Evaluación del comportamiento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red ante la conexión y operación de cargas altamente inductivas

Por: Paulina Esther Mantilla Macías

Dr. Gabriel Ordóñez Plata
Director del Trabajo

Dra. María Alejandra Mantilla Villalobos
Codirectora del Trabajo

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Fisicomecanica
Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.
Bucaramanga
2018

Agradecimientos

Esta Tesis ha sido desarrollada en el grupo de investigación GISEL. Me gustaría agradecer al profesor Gabriel Ordóñez Plata, a la profesora María Mantilla Villalobos y al profesor Cesar Duarte Guadrón por el apoyo brindado durante este tiempo, sin su valioso apoyo esto no hubiese sido posible.

Me gustaría agradecer a mis compañeros a Daniel, Ruber, Francis y Ricardo que me apoyaron para continuar en este proceso, cuando muchas veces quise desistir de él.

Me gustaría agradecerle a Johann, que me ha apoyado siempre ha ser mejor.

Me gustaría agradecerle a mi Papá que siempre me ha ayudado a creer en mí y a ser cada vez más fuerte.

Le agradezco a Dios que me dio la oportunidad de realizar este proceso y todos los de mi vida, sin el nada sería posible.

Le agradezco a mi hija que llego a mi vida y me lleno de motivos para ser mejor persona y ser humano.

A mis hermanos y a mis hermanas y a toda mi familia

Tabla de contenidos

1. Generalidades del proyecto 1
1.1 Resumen general 1
1.2 Objetivos 5
2 Marco teórico 6
2.1 Energía solar fotovoltaica 6
2.1.1 La energía solar. 7
2.1.2 Sistemas de generación fotovoltaicos. 9
2.1.3 Eficiencia en la conversión de energía. 12
2.1.4 Factor de llenado. 13
2.2 Producción de energía fotovoltaica 13
2.2.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos. 15
2.3 Electrónica de potencia para la conexión de generadores fotovoltaicos a la red 20
2.3.1 Convertidores DC/DC 22
2.3.1.1 Convertidor conmutado básico. 23
2.3.2.2 Convertidor reductor 25
2.3.2 Inversores de potencia 28
2.3.1 Inversores monofásicos 31
2.3.2 Configuraciones trifásicas. 40
2.3.3 PWM Inversor trifásico. 42
2.4 Motores de inducción trifásicos 44
2.4.1 Funcionamiento. 45
2.4.2 Estator 46
2.4.3 Rotor. 47
2.4.4 Circuito equivalente. 49
2.4.5 Deslizamiento. 50
2.4.6 Pérdidas de potencia en el motor. 51
2.4.7 Características del par de torsión. 52
2.4.8 Arranque de motores de inducción. 54
3 Requerimientos de conexión de los sistemas fotovoltaicos a la red. 55
3.1 Estándar IEEE 1547 del 2003 55
3.2 Problemática tensión en la red, encontrada por los estudios y análisis realizados 57
3.3 Problemática frecuencia en la red 58
3.4 Problemática fallas en la red 58
3.5 Estándar IEEE 1547 del 2018 58
4 Control del sistema de generación fotovoltaico 61
4.1 Control de la máxima potencia entregada por los paneles (MPPT) 61
4.1.1 Algoritmo perturbar y observar (P&O). 64
4.2 Algoritmos para la generación de las corrientes de referencia 64

4.2.1 Control de la tensión del bus de continua a través de un control PI 66
4.2.2 Generación de la corriente de referencia, controlando la potencia activa suministrada y la potencia reactiva inyectada. 68
4.3 Control de inversores conectados a la red 69
4.3.1 Control predictivo de corriente. 71
4.3.2 Modelo de la carga 76
4.3.3 Modelo discreto para la predicción. 78
5 Análisis del comportamiento del sistema FV para cargas motrices 79
5.1 Capacidad de generación de los paneles solares. 80
5.2 Convertidor DC/DC 81
5.3 Modelo del sistema con filtro inductivo. 85
5.4 Equivalente de la red de distribución 86
5.5 Potencias desacopladas 86
5.6 Cargas motrices. 87
5.7 Escenarios de control de potencia activa-reactiva 89
6 Resultados de las simulaciones realizadas para los diferentes escenarios 93
6.1 Caso 1: Solo se inyecta potencia activa a la red. 94
6.1.1 Escenario 1. 95
6.1.2 Escenario 2 100
6.2 Caso 2: Se inyecta potencia activa a la carga y se entrega la potencia reactiva demandada por la carga. 105
6.2.1 Escenario 1 106
6.2.2 Escenario 2 111
6.3 Caso 3. El sistema fotovoltaico entrega toda la potencia activa generada y limita la potencia reactiva máxima entregada en el arranque a 2500 VAR. 114
6.3.1 Escenario 1 115
6.3.2 Escenario 2 119
6.4 Caso 4. El sistema fotovoltaico entrega toda la potencia activa generada y la potencia reactiva suministrada es controlada dependiendo de las variaciones de la irradiancia. 124
6.5 Caso 5. Se inyecta potencia activa a la carga simulando una reducción en la irradiancia y se entrega una potencia reactiva constante igual a 5500 VAR. 128
6.6 Casos 6 y 7: Se inyecta potencia activa a la red y se entrega una potencia reactiva constante igual a 2000 VAR en atraso. Se inyecta potencia activa a la red y se entrega una potencia reactiva constante igual a 2000 VAR en adelanto. 129
7 Conclusiones 135
8 Referencias bibliográficas 138

Lista de tablas

Tabla 1. Estados de conmutación..... 32
Tabla 2 .Estados de conmutación del inversor monofásico de puente completo..... 37
Tabla 3. Rango de tensión, tiempo de despeje de la falla. 56
Tabla 4. Rango de frecuencia..... 56
Tabla 5. Máxima distorsión armónica 57
Tabla 6: Características del convertidor dc/dc..... 82
Tabla 7. Parámetros del modelo del motor de inducción..... 88
Tabla 8. Características Del Sistema simulado con un motor de 3 hp..... 95
Tabla 9. Características del sistema simulado con dos motores de 3 hp cada uno 100

Lista de figuras

Figura 1. Irradiancia solar a lo largo del día, modelo de día claro: threlkeld y jordan 1958 7
Figura 2**.** Principio de operación de una celda solar. 9
Figura 3. Modelo circuital de la celda fotovoltaica 10
Figura 4. Curva corriente vs tensión del panel fotovoltaico 11
Figura 5. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos. 15
Figura 6. Sistema de energía hibrido serie 18
Figura 7. Sistema de energía hibrido paralelo 18
Figura 8. Sistema de energía hibrido con conmutación 19
Figura 9. Esquema general de un sistema fotovoltaico conectado a la red. 21
Figura 10. Regulador lineal básico 22
Figura 11.(a) conversor básico; (b) conmutación equivalente; (c) tensión de salida. 24
Figura 12. A) convertidor reductor. B) circuito equivalente del transistor cerrada. C) circuito equivalente del transistor abierto. 25
Figura 13:a) convertidor elevador. B) circuito equivalente del transistor cerrada. C) circuito equivalente del transistor abierto. 27
Figura 14: inversor estándar 29
Figura 15: forma de onda salida 29
Figura 16. Circuito de la topología de medio puente. 31
Figura 17. Inversor de medio puente, formas de onda ideales para un spwm (ma=0.8, mf=0.9 (a) señales portadora y moduladora; (b) estado de conmutación **S**+ ;(c) estado de conmutación **S**−;(d) salida de tensión de ac; (e) espectro de la salida de tensión de ac. 34
Figura 18. Circuito de la topología de puente completo. 35
Figura 19.modulación por anchura de pulsos bipolar. (a) referencia sinusoidal y portadora triangular. (b) forma de onda a la salida. 39
Figura 20. Modulación unipolar por anchura de pulso. 39
Figura 21.configuración inversor trifásico en bancada de inversores monofásicos 40
Figura 22. Configuración inversora en puente completo trifásico 41
Figura 23. Conmutación pwm trifásica, fase a, b. 43
Figura 24: motor de inducción 44
Figura 25. Tipos de rotores de las máquinas de inducción. 47
Figura 26.circuito equivalente por fase de un motor de inducción trifásico equilibrado 49
Figura 27. Característica par torsión. 53
Figura 28. Ejemplo de las curvas características bajo condiciones uniformes de irradiancia y temperatura en el generador fotovoltaico 62
Figura 29. Bloque de generación de la señal de corriente de referencia. 65
Figura 30. Esquema de control de corriente. 69
Figura 31. Diagrama de bloque del control predictivo de corriente. 72
Figura 32. Topología del inversor trifásico de puente completo conectado a la red. 74
Figura 33. Modelo del filtro de conexión y la red eléctrica. 76
Figura 34. Sistema de generación fotovoltaico, alimentando cargas altamente inductivas. 80
Figura 35. Circuito convertidor dc/dc. 82
Figura 36. Diagrama de flujo del algoritmo p&o para el seguimiento del mpp. 84
Figura 37. Modelo del sistema con filtro inductivo. 85
Figura 38. Inversor monofásico conectado al módulo fotovoltaico y al bus de continua a través de un condensador. 87

Figura 39: esquema del sistema simulado 94
Figura 40**.** Comportamiento del valor eficaz de la tensión en la red para el escenario 1-caso 1 con un motor como carga. 96
Figura 41. Variables de tensión y corriente para el escenario 1-caso 1 con un motor como carga: a) tensión vdc; b) corriente del motor de inducción; c) tensión a la salida del inversor 96
Figura 42. Potencias activas y reactiva en el sistema para el escenario 1-caso 1 con un motor como carga: a) curvas de las potencias de los componentes; b) potencia p[w] generada por los paneles..... 97
Figura 43.graficas de corriente en el arranque para el escenario 1-caso 1 con un motor como carga..... 98
Figura 44. Ondas de corrientes en estado estable para el caso 1 con un motor como carga. 98
Figura 45**.** Variables de tensión y corriente en el pcc para el caso 1 con un motor como carga. . 99
Figura 46. Variables de tensión y potencia para el caso 1-escenario 2 con dos motores como carga: a) tensión en corriente continua. B) valor eficaz de la tensión en el pcc. C) curva de la potencia..... 101
Figura 47. Curva de las potencias activa y reactiva en el pcc para el caso 1-escenario 2 con dos motores como carga..... 102
Figura 48. Formas de onda de la corriente en el pcc para el caso 1-escenario 2 con dos motores como carga, cuando sólo está encendido un motor. 102
Figura 49. Formas de onda de la tensión y la corriente en el pcc para el caso 1 con dos motores como carga, cuando sólo está encendido un motor. 103
Figura 50. Formas de onda de la corriente en el pcc para el caso 1-escenario 2 con dos motores como carga, cuando están encendidos los dos motores..... 104
Figura 51. Formas de onda de la tensión y la corriente en el pcc para el caso 1-escenario 2 con dos motores como carga, cuando están encendidos los dos motores. 104
Figura 52. Tensión rms en la red caso 2-escenario 1..... 106
Figura 53. Caso 2-escenario 1: a) tensión de continua vdc; b) tensión en el inversor..... 107
Figura 55. Flujo de potencias en el pcc, en estado estable caso 2-escenario 1..... 109
Figura 56.tensión vs corriente red, entregando p el sgf a la red, caso 2-escenario 1..... 109
Figura 57. Tensión vs corriente red caso 2-escenario 1, entregando p la red al sgf. 110
Figura 58. Tensión en el inversor y tensión en la red, caso 2-escenario 2..... 111
Figura 59. Formas de onda de las corrientes del inversor, la carga y la red, caso 2-escenario 2. 112
Figura 60.tensión y corriente en la red caso 2-escenario 2. 112
Figura 61. Formas de onda de la corriente del inversor, la carga y la red, caso 2-escenario 2.. 113
Figura 62. Tensión de continua (vdc) y valor eficaz de la tensión (vemos) en la red, caso 2-escenario 2. 114
Figura 63. Valor eficaz de la tensión en la red, caso 3-escenario 1..... 115
Figura 64. Flujo de potencias en el pcc, caso 3-escenario 1..... 116
Figura 65. Corrientes inversor, motor, red en el estado del arranque, caso 3-escenario 1. 117
Figura 66. Formas de onda de la tensión y la corriente en la red. Sgf entregando potencia a la, caso 3-escenario 1..... 117
Figura 67. Tensión vs corriente red, entregando p la red al sgf, caso 3-escenario 1. 118
Figura 68. Corrientes en estado estable, caso 3-escenario 1..... 118
Figura 69. Comportamiento de las señales: vdc, vemos en el pcc y comportamiento de potencia, caso 3-escenario 2..... 119

Figura 70. Comportamiento de las señales: vdc, vemos en el pcc y comportamiento de potencia en el arranque del motor 1, caso 3-escenario 2..... 120
Figura 71. Comportamiento de las señales: vdc, vemos en el pcc y comportamiento de potencia en el arranque del motor 2, caso 3-escenario 2..... 121
Figura 72. Comportamiento de las señales: vdc, vemos en el pcc y comportamiento de potencia en el estado estable, caso 3-escenario 2..... 123
Figura 73. Comportamiento de las señales: vdc, vemos en el pcc y comportamiento de potencia en el estado estable, caso 3-escenario 2..... 123
Figura 74: a) tensión de continua (vdc); b) valor eficaz de la tensión rms en el pcc caso 4..... 125
Figura 75. Curvas de potencia en el pcc, caso 4. 126
Figura 76. Corriente vs tensión en el pcc después de transcurrir el primer transitorio, caso 4. 126
Figura 77. Formas de onda de la corriente y la tensión en el pcc después de transcurrir el segundo transitorio, caso 4. 127
Figura 78. Curva de corrientes inversor, motor, red, caso 4. 128
Figura 79. A) tensión en la red; b) potencias activa y reactiva suministradas por el sgf, caso 5. 129
Las ilustraciones 80 y 81 muestran las tensiones iniciales en la red y el pcc respectivamente, en estado estable para el caso de suministro por parte del sgf de potencia reactiva en atraso y adelanto..... 129
Figura 81.tensión inicial en la red para cada uno de los casos 6-7. 130
Figura 82. Tensiones es el pcc, en el arranque del motor, para cada uno de los casos 6-7 y caso 1-escenario 1..... 131
Figura 83. Comportamiento de la tensión continua (vdc) para cada los casos 6-7..... 131
Figura 84. A) valor eficaz de la tensión en el pcc caso entrega q=-2000, b) valor eficaz de la tensión en el pcc caso entrega q=2000, c) potencia entregada por el sgf caso 6 d) potencia entregada por el sgf caso 6. 132
Figura 85. Tensiones es el pcc en estado estable, para cada uno de los casos 6-7 y caso 1-escenario 1. 133
Figura 86. Tensiones es el pcc vs corriente en la red, estado estable, en t=7 [s], se desconecta la carga, para cada uno de los casos 6-7 y caso 1-escenario 1. 134
Figura 87. Tensiones es el pcc, estado estable, en t=9 [s], para cada uno de los casos 6-7 y caso 1-escenario 1..... 134

Resumen

Actualmente se evidencia un creciente interés por incluir nuevas funcionalidades en los sistemas de generación fotovoltaicos conectados a la red, las cuales buscan mejorar la confiabilidad, estabilidad, disponibilidad y/o calidad de la energía eléctrica de la red de distribución. Una de las posibles capacidades que pueden ser incorporadas a los sistemas fotovoltaicos es la acción de compensación de potencia reactiva ante el uso de cargas con bajo factor de potencia, con el fin de compensar el balance de potencia reactiva en la red y/o regular la tensión en el PCC.

Un tipo de carga ampliamente utilizada en la industria son los motores de inducción, cargas con bajo factor de potencia y comportamientos dinámicos importantes principalmente en el momento de su arranque. La dinámica de este tipo de cargas altamente inductivas puede influir en el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, principalmente en el intervalo de tiempo del arranque de los motores.

Partiendo de lo anterior, este trabajo de investigación realiza un estudio mediante simulación en Matlab/Simulink, del comportamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica ante la inclusión de diferentes acciones de compensación de potencia reactiva, bajo la operación de motores de inducción trifásicos con factor de potencia entre 0,7 y 1. El comportamiento del sistema se analiza tanto en régimen transitorio como permanente con el fin de determinar los efectos que estas cargas pueden generar en el sistema fotovoltaico y la red, según las acciones de compensación consideradas.

Abstract

Currently, there is a growing common interest for including new functionalities into the grid-connected photovoltaic generation systems, which seek to improve the reliability, stability, availability, and energy quality of electrical distribution network. One of the possible capacities that can be incorporated into the photovoltaic systems is the action of reactive power compensation for the use of loads with a low power factor, in order to compensate the reactive power balance in the network and/or regulate the voltage in the PCC.

A type of load widely used in the industry is induction motor, it is a load with low power factor and important dynamic behaviors mainly at the starting time. The dynamics of this type of highly inductive loads can influence the behavior of the grid-connected photovoltaic generation systems, mainly in the time interval of the start of the motors.

Based on the above, this research work makes a study by simulation in MATLAB/Simulink, of the grid-connected photovoltaic generation systems behavior, with the inclusion of different actions of reactive power compensation, under the operation of three-phase induction motors with power factors between 0.7-1. The behavior of the system is analyzed both in transient and permanent regime in order to determine the effects that these loads can generate in the photovoltaic system and the network, according to the compensation actions considered.

