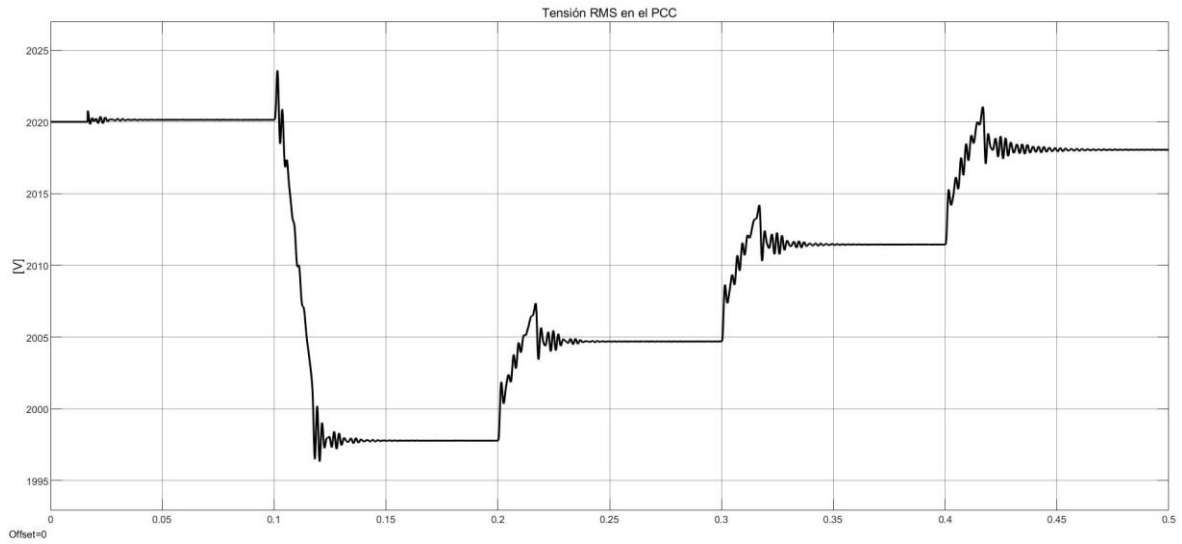


Figura 22. Tensión en el PCC para modo de potencia reactiva absorbida constante.

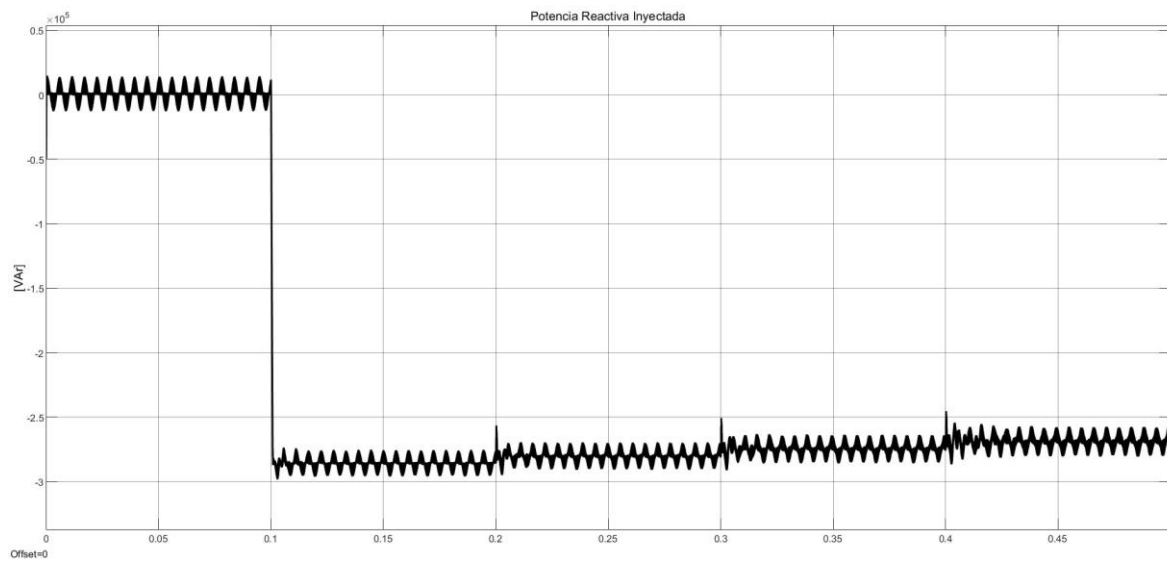


Figura 23. Potencia reactiva inyectada por el inversor para el modo de potencia reactiva absorbida constante.