Símbolos

Icc Corriente de corto circuito (A)

Vca Tensión de circuito abierto (V)

P Potencia del Generador (W) Pmax

Potencia máxima (W)

G irrandiancía (Wm-2)

D Ciclo de trabajo Is Corriente de salida del inversor (A)

Vred Tensión de la red (V)

Vref Tensión de referencia de control (V)

Vinv Tensión de salida del inversor (V)

VL Tensión en la bobina (V)

L Inductancia de la bobina (mH)

Cd Capacidad de entrada del inversor (F)

R Resistencia (Ω)

T1, T2, T3, T4 Interruptores

G1, G2, G3, G4 IGBT

δ Desfase entre la tensión del inversor y la red

φ Desfase entre la corriente del inversor y la tensión de la red.

P Potencia activa (W)

S Potencia aparente (VA) Q Potencia reactiva (Var)

p(t) Potencia instantánea (W)

ftri Frecuencia de la triangular (Hz)

fref Frecuencia de la referencia (sinusoidal) (Hz)

fsw Frecuencia de conmutación (Hz)

fc Frecuencia de cruce (Hz)

ma Índice de modulación de amplitud

mf Índice de modulación de frecuencia

Ki Ganancia integral

Kp Ganancia proporcional

τ Constante de tiempo (s)

ωc Frecuencia de cruce (rad.s-1)

Tclk Periodo del Reloj Iq

DPWM Resolución de la corriente

Acrónimos

FV Fotovoltaico

SGF Sistema de Generación Fotovoltaico

MPP *Máximum Power Point* (Punto de máxima potencia)

MPPT *Máximum Power Point* Tracking (seguimiento del punto de máxima potencia)

DPF Desplazamiento del Factor de Potencia.

PCC *Point Common Connection* (Punto común de conexión).

PF Factor de Potencia.

PI Proporcional Integral

PR Proporcional Resonante

PLL *Phase Locked Loop*

PWM *Pulse Width Modulation* (Modulación en anchura de pulsos).

DPWM *Digital Pulse Width Modulation* (Modulación en anchura de pulsos digital). SPWM *Sinusoidal Pulse Width Modulation* (Modulación en anchura de pulsos sinusoidal).

DSPWM *Digital Sinusoidal Pulse Width Modulation* (Modulación en anchura de pulsos sinusoidal digital).

THD Total Harmonic Distorsion (Distorsión armónica total)

VSC Voltage Source Converter (Convertidor de fuente de tensión).

VSI Voltage Source Inverter (Inversor de fuente de tensión).

VSR Voltage Source Rectifier (Rectificador de fuente de tensión)

DCC Detector de cruce por cero FPGA Field Programmable Gate Array

1. Generalidades del proyecto

En este capítulo se realiza un resumen del trabajo de investigación incluyendo los objetivos previamente establecidos.

1.1 Resumen general

Cada día son mayores las preocupaciones por el medio ambiente, debido a los graves cambios ambientales a los cuales se está enfrentando el planeta como resultado de algunas actividades humanas tales como: la sobreexplotación de los recursos naturales, la deforestación de los bosques entre otras. Los recursos naturales son utilizados como materia prima de un gran número de procesos industriales y su consumo viene aumentando en forma exponencial. Como resultado de estos procesos, se producen una gran cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero y de residuos, que generan cambios desfavorables en el planeta tierra, el cual está en proceso de convertirse en un lugar donde se dificulte la existencia de la vida, tanto humana como de las demás especies. Este impacto en el ambiente y el futuro pronosticado han estimulado a diferentes entes y personas en el mundo a buscar alternativas que disminuyan este impacto.

El acuerdo de Kioto de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero está estimulando el interés a través del mundo por las energías renovables. Muchas tecnologías de las energías renovables aún se encuentran en desarrollo, mejorando la confianza y los costos para competir con los generadores de energía eléctrica convencionales.

En la naturaleza se encuentran diversas fuentes de energías renovables tales como: biomasa, solar fotovoltaica, solar térmica, eólicas, pequeñas centrales hidráulicas (PCH), geotérmicas, mareomotriz, entre otras. Sin embargo, las producidas por el sol y el viento están siendo las más usadas con tecnología de electrónica de potencia, dado que son de fácil acceso para su uso en la

naturaleza, lo que ayuda a disminuir el uso de las formas convencionales de generación de energía: como son la térmica con combustibles fósiles y carbón y las grandes centrales hidráulica, que producen fuertes impactos en el medio ambiente.

En la actualidad algunos países como: China, Japón, Alemania y el Reino Unido, han aumentado muy rápidamente el uso de las energías renovables con un promedio alrededor del 8 % anual. Estos países se encuentran invirtiendo en mejorar la eficiencia de estas tecnologías para cada vez aumentar la implementación de ellas (Wetstone et al., 2016).

Entre las energías renovables la más estudiada y utilizada es la energía solar, altamente aplicada en sistemas de generación con el uso de paneles solares fotovoltaicos y paneles térmicos (SAMIR KOURO, JOSE I. LEON, DMITRI VINNIKOV, 2015).

El mercado de la energía solar fotovoltaica aumentó en un 120 % en el 2018 con respecto al 2014 a un récord de 215 MW, aumentando el total mundial a 384 MW.

El mercado anual en el 2017 es casi 50 veces la capacidad de la energía solar fotovoltaica acumulada del mundo de una década antes. Asia, Europa y Norte América tienen el 94,4% de la capacidad instalada, pero mercados emergente en todos los continentes han contribuido significativamente al crecimiento global, impulsado en gran medida por el aumento de la competitividad de costos de la energía solar fotovoltaica (Wetstone et al., 2016).

Existen dos tipos de arquitecturas básicas de los sistemas fotovoltaicos: sistemas conectados a la red y sistemas aislados. En la actualidad, los sistemas fotovoltaicos conectados a la red alcanzan más del 99% de la capacidad instalada comparado con los sistemas aislados, esto debido a la transmisión directa de la potencia eléctrica generada a la red sin el uso de sistemas de

almacenamiento, ya que estos sistemas requieren de menor mantenimiento e inversión(SAMIR KOURO, JOSE I. LEON, DMITRI VINNIKOV, 2015).

Países como China, Alemania y Estados Unidos, tienen una mayor documentación de la integración de estos sistemas a la red eléctrica y han creado varias normativas de funcionamiento. En Colombia es relativamente reciente la integración de estos sistemas, lo que hace necesario una serie de estudios que permitan conocer su funcionamiento cuando están conectados a las redes eléctricas y su comportamiento ante diversos escenarios de carga.

Tradicionalmente estos sistemas conectados a la red son diseñados para proporcionar solo potencia activa en el punto de conexión común (PCC). Sin embargo, actualmente los operadores del sistema eléctrico en diferentes países demandan requerimientos adicionales a los sistemas fotovoltaicos buscando reducir los impactos que estos pueden llegar a ocasionar en la confiabilidad, estabilidad, disponibilidad y calidad de la energía eléctrica de la red. Debido a esto, diferentes estándares, como el IEEE 1547-2018, ya contemplan la inclusión de diferentes funcionalidades, entre éstas la función de inyección de potencia reactiva (IEEE, 2018).

Una de las posibles capacidades que pueden ser incorporadas a los sistemas fotovoltaicos es la acción de compensación de potencia reactiva ante el uso de cargas con bajo factor de potencia, como por ejemplo los motores de inducción. No obstante, la dinámica de este tipo de cargas altamente inductivas puede influir en el comportamiento de estos sistemas conectados a la red cuando éstos son diseñados con acciones de compensación que dependen de la carga conectada, principalmente en el intervalo de tiempo del arranque de los motores. Por lo tanto, este trabajo de investigación está encaminado, a realizar un estudio mediante simulación en Matlab, que permita el análisis de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica con acción de compensación, ante la operación de cargas altamente inductivas con factor de potencia entre 0,7 y 1, para así

analizar su comportamiento bajo diferentes escenarios tanto en régimen transitorio como permanente.

1.2 Objetivos

A continuación, se listan los objetivos del trabajo de investigación.

Objetivo general

Identificar el comportamiento de un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red ante la conexión y desconexión de cargas altamente inductivas con Fp entre 0,7 y 1.

Objetivos específicos

- Diseñar un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red para alimentar cargas altamente inductivas con Fp entre 0,7 y 1.

- Simular el sistema de generación fotovoltaico conectado a la red, mediante el uso de la herramienta Matlab/Simulink, para la medición de las principales variables del sistema en régimen transitorio y estable.

- Identificar el comportamiento del sistema de generación fotovoltaico conectado a la red, mediante el análisis de resultados de las mediciones de las principales variables del sistema en régimen transitorio y estable.

- Crear estrategias para el mejoramiento de la operación de un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red ante la conexión y desconexión de cargas altamente inductivas con Fp entre 0,7 y 1.

2 Marco teórico

Los acuerdos de Kioto (1997) y el COP 21 (2015) en Paris, han establecido la imperiosa necesidad de reducir de emisiones de gases de efecto invernadero. Esta necesidad está estimulando el interés a través del mundo por el uso de las energías renovables. Muchas de las tecnologías de las energías renovables aún se encuentran en desarrollo, mejorando la confianza de su uso y los costos de adquisición, para poder así competir con los generadores convencionales que utilizan combustibles o requieren grandes cantidades de agua embalsada para su funcionamiento. El costo de las tecnologías de energía renovables está en proceso de disminuir y se espera que disminuya aún más a medida que la demanda y la producción se incrementen como está sucediendo en la actualidad.

Una de las ventajas ofrecidas por las fuentes de energía renovables es el potencial de generar energía eléctrica sustentable en áreas donde hay poca generación de energía con fuentes convencionales. El mercado creciente de las tecnologías en energía renovables ha generado un crecimiento en las necesidades de los sistemas de electrónica de potencia. La mayoría de las tecnologías de energías renovables producen la energía eléctrica en corriente continua (DC) y por lo tanto los equipos electrónicos de control y potencia requieren convertir esta energía en DC en energía en corriente alterna (AC).

2.1 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se basa en el aprovechamiento de la energía liberada por el sol, para transformarla en energía eléctrica con el uso de paneles solares.

2.1.1 La energía solar. Puede decirse que el Sol es un gigantesco reactor nuclear. En estado gaseoso y formado fundamentalmente por Helio, Hidrógeno y Carbono, su tamaño es 330.000 veces mayor que la Tierra. En el centro del Sol se producen continuas reacciones nucleares de fusión, mediante las cuales se unen los núcleos de dos átomos de hidrógeno para formar un núcleo de Helio, liberando en dicho proceso una gran cantidad de energía.

El Sol es una gran fuente de energía, entrega a una densidad de energía por cada metro cuadrado de superficie solar de 62 kW/m^2. Sin embargo, como consecuencia de la distancia que lo separa de la Tierra, sólo una pequeña parte, aproximadamente 1 kW/m^2, llega a la superficie de la Tierra, dependiendo de las condiciones meteorológicas. Se ha de tener en cuenta que la energía emitida por el Sol no llega a la Tierra de manera uniforme. Varía en función de la hora del día, la inclinación estacional del globo terráqueo respecto al Sol, la zona de la superficie terrestre, etc.

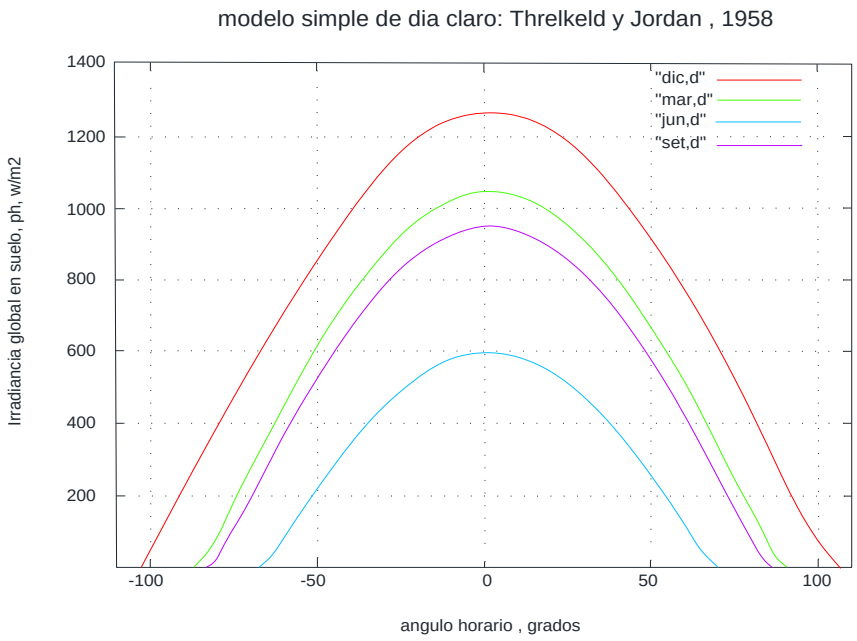


Figura 1. Irradiancia solar a lo largo del día, modelo de día claro: Threlkeld y Jordan 1958

En un día claro, al mediodía, la irradiancia alcanza un valor máximo de unos 1.000 W/m^2 en un plano de la superficie terrestre, ver

Figura 1 . Este valor depende del lugar y, sobre todo, de la nubosidad (Abal, 2012).

2.1.2 Sistemas de generación fotovoltaicos. La tecnología de la generación fotovoltaica fue diseñada para la conversión de energía solar en energía eléctrica. Los elementos básicos de un sistema fotovoltaico son las celdas solares. Las celdas solares pueden convertir la irradiancia del sol en energía eléctrica. Gracias a que éstas, funcionan a través de un proceso mecanico-quantico conocido como "efecto fotovoltaico" pueden producir electricidad y ésta puede alimentar los aparatos de consumo, usados para proporcionar servicios como iluminación, bombas de agua, refrigeración, telecomunicaciones y televisión entre otros.

Una celda solar consiste en una unión p-n formada por materiales semiconductores similar a un diodo. La Figura 2 muestra el diagrama esquemático de la sección transversal de una celda solar cristalina.

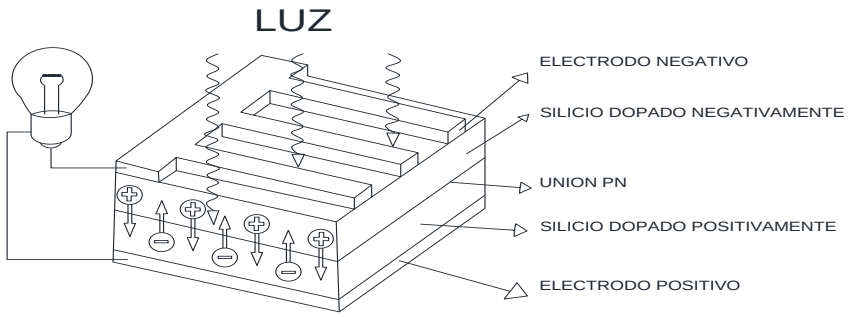


*Figura 2***.** Principio de operación de una celda solar.

Cuando la luz incide en una celda solar, la energía de la luz (fotones) genera una carga libre en movimiento. Una tensión eléctrica es generada en los contactos externos, donde la corriente puede fluir cuando la carga es conectada entre ellos, la corriente fotoeléctrica (I_{ph}), es generada internamente en las celdas solares y es proporcional a la intensidad de la radiación. La máxima corriente generada (I_{sc}), es la corriente de cortocircuito.

La relación entre la corriente y la tensión puede determinarse a partir de la Ecuación (**1**) correspondiente a la característica del diodo**:**

$$\mathbf{I} = \boldsymbol{I_{ph}} - \boldsymbol{I_O}\left(\boldsymbol{e^{qV/kT)}} - \boldsymbol{L}\right) = \boldsymbol{I_{ph}} - \boldsymbol{I_d} \quad (1)$$

Donde

q: carga del electrón

k: constante de Boltzmann

I_{ph}: la corriente fotoeléctrica

I_d: la corriente en el diodo

T: temperatura de operación de la celda solar en grados Kelvin.

La curva característica de la celda está dada por corriente versus tensión (I-V), la cual es equivalente al inverso de la curva del diodo, como se puede observar en la Figura 3.

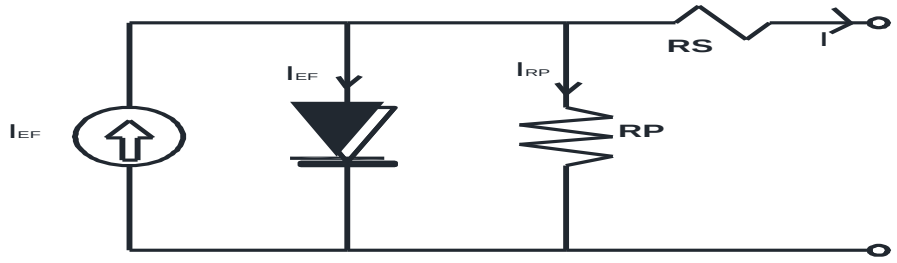


Figura 3. Modelo circuital de la celda fotovoltaica

Un número de materiales son sustentables para la construcción de celdas solares. Los tipos más comunes de material a base de silicio semiconductor (Si) son:

- Celdas de Si monocristalinas
- Celdas de Si policristalinas
- Celdas de Si amorfas

Las celdas solares pueden operar en cualquier punto de la curva característica de corriente versus tensión (I-V), ver Figura 4. Hay dos puntos importantes en la curva los cuales son la tensión de circuito abierto V_{OC} y la corriente de cortocircuito I_{sc}.La tensión de circuito abierto es la máxima tensión cuando la corriente es cero, mientras la corriente de cortocircuito es la máxima corriente a tensión cero. Para una celda solar de silicio las condiciones estándar son: V_{OC} entre 0,6-0,7 V e I_{sc} entre 20-40 mA, por cada cm^2 de la celda.

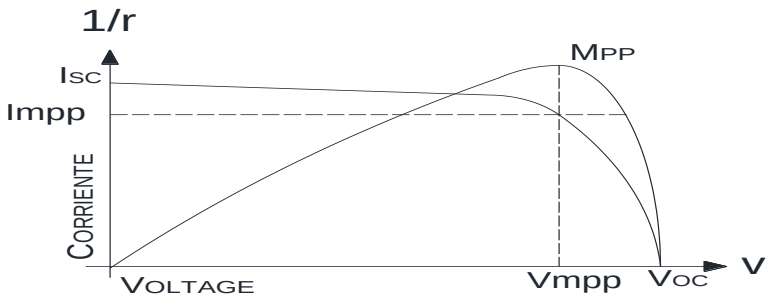


*Figura 4***.** Curva corriente vs tensión del panel fotovoltaico

Para una buena aproximación, I_{sc} es proporcional al nivel de irradiancia incidente, mientras V_{OC} es proporcional al nivel logarítmico de la irradiancia.

Otro punto es el de potencia máxima teórica, es decir, para la cual la célula puede entregar la máxima potencia eléctrica para un determinado nivel de radiación(el Motaleb, 2010). En la Figura 4 se puede observar el punto de máxima potencia MPP (Máximum Power Point).

2.1.3 Eficiencia en la conversión de energía. La eficiencia de una célula solar (n, "eta") ver Ecuación (2), es el porcentaje de potencia convertida en energía eléctrica de la luz solar total absorbida por un panel, cuando una célula solar está conectada a un circuito eléctrico. Este término se cálcula usando la relación del punto de potencia máxima, Pm, dividido entre la irradiancia que llega a la celda (E, en W/m²), bajo condiciones estándar (STC) y el área superficial de la célula solar (Ac en m²).

$$\mathbf{n} = \frac{\mathbf{P_m}}{\mathbf{E x A_c}} \quad (2)$$

La STC se especifica a una temperatura de 25 °C y una irradiancia de 1000 W/m² con una masa de aire espectral de 1,5 (AM 1,5) (Hersch & Zweibel, 1982).

2.1.4 Factor de llenado. Otro término para definir la eficacia de una célula solar es el factor de llenado o fill factor (FF) (ver Ecuación (3)), que se define como la relación entre el máximo punto de potencia dividido entre la tensión de circuito abierto (Voc) y la corriente en cortocircuito (Isc) (Sangster, 2014):

$$FF = \frac{P_M}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (3)$$

2.2 Producción de energía fotovoltaica

Hace algunas décadas, el avance de las aplicaciones fotovoltaicas fue casi nulo, lo que hizo que el costo de producción de los módulos fotovoltaicos fuese elevado, y la eficiencia muy baja, lo que generaba un impacto imperceptible de la integración de la energía fotovoltaica en la red de distribución. Además, los requisitos de seguridad impuestos por las compañías eléctricas y los gobiernos no estaban presentes lo que dificultó su progreso. Hoy en día la producción de energía fotovoltaica es notable, ya que puede conectarse a otra fuente de energía tradicional o renovable. Es extremadamente flexible en términos de su aplicación debido a que un sistema fotovoltaico puede ser integrado en redes de los consumidores o puede ser instalado como una solución aislada. Otra característica única de los sistemas fotovoltaicos es que los generadores fotovoltaicos pueden ir desde unos pocos watts hasta multi-megawatts (Engineering & Absalyamova, 2010). Esto se ha dado gracias a que el consumo de la energía ha crecido a una tasa anual promedio del 60% en los últimos cinco años.

La implementación de los sistemas fotovoltaicos ha sido impulsada por una reducción en los costos de los módulos fotovoltaicos. Este aumento en su implementación ha dado lugar a la evolución de los inversores de potencia, convirtiéndose en sistemas más complejos y eficientes,

que permiten aumentar la potencia extraída de los paneles y mejoran la calidad del sistema (SAMIR KOURO, JOSE I. LEON, DMITRI VINNIKOV, 2015).

2.2.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos. Los sistemas fotovoltaicos se clasifican como se muestra en la Figura 5. Existen dos clases: el primer tipo es en el que el SGF está conectado a la red eléctrica. Esta disposición permite a los propietarios comprar electricidad al operador de red cuando el sistema fotovoltaico no cumple con las necesidades de la carga y también vender electricidad al mismo cuando la electricidad producida excede las necesidades actuales de la carga. El segundo tipo es el sistema desconectado de la red o aislado, en este caso, las baterías pueden ser utilizadas para almacenar la energía eléctrica generada y entregarla cuando el sistema de generación de paneles fotovoltaicos no genere lo requerido por la carga.

Las instalaciones fotovoltaicas también pueden generar energía para los grandes consumidores, como diferentes tipos de industrias, con el fin de entregar energía a las redes públicas (Engineering & Absalyamova, 2010).

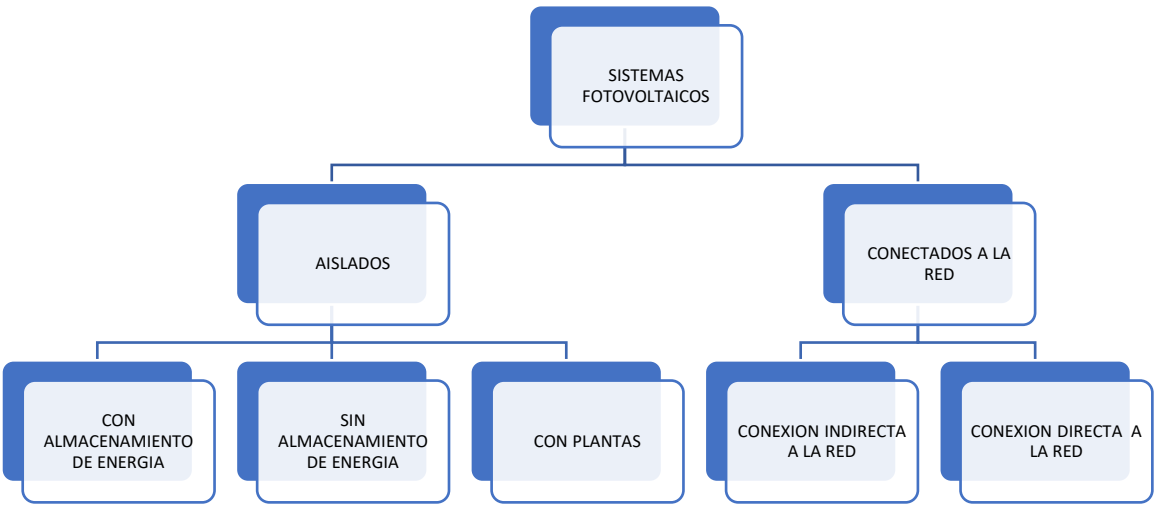


Figura 5. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos.

2.2.1.1Sistemas fotovoltaicos aislados. Las principales configuraciones de este tipo de sistema son:

- Con almacenamiento de energía

- Sin almacenamiento de energía
- Con plantas Diesel

2.2.1.2 Sistemas fotovoltaicos aislados con almacenamiento de energía.Los sistemas de energía fotovoltaicos aislados requieren almacenamiento de energía, para mantener la demanda durante los periodos de baja irradiación solar y en la noche. Varios tipos de batería están disponibles tales como: acido, nikel-cadmio, litio, sulfuro de sodio, vanadio, entre otros. El almacenamiento de energía eléctrica es uno de los principales desafíos para el desarrollo de los sistemas de energía fotovoltaica. Por lo general, las baterías de ácido de plomo se utilizan para garantizar el almacenamiento de energía por varias horas o por algunos días. Su bajo costo y su disponibilidad en el mercado han resultado en su amplio uso para almacenar energía en áreas remotas a pesar de su vida útil limitada en comparación con otros componentes del sistema. En la actualidad se encuentran investigando aplicación de baterías de gas de hidrogeno, debido a que estas requieren menor mantenimiento y tienen un menor impacto en el ambiente.

Los siguientes factores son considerados en la selección de baterías para aplicaciones solares:

- Descarga profunda (70-80)
- Duración de tiempo de carga y descarga
- Comportamiento de la descarga ante cargas irregulares y variantes
- Tiempo de vida
- Requerimientos de mantenimiento
- Eficiencia de almacenamiento de energía
- Bajo costo

Las compañías de baterías especifican el número de ciclos de carga y descarga en función de la descarga profunda (DOD), esta información puede ser usada para predecir el tiempo de vida de baterías de ácido de plomo en aplicaciones convencionales como los vehículos eléctricos, por esto usualmente se sobreestima la vida útil de las baterías en el uso de energías renovables (Rashid, 2001).

Sistemas fotovoltaicos sin almacenamiento de energía. Los sistemas de energía fotovoltaicos aislados requieren almacenamiento de energía, pero hay algunos que no mantienen la demanda durante los periodos de baja irradiación solar y en la noche. Este tipo de sistema es de baja confiabilidad debido a que solo se encuentra disponible la energía eléctrica en los tiempos de irradiancia solar y el tiempo restante se encuentran sin servicio eléctrico.

Sistemas fotovoltaicos con plantas Diesel. Los sistemas de energía fotovoltaicos híbridos con plantas Diesel pueden operar alternamente o en paralelo. Ellos pueden clasificarse de acuerdo con su configuración como:

- Sistemas de energía híbridos en serie, Figura 6.
- Sistemas de energía híbridos en paralelo Figura 7.
- Sistemas de energía híbridos con conmutación, Figura 8.

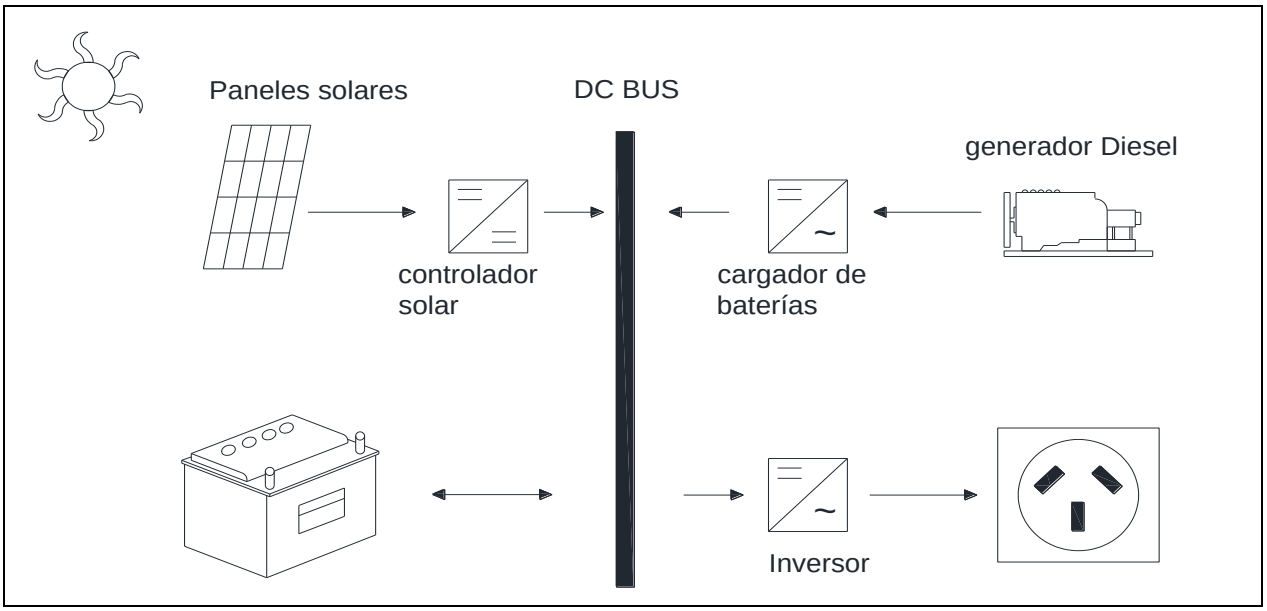


Figura 6. Sistema de energía hibrido serie

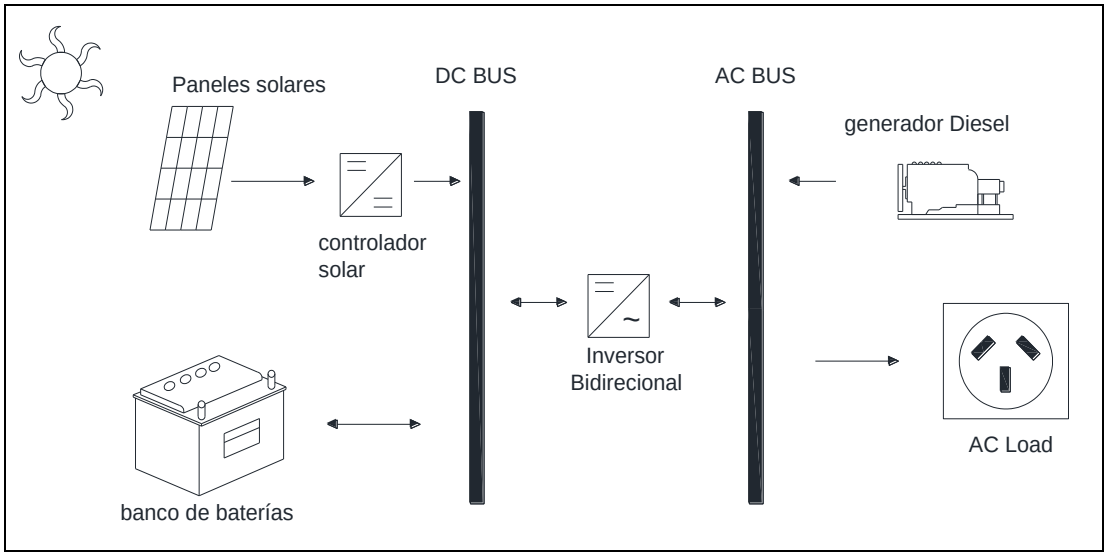


Figura 7. Sistema de energía hibrido paralelo

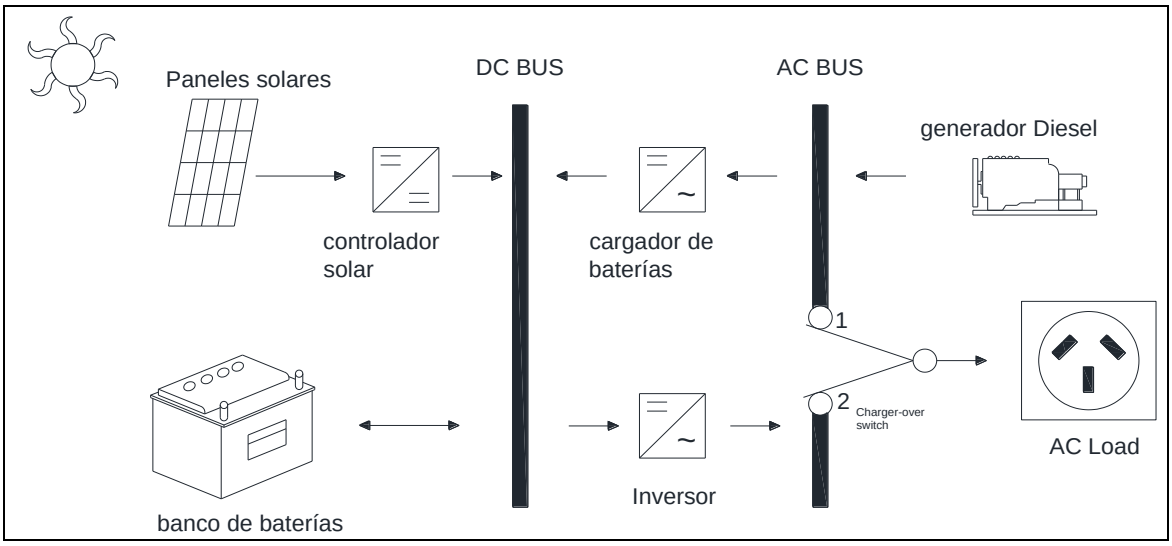


Figura 8. Sistema de energía hibrido con conmutación

2.2.1.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red a través de inversores de potencia no solo condicionan la salida de potencia, sino que garantizan que la salida del sistema FV esté sincronizada con la red eléctrica pública. Estos sistemas pueden ser con o sin almacenamiento de energía. Los sistemas con almacenamiento proporcionan confiabilidad adicional de suministro de energía. La conexión a la red de los sistemas fotovoltaicos (SFV) está cobrando impulso debido a diversos esquemas de descuentos e incentivos legislativos. Este sistema permite al consumidor alimentar su propia carga utilizando la energía solar disponible y el excedente de energía puede inyectarse en la red bajo el esquema de recompra de energía por parte del operador para reducir el período de recuperación de la inversión. Los SFV conectados a la red pueden convertirse muy útiles para el sistema. La contribución de la energía solar depende del tamaño del sistema y de la curva de demanda de la casa. Cuando el sistema fotovoltaico se integra con la red, se establece un flujo de potencia bidireccional. La red absorberá el exceso de energía fotovoltaica, o alimentará la carga cuando la producción de energía fotovoltaica no sea

suficiente. Las empresas públicas de energía eléctrica están fomentando este esquema en muchas partes del mundo. El sistema conectado a la red se puede clasificar de la siguiente manera:

- Aplicaciones residenciales
- Sistemas a gran escala

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red en Colombia deben cumplir la normativa CREG 030-2018. En el caso de falla, los SGF pueden continuar entregando potencia a cargas puntuales, que se encuentren conectadas directamente a ellas y desconectarse de la red. El control en modo aislado puede lograrse a través de inversores o a través de la red de distribución. Los controles del inversor pueden diseñarse sobre la base de detección de tensión de red o medida de impedancia, variación de frecuencia o aumento de la distorsión de las señales de tensión y corriente. Las protecciones deben diseñarse para modo aislado, para cortocircuito y para sobre tensión (Rashid, 2001).