Tabla 9. *Escenarios para el modo de potencia reactiva absorbida constante.*

Tiempo [s]	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAR]	VPCC [V]
[0.0-0.1]	0	0	2020
[0.1-0.2]	150	-290	1997
[0.2-0.3]	300	-290	2004.9
[0.3-0.4]	450	-280	2012
[0.4-0.5]	600	-270	2017

5.4.2 Potencia reactiva inyectada. El perfil de tensión en el PCC y la potencia inyectada para este modo se muestran en las Ilustraciones 24 y 25, respectivamente. En la tabla 10 se pueden ver los resultados obtenidos para los distintos escenarios. Se puede observar que la tensión del PCC va en incremento cuando la generación aumenta, lo cual indica que la potencia reactiva inyectada no ayuda al sistema a regular la tensión, sino que ocasiona que se aleja cada vez más del valor nominal.

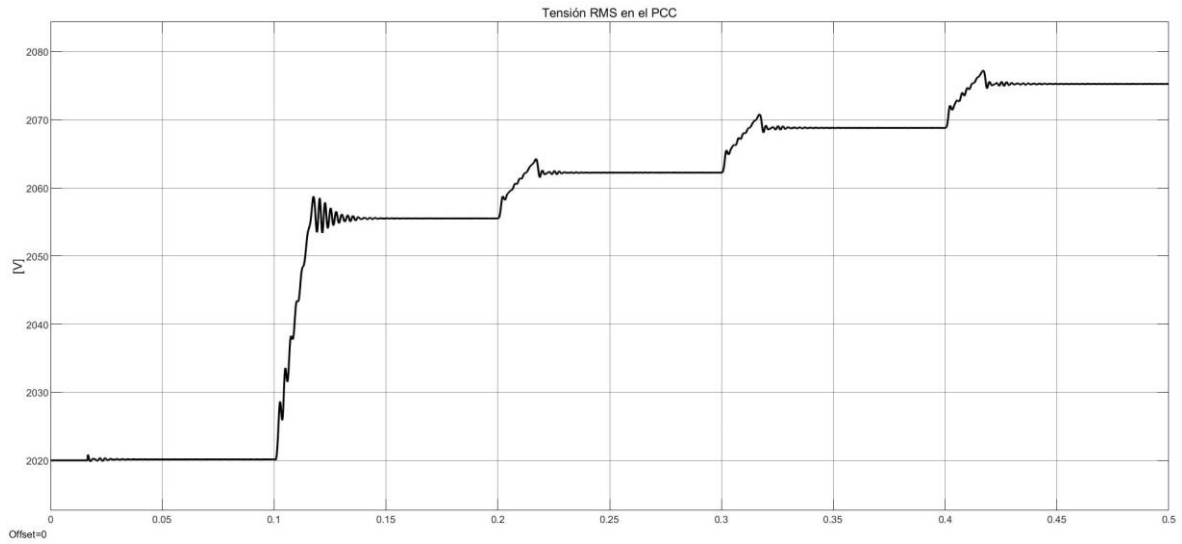


Figura 24. Tensión en el PCC para modo de potencia de potencia reactiva inyectada constante.