En algunos países se han realizado estudios para estudiar el comportamiento de los SFV conectados a la red, en términos de calidad de potencia eléctrica, pérdidas de potencia, factor de potencia en la red, entre algunos otros y se están rigiendo en la norma IEEE 1547-2018 (IEEE, 2018).

2.3 Electrónica de potencia para la conexión de generadores fotovoltaicos a la red

Para la conexión de los sistemas de generación fotovoltaicos a la red, los circuitos electrónicos de potencia más usados son los convertidores DC/DC y los inversores DC/AC de potencia. En la Figura 9 se presenta un esquema general de un sistema fotovoltaico conectado a la red de dos

etapas, el cual fue el seleccionado para el diseño. A continuación, se describen diferentes tipos de convertidores utilizados en estas etapas.

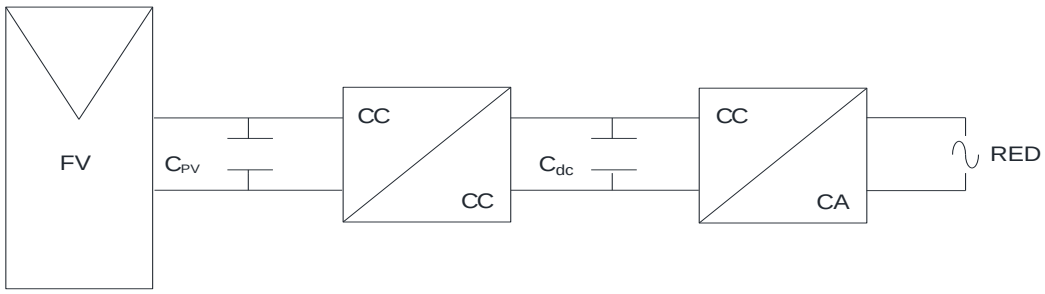


Figura 9. Esquema general de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

2.3.1Convertidores DC/DC . son circuitos electrónicos de potencia que convierten una tensión de DC en un nivel de tensión de DC diferente, que en algunos casos puede proporcionar una salida regulada (ver Ecuación (4), donde la corriente de carga está controlada por el transistor (ver Figura 10). Ajustando la corriente de base del transistor, la tensión de salida puede controlarse en un rango de 0 a Vs. La corriente de base se puede ajustar para compensar las variaciones en la tensión de alimentación o la carga, regulando así la salida. Este tipo de circuito de la Figura 10, se denomina convertidor DC-DC lineal o un regulador lineal porque el transistor opera en la región lineal, en lugar de en las regiones de saturación o corte. El transistor opera como una resistencia variable.

$$V_O = I_L R_L \quad (4)$$

Un circuito para convertir una tensión de DC a una tensión de DC de menor valor de tensión es presentado en la Figura 10.,Aunque esta puede ser una forma sencilla de reducir una tensión de alimentación continua y regular la salida, la baja eficiencia de este circuito es una desventaja importante en las aplicaciones de potencia.

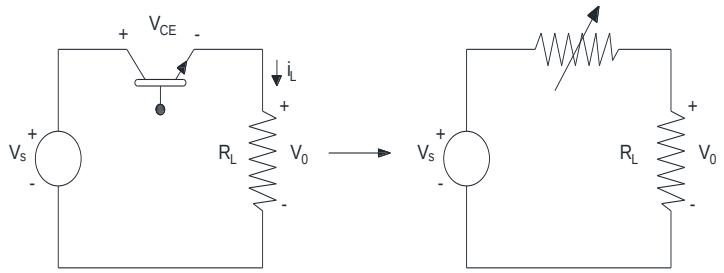


*Figura 10***.** Regulador lineal básico

2.3.1.1 Convertidor conmutado básico. Una alternativa más eficiente al regulador lineal es el convertidor de conmutación. En un convertidor conmutado, el transistor funciona como un interruptor electrónico al estar completamente activado o completamente desactivado (saturación o corte para un transistor bipolar BJT). Este circuito también se conoce como troceador de continua (DC chopper,2012) (W.Hart, 1997).

Suponiendo que el interruptor es ideal, en la Figura 11 (a), la salida es igual a la entrada cuando el interruptor está cerrado, y la salida es cero cuando el interruptor está abierto. La apertura y cierre periódicos del interruptor producen la salida de pulsos mostrada en la Figura 11(b). La media o componente continua de la salida está dada por la Ecuación (5)

$$V_O = \frac{1}{T}\int_0^T V_0(t)dt = \frac{1}{T}\int_0^{DT} V_S dt = V_S.D \quad (5)$$

La componente de continua de la salida se controla ajustando el ciclo de trabajo D, que es la fracción del periodo en la que el interruptor está cerrado como se muestra en la Ecuación (6).

$$D = \frac{t_{conduccion}}{t_{conduccion} + t_{corte}} = \frac{t_{conduccion}}{T} = t_{conduccion} * f \quad (6)$$

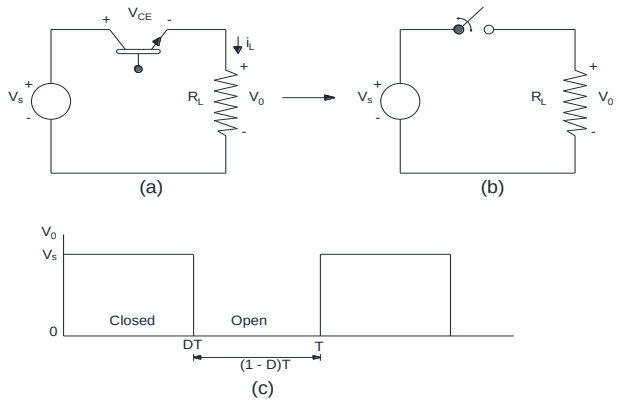


*Figura 11.(*a) Conversor básico; (b) Conmutación equivalente; (c) Tensión de salida.

2.3.2.2 Convertidor reductor En algunas aplicaciones puede ser suficiente controlar la componente de continua de una salida de pulsos como la mostrada, pero muchas veces el objetivo es producir una salida de continua pura. Una forma de obtener una salida de DC del circuito de la Figura 12(a) es insertar un filtro paso bajo después del interruptor. La Figura 12(b) muestra un filtro pasa bajo con una bobina y un condensador L-C. El diodo proporciona un camino para la corriente de la bobina cuando el interruptor está abierto y está polarizado de forma inversa cuando el interruptor está cerrado (Figura 12 (c)). Este circuito se denomina convertidor reductor porque la tensión de salida es menor que la entrada, como se puede ver en la Ecuación (7), debido a que D≤1.

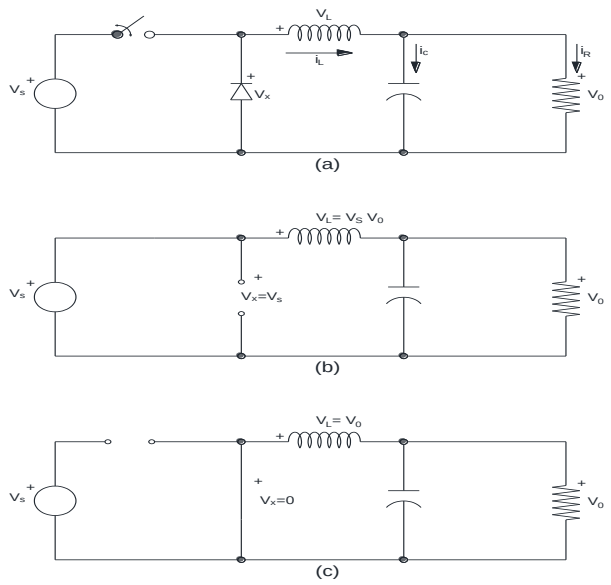


Figura 12. a) Convertidor reductor. b) Circuito equivalente del transistor cerrada. c) Circuito equivalente del transistor abierto.

$$V_O = V_S . D \quad (7)$$

La inductancia mínima L_{min}, necesaria para que exista una corriente permanente debe cumplir la Ecuación (8)

$$L_{min} = \frac{(1-D)R}{2f} \quad (8)$$

El rizado de la tensión de salida cumple la Ecuación (9)

$$\frac{\Delta V_O}{V_O} = \frac{(1-D)}{8LCf^2} \quad (9)$$

2.3.2.3 Convertidor elevador Este es otro convertidor de conmutación que opera abriendo y cerrando periódicamente un interruptor electrónico (ver Figura 13). Se llama convertidor elevador porque la tensión de salida es mayor que la entrada (Wang, Chai, Yoo, Gan, & Ng, 2014) (ver Ecuación (10)). Este tipo de convertidor es ampliamente usado en los SGF, debido a que reduce el número de paneles solares fotovoltaicos a usar.

El análisis inicia asumiendo:

- Existen condiciones de estado estable.
- El período de conmutación es T, y el interruptor está cerrado por tiempo DT y abierto por (1-D)* T.
- La corriente del inductor es continua (siempre positiva).
- El condensador es muy grande, y la tensión de salida se mantiene constante a la tensión V_o.
- Los componentes son ideales.

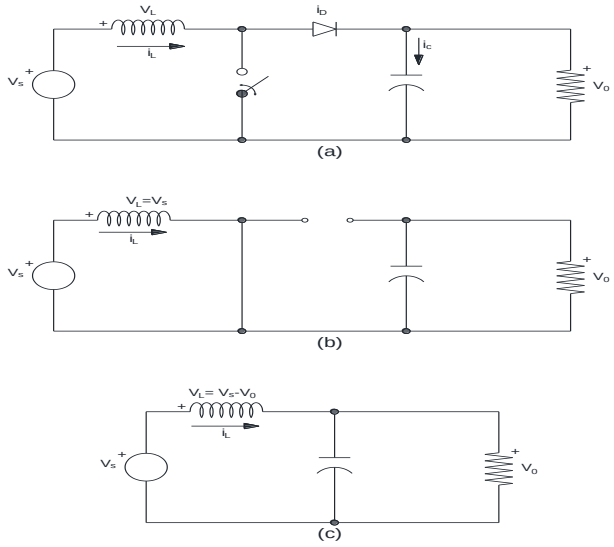


Figura 13:a) Convertidor elevador. b) Circuito equivalente del transistor cerrada. c) Circuito equivalente del transistor abierto.

$$V_O = \frac{V_S}{1-D} (10)$$

La inductancia mínima L_{min}, necesaria para que exista corriente permanente debe cumplir la Ecuación (11)

$$L_{min} = \frac{D(1-D)^2}{2f} (11)$$

El rizado de la tensión de salida cumple la Ecuación (12).

$$\frac{\Delta V_O}{V_O} = \frac{D}{RCf} (12)$$

El valor del condensador de salida cumple la Ecuación (13).

$$C = \frac{D}{R\frac{\Delta V_O}{V_O} f} (13)$$

2.3.2Inversores de potencia El inversor de tensión tiene como función cambiar un tensión de corriente continua a un tensión de salida de corriente alterna, con una frecuencia y magnitud deseada (Vazquez, Martinez-Rodriguez, Sosa, Renteria-Soto, & Limones-Pozos, 2013).

Los inversores son ampliamente usados en UPS (sistemas de alimentación ininterrumpida), VAR (compensadores estáticos), filtros activos, transmisión AC flexibles, entre algunas otras aplicaciones. De acuerdo con el tipo de forma de onda de salida en AC, se consideran inversores de fuente de tensión (VSIs) (ver Figura 14), donde la salida de AC independientemente es una forma de onda de tensión controlada. Estas estructuras son las más ampliamente usadas porque se comportan naturalmente como fuentes de tensión lo que es requerido en muchas aplicaciones industriales. Para una salida en AC de un inversor, la magnitud, la frecuencia y la fase pueden ser controladas (W.Hart, 1997).

Los conversores estáticos de potencia, específicamente los inversores, son construidos con conmutadores de potencia y la forma de onda de la salida de AC, está compuesta por valores discretos, esto lleva a la generación de formas de onda en AC. Estos se clasifican básicamente por su potencia nominal de salida, sin embargo, existen otros parámetros a considerar como son:

• El tipo de onda: cuadrada, sinodal, sinodal modificada (cuasi - sinodal).

• Tensión para protecciones.

• Opciones como la de inversor – cargador.

La forma de onda de su tensión de salida no es sinusoidal como se muestra en la Figura 15, sino que ésta se aproxima por medio de tres niveles de tensión. Su componente fundamental se comporta como una onda sinusoidal, para garantizar este comportamiento se utiliza una técnica de modulación que controle el ciclo de trabajo y la secuencia para la conmutación de los transistores.

Las técnicas de modulación más utilizadas son: la técnica basada en portadora (por ejemplo, modulación de ancho de pulso sinusoidal, SPWM), la técnica de vector espacial (SV) y la técnica de eliminación selectiva de componentes armónicas SHE.

La forma de onda discreta de salida AC generada por estas topologías de inversores impone restricciones básicas a las aplicaciones; tales como: el VSI genera a la salida una tensión de AC compuesta de valores discretos (dc/dt); por lo tanto, la carga debe ser inductiva para que las componentes armónicas produzcan una forma de onda de corriente suave. En caso de una carga capacitiva generará grandes picos de corriente. En este caso, se debe usar un filtro inductivo entre el lado de AC-VSI y la carga.

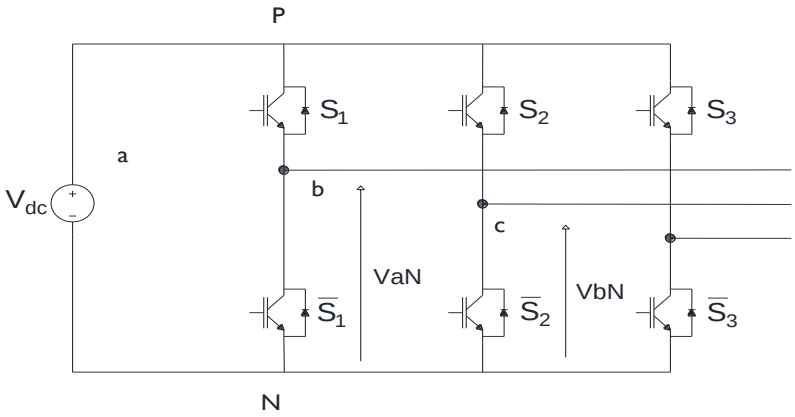


Figura 14: inversor estándar

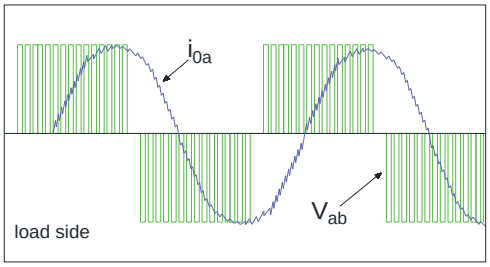


Figura 15: Forma de onda salida

Para simplificar los análisis de los inversores se consideran las topologías sin pérdidas y transistores ideales.

2.3.1Inversores monofásicos Para los inversores de fuente de tensión monofásicos se pueden encontrar topologías de medio y puente completo. El rango de potencia que cubre es bajo.

2.3.3.1 Inversor monofásico en Medio puente

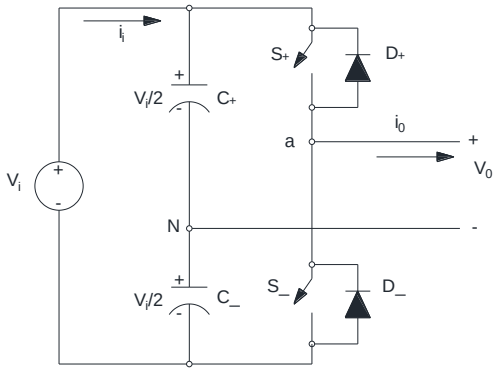


Figura 16. circuito de la topología de medio puente.

La Figura 16, muestra la topología de medio puente. Esta cuenta con 2 grandes capacitores que tienen un punto neutro en la unión de ambos; estos capacitores son los encargados de mantener una tensión constante $V_i/2$. Es claro que ambos conmutadores no pueden estar simultáneos en el mismo estado porque produciría un corto circuito en la fuente de DC, por ello se tienen 2 estados establecidos, para evitar un cortocircuito a través del bus de DC y una salida de AC indefinida. La técnica de modulación siempre deberá garantizar que en cualquier momento el interruptor superior e inferior del inversor este encendido (Rashid, 2001), como se observa en la Tabla 1.

Tabla 1. Estados de conmutación.

Estados de conmutación para un Inversor medio puente		
Estado	V_0	
S+ cerrado S- abierto	$v_i/2$	S_+ si $i_0 > 0$ D+ si $i_0 < 0$
S_ cerrado S_+ abierto	$-V_i/2$	D_ si $i_0 > 0$ S_ si $i_0 < 0$
S_+ S- están abiertos	$-V_i/2$ $V_i/2$	D_ si $i_0 > 0$ D+ si $i_0 < 0$

2.3.3.4Técnica de modulación de ancho de pulso PWM para un inversor medio puente. Para obtener a la salida una tensión deseada siguiendo una forma de onda dada de forma continua, se puede cambiar adecuadamente la conmutación de los transistores. La técnica PWM basada en la modulación de la portadora satisface el requisito que define los estados de encendido y apagado de los interruptores, comparando una señal modulada $\boldsymbol{v_c}$ y una forma de onda triangular portadora $\boldsymbol{v_\Delta}$.

Cuando $v_c > v_\Delta$, el conmutador S_+ cerrado y el S_- esta abierto.

Cuando $v_\Delta > v_c$, el conmutador S_- cerrado y el S_+ esta abierto.

Un caso especial es cuando la señal modulada v_c is sinusoidal con frecuencia f_c y con amplitud $\hat{v}_C$ y la señal triangular v_Δ con frecuencia f_Δ y con amplitud $\hat{v}_\Delta$, este es un esquema PWM sinusoidal (SPWM). En este caso el índice de modulación m_a se puede representar por medio de la Ecuación (14):

$$m_a = \frac{\hat{v}_C}{\hat{v}_\Delta} \quad (14)$$

La frecuencia portadora normalizada m_f se puede representar por medio de la Ecuación(15):

$$m_f = \frac{f_\Delta}{f_c} \qquad (15)$$

En la Figura 17, se presenta un ejemplo de implementación del esquema SPWM. La Figura 17 (e) muestra que la salida de tensión de AC es básicamente una forma de onda sinusoidal más las componentes armónicas donde la amplitud de la componente fundamental de AC satisface la Ecuación (16):

$$\hat{v}_{01} = \hat{v}_{aN1} = \frac{v_i}{2} ma (16)$$

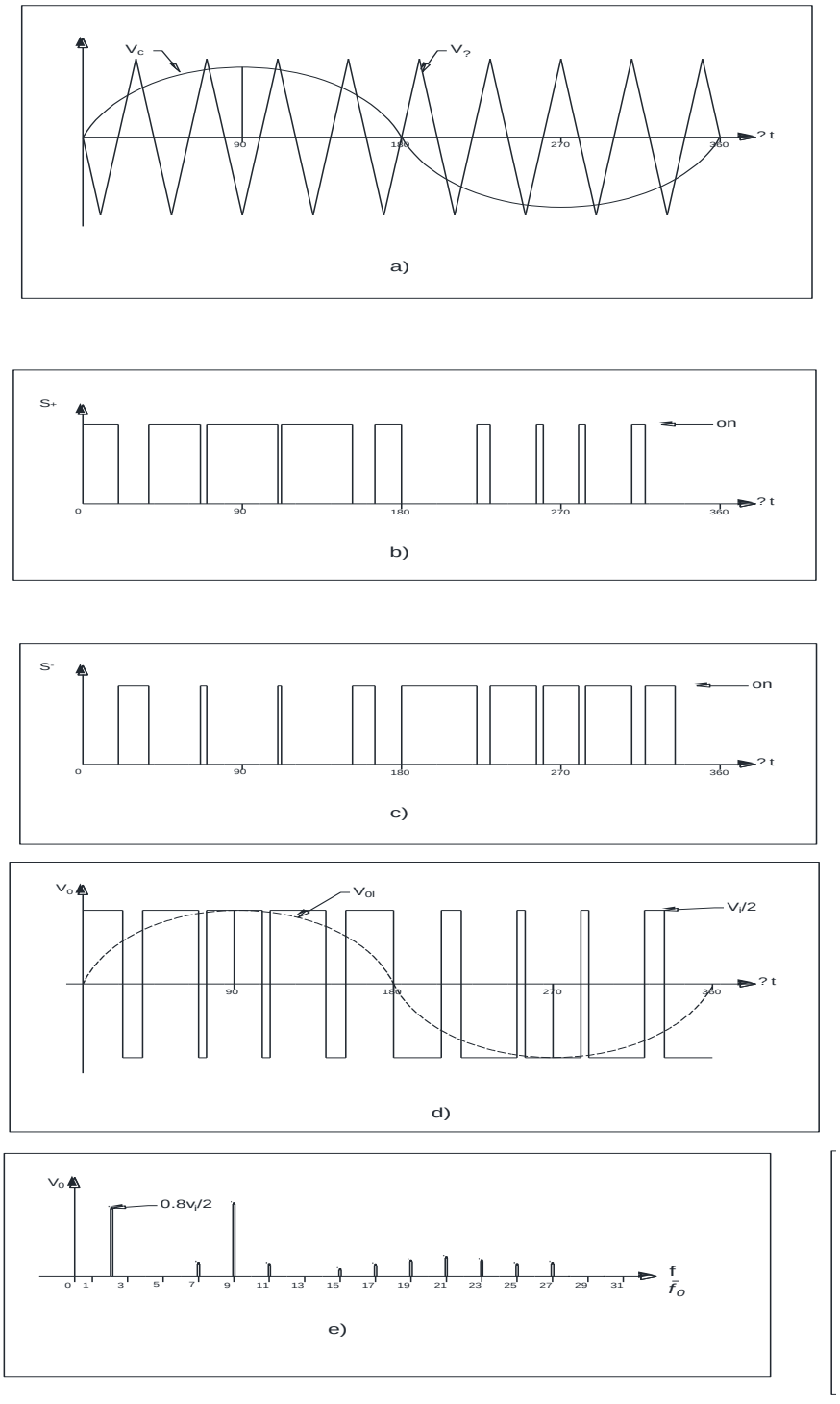


Figura 17. Inversor de medio puente, formas de onda ideales para un SPWM (ma=0.8, mf=0.9 (a) Señales portadora y moduladora; (b) Estado de conmutación S_+ ;(c) Estado de conmutación S_-;(d) Salida de tensión de ac; (e) Espectro de la salida de tensión de ac.

En la modulación PWM, la amplitud de la tensión de salida se puede controlar por medio de las señales moduladoras. Dos ventajas de la modulación PWM son la reducción de los requerimientos de filtro para reducir los armónicos y el control de la amplitud de salida. Entre las desventajas se puede citar que los circuitos de control de los interruptores son más complejos y que hay mayores pérdidas debida a una conmutación más frecuente.

2.3.3.2 Inversor de puente completo

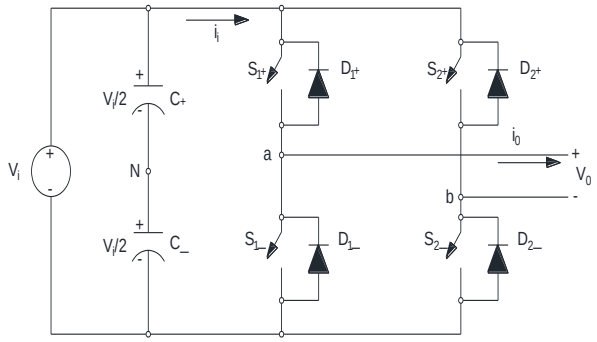


*Figura 18***.** Circuito de la topología de puente completo**.**

La topología de potencia de un VSI de puente completo se puede ver en la Figura 18. Este inversor es similar al inversor de medio puente; sin embargo, un segundo tramo conformado por dos interruptores proporciona el punto neutral a la carga. Como era de esperar, ambos interruptores S_{1+}y S_{1-} (o S_{2+}y S_{2-}) no pueden estar encendidos simultáneamente porque se produciría un cortocircuito a través de la fuente de tensión en DC. Hay cuatro estados de conmutación definidos (estados 1, 2, 3 y 4) y uno indefinido (estado 5) como se muestra en Tabla 2. La condición indefinida debe evitarse para que siempre sea capaz de producir una tensión de salida de AC controlada. Para evitar el cortocircuito a través del bus de DC y la condición de tensión de salida de AC sin definir, la técnica de modulación debe asegurar que el interruptor superior o inferior de cada lazo esté encendido en cualquier instante. Se puede observar que la tensión de salida de AC

puede tomar el valor de v_i, el cual es el doble del obtenido con la topología VSI de medio puente. Se han desarrollado varias técnicas de modulación que son aplicables a VSI de puente completo, entre ellas se destacan:

- Modulación bipolar.
- Modulación unipolar.

Las estrategias de modulación se pueden explicar en términos de:

- Determinar el ancho de pulso.
- Posición del pulso en la portadora.
- Secuencia de pulso en la portadora.

La eficiencia de una técnica de modulación PWM con respecto a las componentes armónicas está dada por los siguientes factores:

- Las componentes armónicas generadas en la forma de onda resultante, por fase.
- La eliminación de componentes armónicas en la forma de onda resultante por fase.

Tabla 2 .Estados de conmutación del inversor monofásico de puente completo

Estados de conmutación del inversor monofásico de puente completo					
Estado	Van	VbN	V0	Conducción de componentes	
S1+ S2- conduciendo S1-				S1+ S2-	si l0 >0
S2+ abiertos	$v_i/2$	$-v_i/2$	v_i	D1+ D2-	si l0 <0
S1- S2+ conduciendo S1+				D1- D2+	si l0 >0
S2- abiertos	$-v_i/2$	$v_i/2$	-vi	S1- S2+	si l0 <0
S1+ S2+ conduciendo				S1+ D2+	si l0 >0
S1- S2- abiertos	$v_i/2$	$v_i/2$	0	D1+ S2+	si l0 <0
S1- S2- conduciendo S1+				D1- S2-	si l0 >0
S2+ abiertos	$-v_i/2$	$-v_i/2$	0	S1- D2-	si l0 <0
S1-,S2-,S1+, and S2+	$-v_i/2$	$v_i/2$	$-v_i$	D1- D2+	if l0 >0
abiertos	$v_i/2$	$-v_i/2$	v_i	D1+ D2-	if l0 <0

2.3.1.1.2Modulación bipolar. La Figura 19 ilustra el principio de la modulación bipolar por anchura de impulsos, este método requiere una señal sinusoidal de referencia ($\boldsymbol{v_{sin}}$) y una señal portadora triangular ($\boldsymbol{v_{\Delta}}$). Cuando el valor instantáneo de la sinusoide de referencia es mayor que la portadora triangular, la salida está dada por + $\boldsymbol{V_i}$ y cuando la referencia es menor que la portadora la salida será - $\boldsymbol{V_i}$ asi (W.Hart, 1997):

$$v_0 = + V_i \text{ para } v_{\Delta} \leq v_{sin}$$

$$v_0 = - V_i \text{ para } v_{\Delta} > v_{sin}$$

Esta versión del PWM es bipolar, ya que toma la salida valores alternos entre más o menos la tensión de la fuente de continua.

El esquema de conmutación que permitirá implementar la conmutación bipolar utilizando un puente inversor de onda completa de la Figura 19, está dado por:

Cuando $v_{sin} > v_{\Delta}$, el conmutador S_1 y S_2 están encendidos, $v_0 =+ V_i$.

Cuando $v_{\Delta} > v_{sin}$, el conmutador S_1 y S_2 están encendidos, $v_0 =- V_i$.

2.3.1.1.3Modulación unipolar. Es un esquema de conmutación unipolar para la modulación por anchura de pulsos. La salida también contempla a la salida el nivel cero, en lugar de solo niveles alto y bajo, como en la conmutación bipolar (ver Figura 19. Un esquema de conmutación unipolar tiene los siguientes controles de los interruptores:

S1 conduce cuando $v_{sin} \geq v_{\Delta}$

S2 conduce cuando $-v_{sin} < v_{\Delta}$

S3 conduce cuando $-v_{sin} \geq v_{\Delta}$

S4 conduce cuando $v_{sin} < v_{\Delta}$

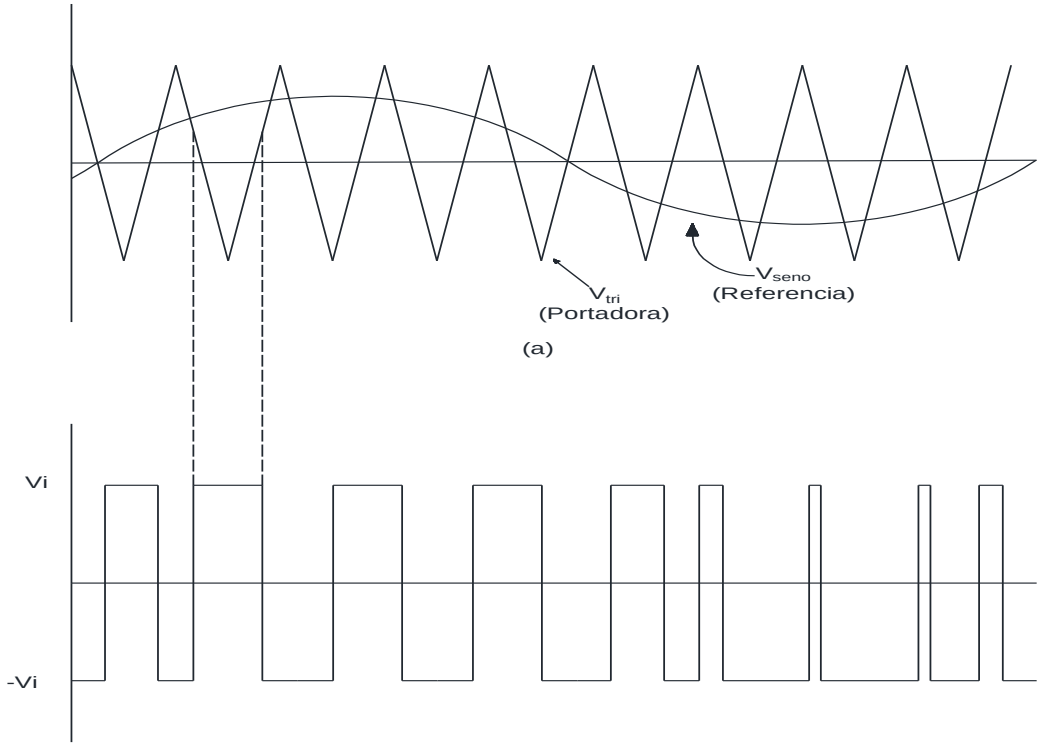


Figura 19.Modulación por anchura de pulsos bipolar. (a) Referencia sinusoidal y portadora triangular. (b) Forma de onda a la salida.

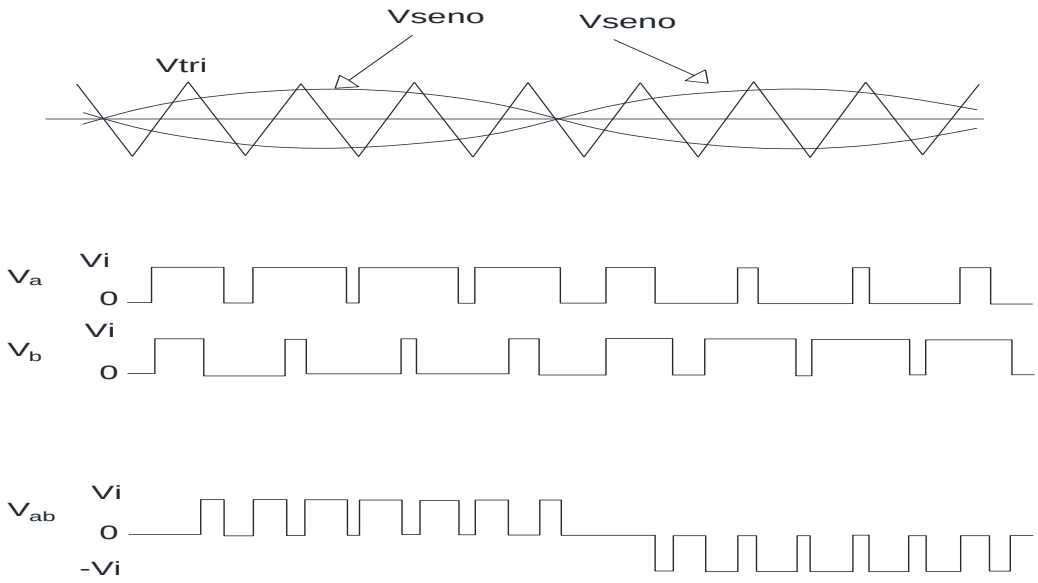


Figura 20. Modulación unipolar por anchura de pulso.

2.3.2Configuraciones trifásicas. Los inversores trifásicos se utilizan en aplicaciones de mayor potencia; pueden estar conformados por tres inversores monofásicos independientes conectados a la misma fuente, como se muestra en la siguiente Figura 21.

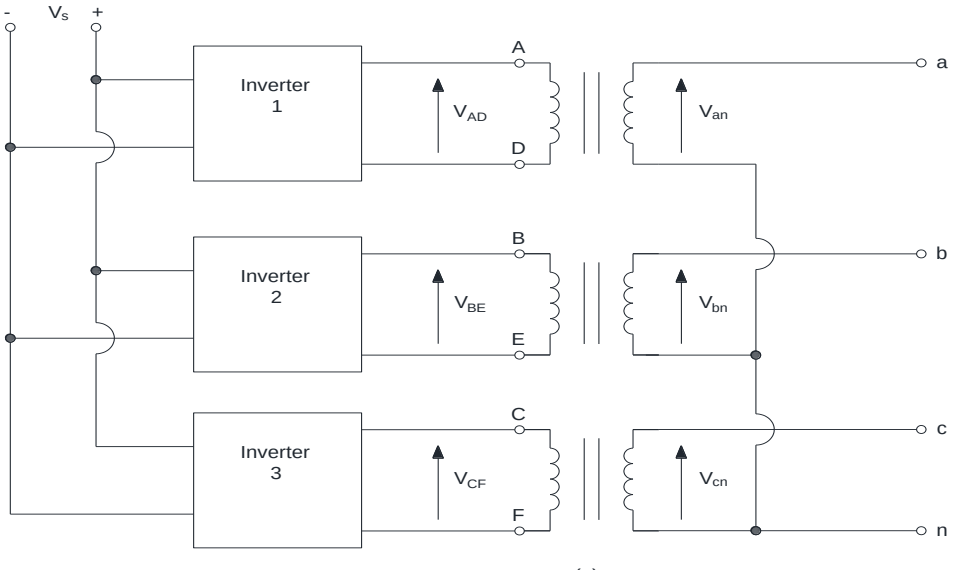


Figura 21.Configuración inversor trifásico en bancada de inversores monofásicos

Se puede obtener otra configuración de inversor, en la que se reduzcan el número de semiconductores a utilizar, esta concepción se muestra en Figura 22.