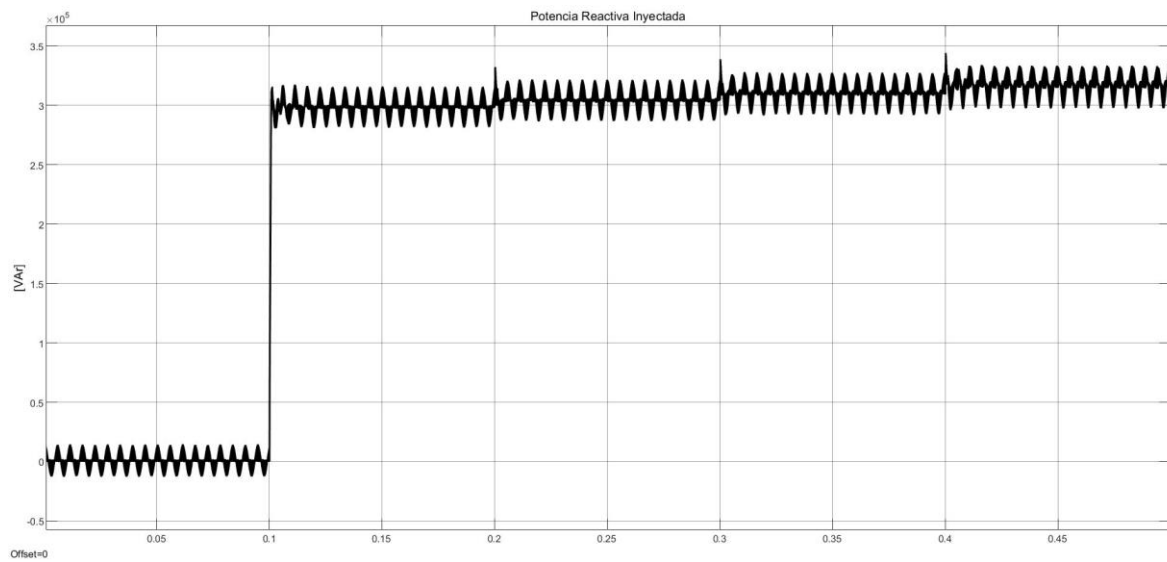


Figura 25. Potencia reactiva inyectada por el inversor para modo de potencia reactiva inyectada constante.

Tabla 10. *Escenarios para potencia reactiva inyectada constante*

Tiempo [s]	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAR]	VPCC [V]
[0.0-0.1]	0	0	2020
[0.1-0.2]	150	300	2056
[0.2-0.3]	300	300	2062
[0.3-0.4]	450	310	2069
[0.4-0.5]	600	320	2075

6. Conclusiones

- El presente trabajo de grado abarcó el análisis de las estrategias de control de potencia reactiva para inversores fotovoltaicos, siguiendo el estándar 1547 del IEEE del 2018. En el trabajo realizado, se estudiaron cuatro modos de operación establecidos en este estándar, para los cuales, se analizó el comportamiento de la tensión en el punto de conexión común (PCC) bajo diferentes escenarios de generación del sistema fotovoltaico.

- Del primer modo de operación, factor de potencia constante, se obtuvieron mejores resultados ante la absorción de potencia reactiva por parte del sistema fotovoltaico, debido a que permite que la tensión en el PCC permanezca aproximadamente constante independientemente de la inyección de potencia activa.

- El modo de operación de tensión-potencia reactiva permitió mantener la tensión en el PCC en el rango de $V_{nom} \pm 0.01 * V_{nom}$. En este modo de operación, se recomienda trabajar con una curva de operación definida según el sistema de distribución. Por ejemplo, para el caso de estudio, una pendiente más drástica en la curva de operación, incrementaría la inyección o absorción de potencia reactiva en función de la tensión en el PCC, y así se podrían obtener mejores resultados en lo que respecta a la regulación de tensión.

- Se pudo observar que el control de potencia activa-reativa tiene un efecto de forma indirecta en la tensión del PCC, permitiendo que el valor de la tensión no se aleje del valor nominal, gracias a que cuando se aumenta la inyección de potencia activa, se incrementa también el valor de la potencia reactiva absorbida.

- El modo de operación de potencia reactiva no se recomienda, ya que este no permite tener un adecuado control de la tensión, puesto a que para generaciones de potencia activa bajas aleja la tensión del PCC respecto a la V_{nom} . En caso de ser implementado, tener en cuenta que opera mejor para potencias reactivas absorbidas, ya que, ante inyección de potencia reactiva, la tensión va en incremento.

Referencias bibliográficas

Akagi, H. et al. Instantaneous Power Theory and Application to Power Conditioning. USA. Jhon Wiley & Sons, 2007. p 43.

CREG, Resolución No. 30 de 2018, no. Mayo. 2015, p. 13.

Iea. Electricity Statistics. [Consultado: 18 de octubre de 2018]. Disponible en: <https://www.iea.org/statistics/electricity/>. [En línea]

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. IEEE Standard 1547, 2018.

Mantilla, M. Modelado y simulación en tiempo real de un compensador estático de potencia para sistemas de distribución. Tesis de maestría. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander. 2011. p. 16.

Mantilla, M., et al. Control of active and reactive powers in three phase inverters for grid-tied photovoltaic systems under unbalanced voltages. En: International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA): 2014: Milwaukee de USA.

Petit, J. Control de filtros activos de potencia para la mitigación de armónicos y mejora del factor de potencia en sistemas desequilibrados. Tesis de Doctorado. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid. 2007. p. 37.

Rashid, M. Electrónica de potencia. 2 ed. México. Prentice Hall Hispanoamericana. 1993. p 356.

UPME, Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano, 2018. [En línea]. Disponible en: <http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion>.

Yazdani, A. y Iravani R. Voltage-Sourced Converters in Power Systems. New Jersey: John Wiley & Sons, 2010. p 1.