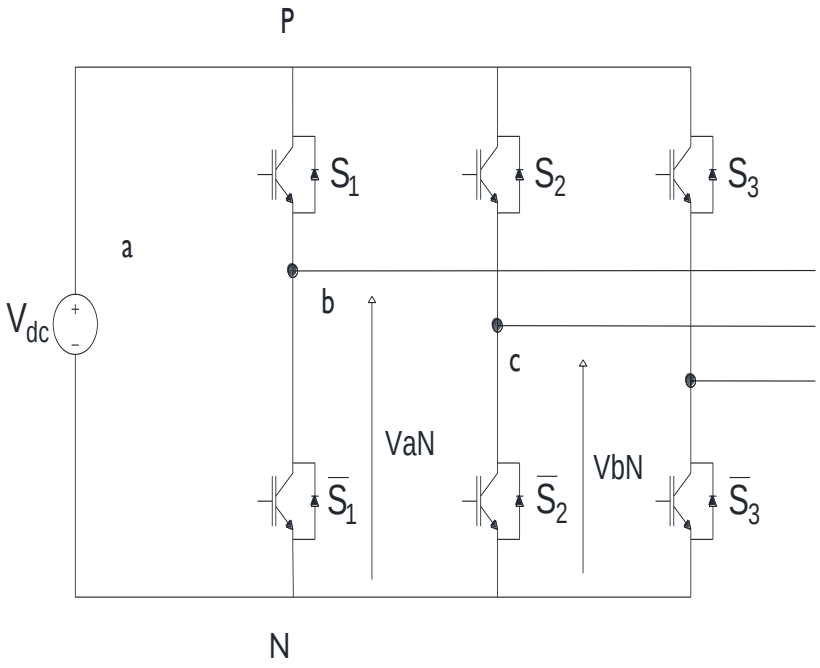


Figura 22. Configuración inversora en puente completo trifásico

2.3.3PWM Inversor trifásico. La modulación por ancho de pulso se puede utilizar también en los inversores trifásicos de forma similar que en los inversores monofásicos. Las ventajas de la conmutación PWM son las mismas que en el caso monofásico.

La conmutación PWM en el inversor trifásico es similar a la del inversor monofásico. Básicamente, cada interruptor se controla comparando una onda sinusoidal de referencia con una onda portadora triangular.

Los interruptores de la Figura 23.se controlan por parejas (S_1, S_4), (S_2, S_5) y (S_3, S_6). En cada caso un interruptor esta cerrado y el otro abierto. Cada pareja requiere una onda sinusoidal de referencia separada y desfasadas 120 grados para obtener una salida trifásica equilibrada, el control de los interruptores es como sigue:

S1 conduce cuando $v_A > v_\Delta$

S2 conduce cuando $v_C > v_\Delta$

S3 conduce cuando $v_B > v_\Delta$

S4 conduce cuando $v_A < v_\Delta$

S5 conduce cuando $v_C < v_\Delta$

S6 conduce cuando $v_B < v_\Delta$

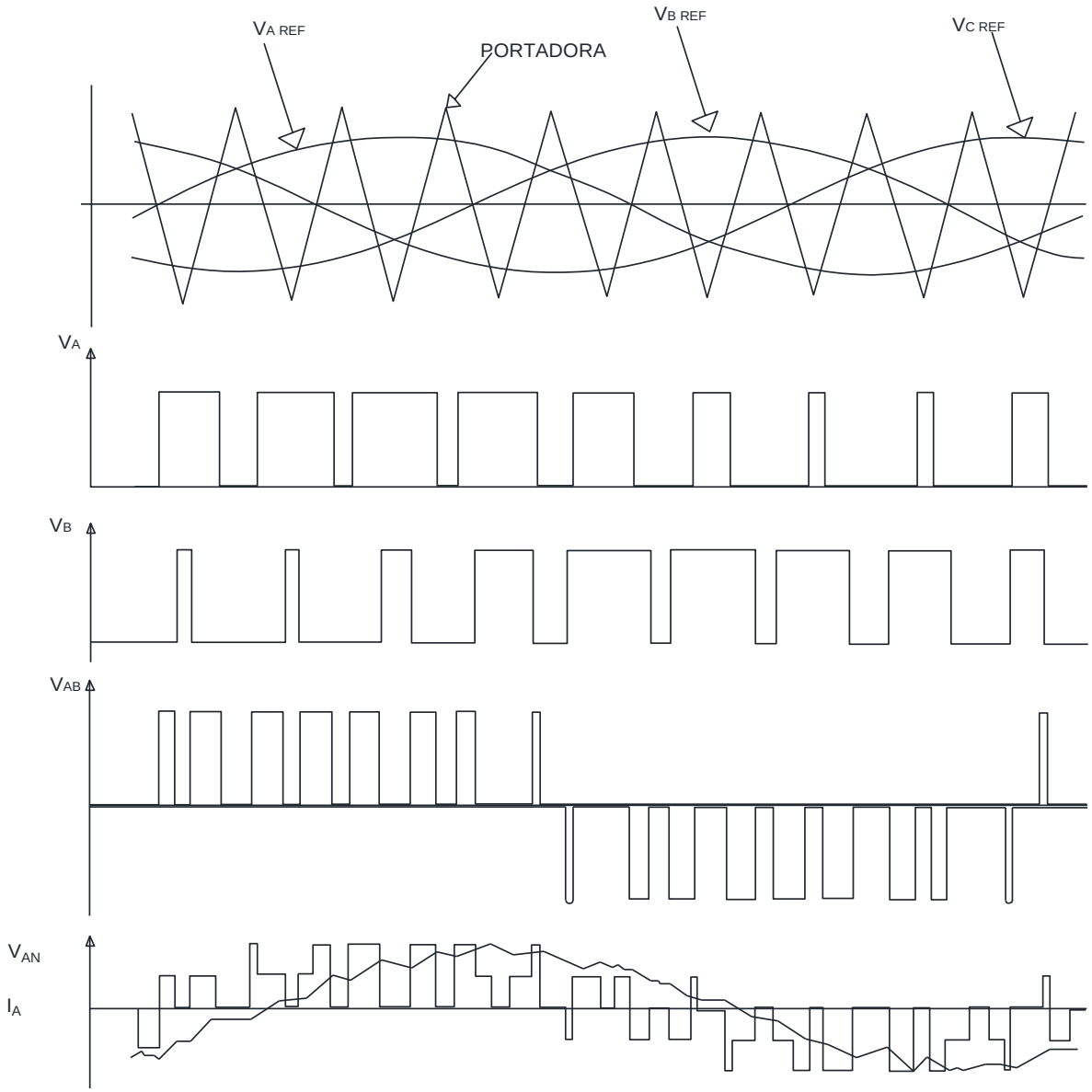


Figura 23. Conmutación PWM trifásica, fase A, B.

2.4 Motores de inducción trifásicos

El motor de inducción trifásico, también llamado motor asíncrono, es hoy día el motor eléctrico que más se utiliza en las aplicaciones industriales, sobre todo el motor con rotor de jaula de ardilla(Rockwell, 1997), ya que requiere menos mantenimiento.

El estator y el rotor están compuestos por láminas de acero ranuradas, que se apilan para formar el núcleo como se muestra en la Figura 24. Un bobinado trifásico simétrico se coloca en las ranuras del estator, las cuales son conectadas como un sistema trifásico en delta o en Y.

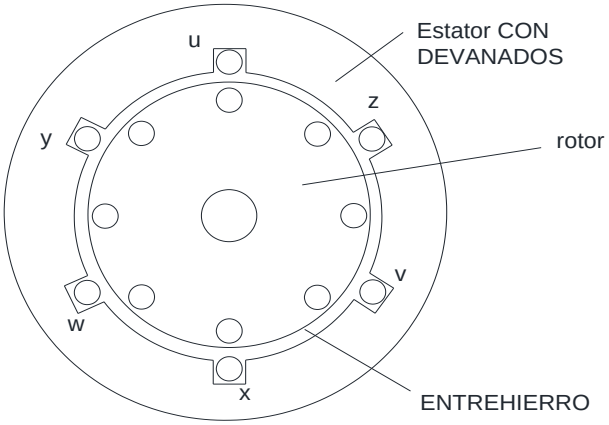


Figura 24: Motor de inducción

La máquina de inducción más simple consiste en 6 ranura en el estator para los 3 pares de polos, cada polo requiere 2 ranuras.

2.4.1Funcionamiento. Cuando la máquina de inducción es alimentada por un sistema trifásico con una frecuencia f_1, se crean unas corrientes balanceadas, creando un campo giratorio en el espacio interior, girando con una velocidad sincrónica N_S. Este campo rotatorio induce una corriente a frecuencia f_2, dentro de los conductores de los devanados del rotor. Esto crea un nuevo campo rotatorio, girando con una velocidad diferente n_2 relativamente cercana a la velocidad del rotor n y relativamente hacia el campo del estator con $N_S = N + N_2$, que cumple con las condiciones de frecuencia.

Como consecuencia, las corrientes del rotor y el campo giratorio del estator giran con velocidad sincrónica, crean momentos de torsión que impulsan el rotor en dirección al campo giratorio del estator e intentan adaptar su velocidad a la del campo giratorio del estator. Dado que el efecto de inducción desaparecería en caso de no tener ningún movimiento relativo entre el rotor y el campo del estator, el rotor en realidad no puede alcanzar la velocidad de rotación del campo del estator. Los rotores muestran una cierta cantidad de deslizamientos contra el campo giratorio del estator: su método de funcionamiento se denomina asíncrono. Por lo tanto, este tipo de máquina se llama máquina de inducción (máquina asíncrona). Cuanto mayor sea el par, demandado por el rotor, mayor será el de deslizamiento (Henneberger, 2002).

Dado que el motor de inducción trifásico actúa como un transformador, la corriente del rotor se transforma en la parte del estator (o secundario) y la corriente de alimentación del estator cambia esencialmente de la misma manera. La potencia eléctrica del estator generada por la corriente de alimentación se convierte, a través del entrehierro, en potencia mecánica en el rotor (Rockwell, 1997).

2.4.2Estator El bobinado del estator está formado por tres bobinados individuales que se superponen y están escalados con un ángulo eléctrico de 120°. Cuando se conecta a la alimentación, la corriente de entrada primero magnetiza el estator. Esta corriente de magnetización genera un campo rotativo que gira con la velocidad de sincronismo N_S . Para el número de pares de polos más pequeño 2p = 2 en un circuito de 60 Hz, la velocidad sincrónica más alta es $N_S = \frac{3600}{\text{min}}$**.**

2.4.3 Rotor. En los motores de inducción con rotor de jaula de ardilla, el rotor está formado por un bloque laminar de núcleo de rotor cilíndrico y ranurado provisto de barras de aluminio unidas por delante con anillos para formar una jaula cerrada. La parte móvil de los motores de inducción trifásicos a veces se denomina rotor. Este nombre tiene su origen en la forma de ancla que tenían los rotores de los primeros dispositivos eléctricos. En un equipo eléctrico, el bobinado del rotor está inducido por el campo magnético, mientras que en los motores trifásicos, este papel corresponde a los rotores (Rockwell, 1997).

El motor de inducción parado actúa como un transformador cortocircuitado en el secundario. Por consiguiente, el bobinado del estator corresponde al bobinado principal y el bobinado del rotor (bobinado de jaula), al bobinado secundario. Dado que está en cortocircuito, la corriente interna del rotor depende de la tensión inducida y de su resistencia.

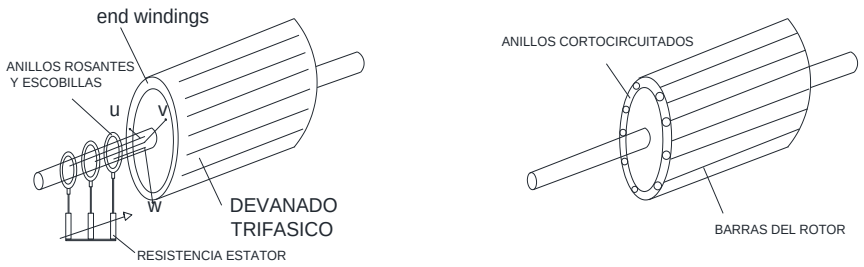


Figura 25. tipos de rotores de las máquinas de inducción**.**

Las máquinas de inducción con anillos rozantes consisten en un devanado trifásico en las tres fases, igual que en el estator. Los devanados finales están fuera de la jaula cilíndrica conectada a los anillos colectores, los devanados del rotor están en cortocircuito ya sea directamente o mediante escobillas que utilizan una resistencia de arranque o pueden ser alimentados por una tensión externa, que son medios para ajustar la velocidad (ver Figura 25).

Los rotores de jaula de ardilla están compuestos por barras de rotor separadas para formar una jaula cilíndrica. Sus devanados finales se cortocircuitan utilizando anillos de cortocircuito en el

lado final. Este tipo de construcción no admite ningún acceso a los devanados del rotor mientras está en funcionamiento, lo que resulta en una pérdida de oportunidad para influir directamente en el comportamiento operativo de la máquina. Las máquinas grandes cuentan con barras de rotor de cobre y anillos de cortocircuito, mientras que las jaulas de aluminio se utilizan para máquinas de pequeña potencia (Henneberger, 2002).

2.4.4Circuito equivalente. Al excitar un motor de inducción trifásico equilibrado por medio de una fuente trifásica equilibrada, las corrientes en los devanados por fase deben ser de igual magnitud y tener una diferencia de fase de 120 grados eléctricos y se debe cumplir lo mismo para las corrientes de los devanados del rotor, debido a la inducción electromagnética.

Sin embargo, la FEM (Fuerza Electromotriz) inducida en el rotor es proporcional a su deslizamiento. Como los devanados del estator y del rotor están acoplados inductivamente; un motor de inducción en su funcionamiento se asemeja al de un transformador con devanado secundario giratorio el circuito equivalente (Gray, 1989), (ver Figura 26). En este modelo los parámetros son:

$\tilde{v}_1$: $tension\ aplicada\ por\ fase$

R_1: $Resistencia\ por\ fase\ del\ devanado\ del\ estator.$

X_1: $Reactancia\ de\ dispersion\ por\ fase\ del\ devanado\ del\ estator.$

R_r: $Resistencia\ por\ fase\ del\ devanado\ del\ rotor.$

X_m: $Reactancia\ de\ magnetizacion.$

R_c: $Resistencia\ equivalente\ de\ la\ perdida\ en\ el\ nucleo\ por\ fase.$

E_1: $Tension\ de\ inducido\ en\ el\ estator.$

E_2: $Tension\ de\ inducido\ en\ el\ rotor.$

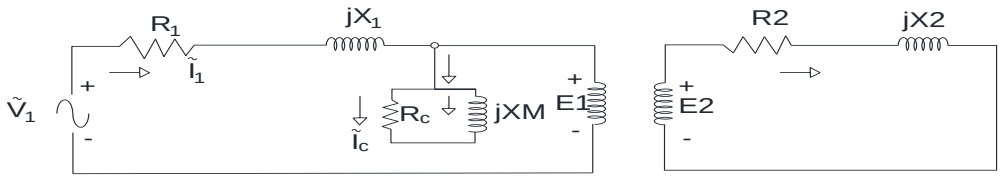


Figura 26.Circuito equivalente por fase de un motor de inducción trifásico equilibrado

2.4.5Deslizamiento. La diferencia entre la velocidad sincrónica $N_{S,}$ ver Ecuación (17), y la velocidad N de funcionamiento de régimen se denomina deslizamiento S , ver Ecuación (18), y suele expresarse en porcentaje**.**

$$N_S = \frac{120*f}{p} \quad (17)$$

$$s = \frac{N_S - N}{N_S} \quad (18)$$

Donde:

s*: deslizamiento*

f*:frecuencia*

p*:numero de polos*

NS: Velocidad sincrónica

N: Velocidad del rotor

2.4.6Pérdidas de potencia en el motor. Las pérdidas de potencia totales del motor están dadas por la suma individual de varias pérdidas como son:

- PFe: Pérdidas de potencia en el núcleo del estator ⇒ más o menos constante durante el funcionamiento
- PCuS: Pérdida de potencia óhmica en el estator ⇒ función cuadrada de la corriente
- PCuR: Pérdida de potencia óhmica en el rotor ⇒ función cuadrada de la corriente
- PLu: Pérdida de potencia por resistencia aerodinámica ⇒ más o menos constante durante el funcionamiento
- PLa: Pérdidas de potencia por rozamiento mecánico⇒ más o menos constantes durante el funcionamiento
- Pzus: Pérdidas de potencia por dispersión ⇒ más o menos constantes durante el funcionamiento.

Estas pérdidas de potencia son las que afectan la eficiencia del motor.

2.4.7Características del par de torsión. La Figura 27 muestra, mediante los siguientes parámetros que se presentan a continuación de este párrafo, las características de par de torsión propias de los motores de inducción con rotor de jaula de ardilla. El par acelerador abarca toda la característica de par, desde la parada hasta la velocidad máxima.

Donde:

Mn = par de torsión nominal

ML = par de carga

MK = par máximo

MM = par motor

nS = velocidad sincrónica

An = punto de trabajo nominal

MA = par mínimo

MB = par acelerador

MS = par de desincronización

nn = velocidad nominal (0,94-0,99 . nS)

n = velocidad de funcionamiento

A = punto de trabajo

n0 = velocidad sin carga (0,98-0,997).

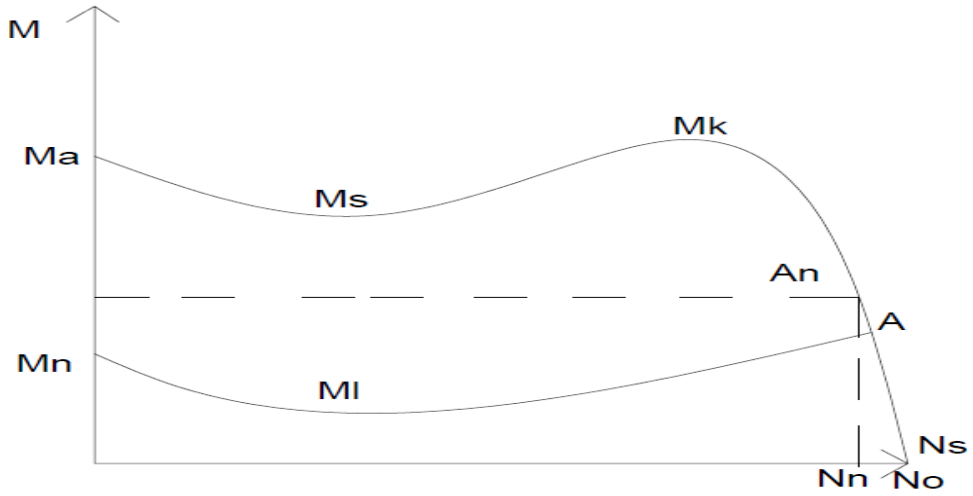


Figura 27. Característica par torsión.

2.4.8Arranque de motores de inducción. En el momento del arranque, la velocidad del rotor es igual a cero y el deslizamiento por unidad es igual a uno. Por tanto, la ecuación que modela la corriente de arranque es:

$$I_{2s} = \frac{V_1}{R_e + JX_e} \tag{19}$$

Donde $R_e = R_1 + R_2$ y $X_e = X_1 + X_2$, el valor del par de arranque es:

$$T_{ds} = \frac{3{V_1}^2 R_2}{w_s({R_e}^2 + {X_e}^2)} \tag{20}$$

Puesto que la resistencia efectiva del rotor R_2 es muy pequeña en el momento del arranque en comparación con su valor al alcanzar el deslizamiento especificado, R_2/s, la corriente en el arranque puede llegar a ser de 400% al 800% de la corriente a plena carga. Por otro lado, el par de arranque puede ser de 200 a 350% del par a plena carga. Una corriente de arranque tan alta generalmente resulta inaceptable porque ocasiona una caída de tensión excesiva en la línea, la cual puede afectar la operación de las cargas alimentadas por la misma fuente.

3 Requerimientos de conexión de los sistemas fotovoltaicos a la red.

Debido a la conexión con la red del sistema fotovoltaico se revisó el estándar IEEE 1547 en sus versiones del 2003 y del 2018.

3.1 Estándar IEEE 1547 del 2003

Este estándar establece diferentes especificaciones para la operación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de suministro de energía eléctrica.

Regulación de tensión: Con respecto a la regulación de tensión, este estándar establece que:

- El Sistema fotovoltaico no debe regular activamente la tensión en el Punto de Conexión Común (PCC).
- El sistema fotovoltaico no debe causar fluctuaciones de tensión en el PCC mayores al ±5% del nivel de tensión predominante.
- El sistema fotovoltaico no debe causar que la tensión de otros sistemas de generación conectados a la red supere los requerimientos definidos en el ANSI C84.1-1995.

Respuesta ante condiciones de operación anormales: Con relación a las condiciones transitorias que puedan causar condiciones anormales en la red, se requiere una respuesta del sistema fotovoltaico conectado. Esta respuesta contribuye a la seguridad del personal de mantenimiento de servicios públicos y al público en general, así como para evitar daños a los equipos conectados, incluido el sistema fotovoltaico. A continuación, se describen estas situaciones y la respuesta esperado del sistema fotovoltaico:

- Operación ante fallas: El sistema fotovoltaico debe dejar de desconectarse del sistema cuando se presenten fallas en el sistema de distribución dentro de ciertos tiempos de despeje (tiempo entre el inicio de la condición anormal y la desconexión del sistema fotovoltaico).

- Tensión en el PCC: El sistema de control debe detectar el valor eficaz de las tensiones de línea (para todas las fases) y la frecuencia de la red. Cuando la tensión en el PCC se encuentre en el rango dado por la Tabla 3, el sistema fotovoltaico debe desconectarse del sistema en los tiempos de despeje (tiempo entre el inicio de la condición anormal y la desconexión del sistema fotovoltaico).

Tabla 3. Rango de tensión, tiempo de despeje de la falla**.**

Rango de tensión (% de tensión base)	**Tiempo de despeje (s)**
V<50	0,16
50< V < 88	2,00
110 < V < 120	1,00
V>120	0,16

Tiempos de despeje máximos para sistemas fotovoltaicos≤ 30kW y tiempos de despeje por defecto para sistemas fotovoltaicos> 30kW.

- Cuando la frecuencia del sistema se encuentre en los rangos dados en la Tabla 4, el sistema fotovoltaico debe desconectarse del sistema dentro de ciertos tiempos de despeje (tiempo entre el inicio de la condición anormal y la desconexión del sistema fotovoltaico).

Tabla 4. Rango de frecuencia

DR	**Rango de frecuencia (Hz)**	**Tiempo de despeje (s)**
< 30 kW	>60,5	0,16
	<59,3	0,16
>30 kW	>60.5	0,16
	< {59,8 – 57,0}	Ajustable 0,16 hasta 300
	<57,0	0,16

Reconexión: Después de una perturbación en la red, no se producirá reconexión del sistema fotovoltaico hasta que esté dentro de la tensión de área Rango B de ANSI C84.1-1995, y rango de frecuencias de 59,3 Hz a 60,5 Hz.

El sistema de interconexión del sistema fotovoltaico incluirá un retraso ajustable (o un retardo fijo de cinco minutos) que puede retrasar la reconexión hasta cinco minutos después de que se restauran la tensión y la frecuencia de estado estable del sistema a los rangos identificados anteriormente.

Calidad de la energía: Con relación a la calidad de la energía eléctrica, este estándar establece que:

- Limitación de inyección en DC: El sistema fotovoltaico y su sistema de interconexión no deben inyectar a la red corrientes DC mayores al 0,5% de la corriente nominal de salida.
- Componentes armónicas: Cuando el sistema fotovoltaico está entregando potencia a cargas lineales y balanceadas, la inyección de componentes armónicas de las corrientes en el PCC no debe exceder ciertos límites (THD total < 5% como se muestra en la Tabla 5).
- La inyección de componentes armónicas de corrientes será exclusivamente debido a distorsión armónica en la tensión del PCC sin contemplar el sistema fotovoltaico conectado.

Tabla 5. Máxima distorsión armónica

Armónico de orden individual h (odd harmonics)	**h<11**	**11<h<17**	**17<h<35**	**23<h<35**	**35<h**	**Distorsión total (TDD)**
Porcentaje (%)	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0

- Para una operación no intencionada en modo isla donde el sistema fotovoltaico energice una porción del sistema de distribución, el sistema fotovoltaico debe detectar el modo isla y desconectarse en un máximo de dos segundos a partir de la formación de la isla.

3.2 Problemática tensión en la red, encontrada por los estudios y análisis realizados

A pesar de la aplicación de los requerimientos anteriormente mencionados Estándar IEEE 1547 del 2003, se han venido presentando los siguientes inconvenientes:

- La tensión debe mantenerse dentro de los límites definidos en todos los niveles de la red, especialmente en la red de distribución. Sin embargo, pueden ocurrir 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 eléctrica.
- También la potencia reactiva en la red reduce la capacidad de transmisión y aumentan las pérdidas de transmisión.

3.3 Problemática frecuencia en la red

La frecuencia en las redes se debe mantener dentro de límites estrictos. Si se extrae más energía de la red que la que alimentan los generadores, la frecuencia disminuirá, aumentará en caso de un excedente de energía.

Hasta el año 2010, los inversores fotovoltaicos debían desconectarse de la red si la frecuencia de la red salía del rango permitido.

3.4 Problemática fallas en la red

Los sistemas fotovoltaicos debían desconectarse cuando existían fallas en el sistema de distribución dentro de ciertos tiempos de despeje.

La desconexión de grandes capacidades de generación de energía fotovoltaica tiene un efecto negativo en la estabilidad de la red.

3.5 Estándar IEEE 1547 del 2018

Para considerar las problemáticas de la aplicación del estándar IEEE1547del 2013, se actualizo el estándar y la nueva versión del estándar IEEE1547 oficializado este año incluyan aspectos adicionales que a continuación se describen.

Suministro de potencia reactiva

Los inversores con capacidad de suministrar potencia reactiva pueden ayudar a 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. Entre los modos de operación del inversor están:

- Factor de potencia constante: El operador de red puede exigir un desplazamiento o un factor de potencia determinado.
- Potencia reactiva constante definida por el operador de red.
- Modos: tensión - potencia reactiva o tensión- potencia activa: El porcentaje de potencia reactiva se regula a través de una curva característica, dependiendo de la tensión de la red medida en el PCC o de la potencia activa actualmente suministrada. Esta variación es frecuentemente utilizada cuando la planta fotovoltaica tiene una gran influencia en la tensión del PCC. El operador de la red proporciona la curva característica respectiva.

Control de la potencia activa

Con relación a la potencia activa, el estándar establece unas pautas para el control de la potencia activa. Los aspectos por considerar con relación al control de potencia activa son los siguientes:

- El inversor debe limitar la máxima potencia activa inyectada a la red en función de la tensión siguiendo una curva característica determinada por el operador de red.
- Reducción de potencia activa en caso de sobre frecuencia.
- El inversor de potencia deberá reducir su potencia activa siguiendo un gradiente determinado según la frecuencia de la red en base a un rango de frecuencia establecido por el operador de red.

- También se definen los límites superior e inferior de frecuencia a los cuales el inversor deberá desconectarse.

Operación ante condiciones anormales "*Low-voltage ride-throught capabilities*"

Durante perturbaciones de tensión de corta duración según la curva característica determinada por el operador de red, el sistema fotovoltaico debe:

- Mantener sincronismo con la red.
- Continuar conectado a la red.
- Continuar intercambiando corriente con la red.

Durante caídas de tensión de corta duración el inversor podrá dar soporte a la red mediante la inyección potencia reactiva con el fin de ayudar a la solución del incidente (IEEE, 2018).

Calidad de la energía

Con relación a la calidad de la energía eléctrica, la actualización del estándar estableció los límites máximos de las componentes armónicas pares. La Tabla 6 muestra los límites establecidos.

Tabla 6. Máxima distorsión de corriente armónica de las componentes pare en porcentaje de la corriente nominal

Armónico de orden individual h (even harmonics)	**h=2**	**h=4**	**h=6**	**$8 \leq h < 50$**
Porcentaje (%)	1,0	2,0	3,0	Rango asociado especificado en la Tabla 5

Existen otra serie de requerimientos para la adecuada conexión de sistemas fotovoltaicos en línea o aislados en sistemas de energía eléctrica, que se especifican en esta actualización del estándar 1547.

4 Control del sistema de generación fotovoltaico

Dado los requerimientos actuales de los sistemas de generación fotovoltaicos, se han diseñado controles que permiten mejorar la funcionalidad de estos. A continuación, se listan algunos requerimientos:

- Entregar la máxima potencia generada por los paneles a la red.
- Inyección de corriente según los requerimientos de la red.

La mayoría de las aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos solo controla la potencia activa inyectada a la red como se mencionó anteriormente, lo que implica que la corriente inyectada debe ser lo más sinusoidal posible, con bajo contenido en armónicos y la tensión estar en fase con el PCC.

Este proyecto analiza la entrega de las potencias activa y reactiva a las cargas, en pro de suplir las necesidades de éstas, especialmente las cargas altamente inductivas con factor de potencia entre 0,7-1 en atraso, para reducir el efecto de estas en la red.

Para llevar a cabo esto se realizarán los siguientes lazos de control:

- Seguimiento del punto de máxima potencia.
- Seguimiento de señales de referencia.
- Control del inversor.

4.1 Control de la máxima potencia entregada por los paneles (MPPT)

El MPPT(*Maximum Power Point Tracking*) tiene como función controlar el ciclo de trabajo del convertidor DC/DC o la tensión del lado de continua del inversor (en caso de la no utilización de convertidores DC/DC), con el fin de garantizar la operación del generador fotovoltaico en el punto

de máxima potencia bajo condiciones ambientales variables ver Figura 28 (cambios de irradiancia y temperatura en los paneles fotovoltaicos) y/o posibles condiciones de sombras parciales de los paneles fotovoltaicos (el Motaleb, 2010).

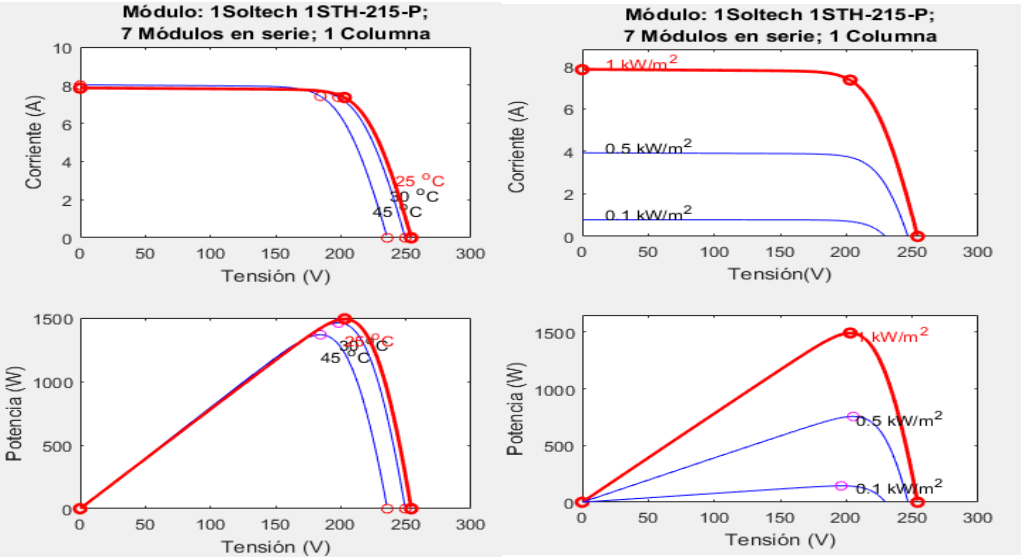


*Figura 28***.** Ejemplo de las curvas características bajo condiciones uniformes de irradiancia y temperatura en el generador fotovoltaico

Existen varios algoritmos para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia, los cuales son:

• Perturbar y Observar (P&O).

• Conductancia Incremental (IC).

• Tensión Constante.

• Algoritmo de medida de una variable aplicado al seguimiento del punto máximo de potencia.

• MPPT con lógica fuzzy.

• Perturbar, Observar y chequear el algoritmo.

• Método de Observar, Comparar y Perturbar (OC&P).

El MPPT implementado en este trabajo corresponde al algoritmo de control P&O (Perturbar y Observar).

4.1.1Algoritmo perturbar y observar (P&O). El método se basa en modificar (perturbar) la tensión de continua a la entrada del inversor, y observar la variación de la potencia de salida.

El incremento (decremento) de tensión, modifica la potencia de salida. Por lo tanto, si hay un aumento en la potencia, la perturbación debe continuarse realizando en el mismo sentido para alcanzar el MPPT. Por otra parte, si hay una disminución en la potencia, la perturbación debe ser en sentido contrario.

4.2 Algoritmos para la generación de las corrientes de referencia

La principal función de estos algoritmos es generar la corriente de referencia que debe inyectar el sistema fotovoltaico a la red con el fin de lograr realizarlas las siguientes funcionalidades:

- Control de la potencia activa y reactiva inyectada a la red mediante la inyección de corriente en AC.
- Sincronización de la corriente inyectada con la señal de tensión en el PCC.
- Control de la tensión del lado de continua del inversor

El algoritmo empleado para la generación de la corriente de referencia debe tener los requerimientos exigidos por el código de red en términos de calidad de señal a inyectar, control de potencia activa y reactiva, sincronización, funcionalidades ante fallas de corta duración, entre otros (Hassaine, 2010).

El algoritmo empleado en este trabajo contempla las funcionalidades de control de la potencia activa y reactiva inyectada a la red, sincronización de la corriente inyectada y control de la tensión del lado de continua del inversor, tal como se presenta en la Figura 29.

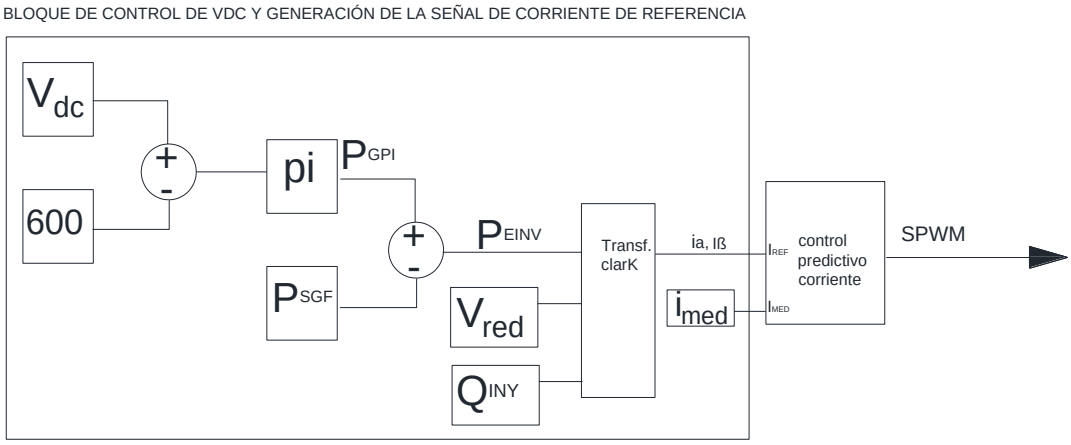


Figura 29. Bloque de generación de la señal de corriente de referencia.

A continuación, se presentan los diferentes controladores que integran este lazo.

4.2.1Control de la tensión del bus de continua a través de un control PI Considerando la topología de inversor trifásico en puente completo presentada en la Figura 29, la tensión del bus de continua del inversor debe ser mayor que el valor pico de la tensión de línea del PCC (Petit, 2007), de acuerdo con la Ecuación (21).

$$\boldsymbol{V_{dc} > \sqrt{6}\, Vsa} \quad (21)$$

donde Vsa es el valor eficaz de la tensión de fase de la red, por lo tanto, si se considera una tensión de fase de valor eficaz 120 V, el valor continuo debe ser: $\boldsymbol{V_{dc}}$ >294 [V]. Para este caso se selecciona un valor de $V_{dc} = 600\ V$. Este valor se selecciona teniendo en cuenta que en el arranque de los motores la tensión se cae de un 20 a un 30%, esto se puede ver en los resultados de la simulación.

El control PI calcula la desviación de la potencia activa a partir de la diferencia de la tensión V_{dc}, con la tensión de referencia V=600 [V] (ver Ecuación (22)). En el caso de una desviación menor del valor de referencia, el PI genera una reducción en la potencia entregada por los paneles al sistema (ver Ecuación (23)), buscando aumentar el nivel de la tensión.

Los valores del PI se obtuvieron mediante simulación, para obtener el valor de tensión con una diferencia de máximo 10 [V] en comparación con la referencia en un tiempo de 4 segundos luego de transcurrir el transitorio del arranque de la carga inductiva. Los valores hallados los presentados en las ecuaciones 22 y 23.

$$P_{desv} = Kp\left(V_{ref} - V_{dc}\right) + Ki \int_0^t \left(V_{ref} - V_{dc}\right) dt \quad (22)$$

K_P=4

K_i=1

$$P_{einv}=P_{sgf}- P_{desv} \quad (23)$$

P_{desv}: $Potencia\ \ generada\ por\ el\ control\ PI\ ante\ variaciones\ en\ la\ \ tension\ Vdc$

P_{sgf}: $Potencia\ activa\ generada\ por\ los\ paneles\ solares.$

P_{einv}: $Potencia\ entregada\ por\ el\ inversor\ a\ \ la\ red\ electrica.$

4.2.2Generación de la corriente de referencia, controlando la potencia activa suministrada y la potencia reactiva inyectada. esta etapa es la encargada de la generación de la corriente de referencia que será inyectada a la red. Este diseño se realizó siguiendo la Figura 29.

Partiendo de la potencia activa a entregar por el inversor a la red ($P = P_{einv}$) y teniendo en cuenta las tensiones de los ejes de referencia α,β (obtenidas con la Ecuación (24)) y las corrientes en los ejes de referencia α,β (obtenidas con la Ecuación ((25) y la consigna de potencia reactiva Q, se determinan las corrientes de referencia en los ejes α,β mediante la transformación de Clark (Akagui, Watanabe, & Aredes, 2007) con la Ecuación (26).

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} * \begin{bmatrix} 1 & \frac{-1}{2} & \frac{-1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (24)$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{V_\alpha^2 + V_\beta^2} * \begin{bmatrix} V_\alpha & V_\beta \\ V_\beta & -V_\alpha \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \quad (25)$$

Donde:

P: $Potencia\ activa\ a\ entregar\ a\ la\ carga$

$V_A, V_B, V_C = Tensiones\ de\ la\ fase\ A, B, C\ de\ la\ red\ electrica.$

Q: $Potencia\ reactiva\ que\ se\ desea\ entregar\ a\ la\ carga$

i_α: $corriente\ en\ el\ plano\ \alpha$

i_β: $corriente\ en\ el\ plano\ \beta$

V_α: $Tension\ \ en\ el\ plano\ \alpha$

V_β: $Tension\ en\ el\ plano\ \beta$

$$i_{ref} = [i_\alpha, i_\beta] \quad (26)$$

4.3 Control de inversores conectados a la red

En un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica se requiere controlar la corriente que el inversor inyecta a esta red. Por tanto, ésta será la variable por retroalimentar en el control del inversor cuando se plantea cerrar el lazo de regulación de este como se muestra en la Figura 30. En la mayoría de las aplicaciones de inversores VSI con modulación del ancho del pulso PWM, los convertidores tienen una estructura de control compuesta de un lazo interno de control de la corriente. El controlador de la corriente tiene por objetivo lograr que las corrientes de salida del inversor sigan fielmente a las referencias establecidas al mismo (Hassaine, 2010).

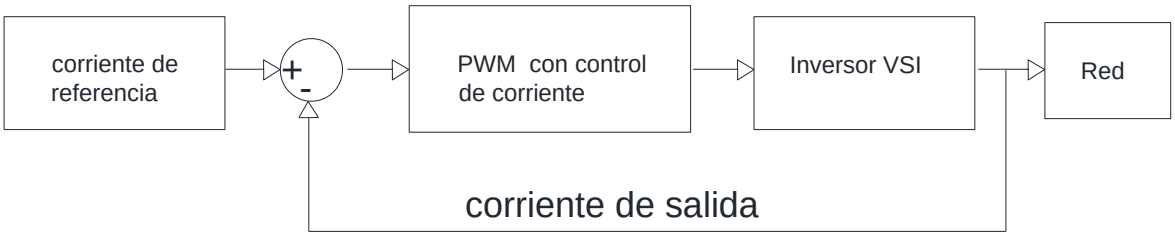


*Figura 30***.** Esquema de control de corriente.

El sistema de control del inversor tiene los siguientes objetivos: mantener la tensión de la etapa de continua, transferir la potencia activa y reactiva entregada por el generador fotovoltaico a la red, entregar potencia reactiva que permita compensar el sistema y controlar la corriente inyectada. A partir de la estrategia desarrollada, se propone un método de control del inversor sencillo, que permite controlar no solo la corriente inyectada a la red, sino el factor de potencia. La idea básica del control es utilizar un número reducido de patrones de disparo fijos previamente calculado y tabulado (técnica SPWM que permite reducir la distorsión de las componentes armónicas, etc.)

El control implementado en este trabajo para el seguimiento de la corriente de referencia se describe a continuación.

4.3.1Control predictivo de corriente. La estrategia de control predictivo se basa en el número finito de estados de conmutación que pueden ser generados por un convertidor de potencia estático, los cuales pueden ser usados para predecir el comportamiento de las variables de cada estado de conmutación. Para la selección apropiada del estado de conmutación aplicado, es necesario la definición de un criterio de selección a partir de una función de costo, que puede ser evaluada para diferentes valores predictivos de la variable a controlar. La predicción de los valores futuros de las variables de control, son calculados para cada uno de los posibles estados de conmutación y con estos valores obtenidos se aplica la función de costo.

La estrategia de control se resume en los siguientes pasos:

- Definir la función de costo
- Construir el modelo del convertidor y sus posibles estados
- Construir el modelo de la carga para la predicción.

Es necesario obtener un modelo de señales discretas en el tiempo de la carga para predecir el comportamiento evaluado por la función de costo proporcionando las corrientes de carga.

Función de costo**:** El objetivo del esquema de control de corriente es minimizar el error entre el valor de la corriente medida y el valor de la corriente de referencia que para este caso es a la cual se logra la máxima potencia activa posible entregada por los paneles y la potencia reactiva. Este requisito puede escribirse en forma de función de costo. La función de costo es expresada en las coordenadas ortogonales de los valores predictivos de la corriente medida (ejes de referencia α,β) y la referencia como se observa en la Ecuación (27).

$$\boldsymbol{g = |i_{\alpha}^{*}(k+1) - i_{\alpha}^{p}(k+1)| + |i_{B}^{*}(k+1) - i_{B}^{p}(k+1)}} \qquad (27)$$

Donde $i_{\alpha}^{P}(k+1)$ e $i_{B}^{p}(k+1)$ son la parte real e imaginaria del vector de corriente $\boldsymbol{i^{p}}(k+1)$ para un vector obtenido en la predicción, respectivamente, $i_{\alpha}^{*}(k+1)$ e $i_{B}^{*}(k+1)$ son la parte real e imaginaria del vector de corriente de referencia $\boldsymbol{i^{*}}(k+1)$, respectivamente.

Considerando un periodo de muestreo suficientemente pequeño, se puede aproximar el valor de la corriente de referencia con la Ecuación (28):

$$i^{*}(\boldsymbol{k+1}) = i^{*}(\boldsymbol{k}) \quad (28)$$

El diagrama de bloques de la Figura 31, muestra la estrategia de control predictiva aplicada al control de corriente en el inversor trifásico. El control actual se realiza en cuatro pasos como se describe en la Tabla .

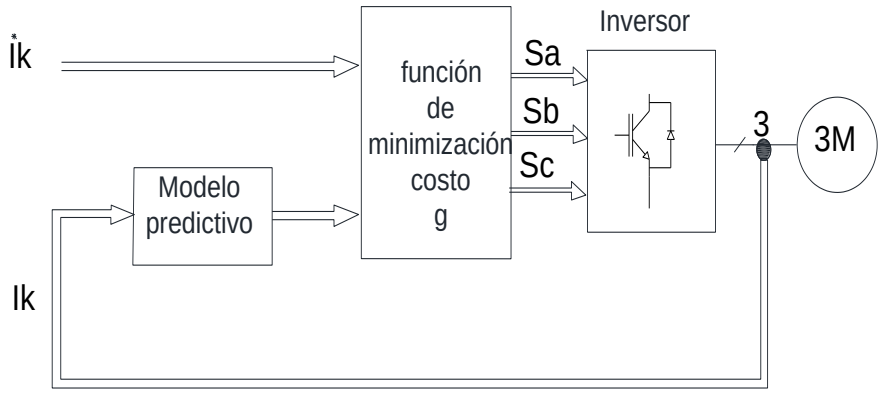


Figura 31. Diagrama de bloque del control predictivo de corriente.

Tabla 7. Algoritmo predictivo del control de corriente

	Descripción
1	Toma el valor actual de la corriente de referencia $\boldsymbol{i}^{*}(\mathbf{k})$ y mide la corriente de carga $\boldsymbol{i}(\boldsymbol{k})$.
2	Parte del modelo del sistema para predecir el valor de la corriente de la carga $\boldsymbol{i}(\boldsymbol{k}+\mathbf{1})$, para cada uno de los elementos.
3	La función de costo evalúa el error entre la corriente predicha y la corriente de referencia, para cada uno de los elementos del vector de tensión, para el siguiente paso de muestreo.
4	La tensión que minimiza el error es seleccionada y la correspondiente señal de los estados de conmutación son generados para enviarla al inversor.

Modelo del convertidor: El circuito de potencia de un inversor trifásico que convierte potencia de DC a AC, es el mostrado en el esquema eléctrico de la Figura 32, este circuito considera el inversor trifásico de puente completo de seis interruptores, 2 por fase.

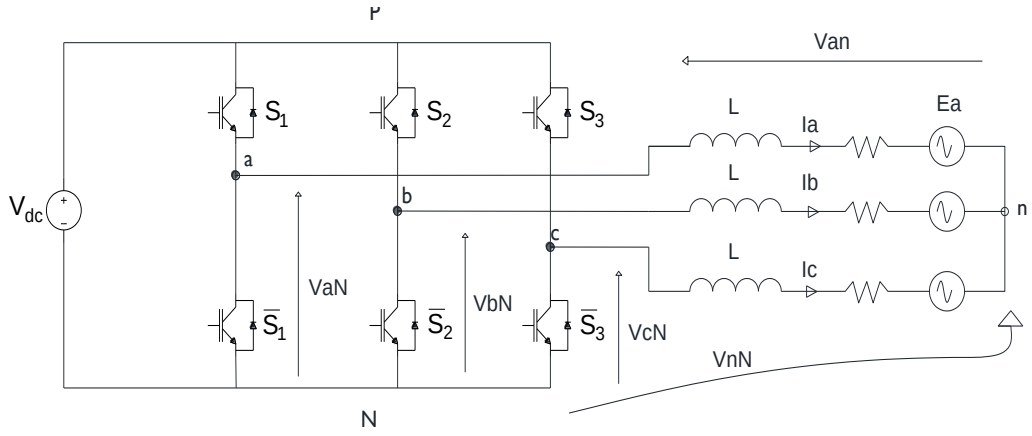


*Figura 32***.** Topología del inversor trifásico de puente completo conectado a la red.

Los estados de conmutación de los interruptores de potencia estan representados por S_x, siendo x=1….6, que pueden ser representadas por señales conmutadas S_a, S_b y S_c definidas de la siguiente manera:

$$S_a=\begin{cases}1\ si\ S1\ esta\ encendido\ y\ S4\ esta\ apagado\\0\ si\ S1\ esta\ apagado\ y\ S4\ esta\ encendido\end{cases}$$

$$S_b=\begin{cases}1\ si\ S2\ esta\ encendido\ y\ S5\ esta\ apagado\\0\ si\ S2\ esta\ apagado\ y\ S5\ esta\ encendido\end{cases}$$

$$S_c=\begin{cases}1\ si\ S3\ esta\ encendido\ y\ S6\ esta\ apagado\\0\ si\ S3\ esta\ apagado\ y\ S6\ esta\ encendido\end{cases}$$

Estas señales de conmutación definen el valor de las salidas de tensión, teniendo en cuenta todas las posibles configuraciones existentes de conmutación y considerando al inversor como un sistema discreto no lineal con sólo siete estados diferentes como salidas posibles como se observa en la

Tabla .

Tabla 8. Estados de salida del inversor

S_a	S_b	S_c	Vector de voltage V
0	0	0	$V_0 = 0$
1	0	0	$V_1 = \frac{2}{3} V_{dc}$
1	1	0	$V_2 = \frac{1}{3} V_{dc} + j\frac{\sqrt{3}}{3} V_{dc}$
0	1	0	$V_3 = -\frac{1}{3} V_{dc} + j\frac{\sqrt{3}}{3} V_{dc}$
0	1	1	$V_4 = -\frac{2}{3} V_{dc}$
0	0	1	$V_5 = -\frac{1}{3} V_{dc} - j\frac{\sqrt{3}}{3} V_{dc}$
1	0	1	$V_6 = \frac{1}{3} V_{dc} - j\frac{\sqrt{3}}{3} V_{dc}$
1	1	1	$V_7 = 0$

4.3.2Modelo de la carga .Las ecuaciones dinámicas que modelan la suma de tensiones en el lado de AC del inversor (v_{aN}, v_{bN}, v_{cN}) del circuito de la Figura 33, corresponden a las ecuaciones (29) a (34).

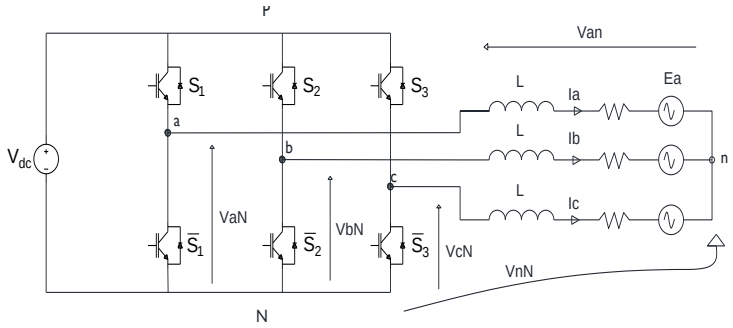


Figura 33**.** Modelo del filtro de conexión y la red eléctrica.

$$\mathbf{v}=\frac{2}{3}(v_{aN} + \ a v_{bN} + \ a^2 v_{cN}) \quad (29)$$

$$\boldsymbol{v_{aN}} = \boldsymbol{l}\frac{\boldsymbol{d}}{\boldsymbol{dt}}\boldsymbol{i_a} + \mathbf{R}\boldsymbol{i_a} + \boldsymbol{e_a} + \boldsymbol{v_{nN}} \quad (30)$$

$$\boldsymbol{v_{bN}} = \boldsymbol{l}\frac{\boldsymbol{d}}{\boldsymbol{dt}}\boldsymbol{i_b} + \mathbf{R}\boldsymbol{i_b} + \boldsymbol{e_b} + \boldsymbol{v_{nN}} \quad (31)$$

$$\boldsymbol{v_{cN}} = \boldsymbol{l}\frac{\boldsymbol{d}}{\boldsymbol{dt}}\boldsymbol{i_c} + \mathbf{R}\boldsymbol{i_c} + \boldsymbol{e_c} + \boldsymbol{v_{nN}} \quad (32)$$

$$\mathbf{i} = \frac{\mathbf{2}}{\mathbf{3}}(\boldsymbol{i_a} + \ \mathbf{a}\boldsymbol{i_b} + \ \boldsymbol{a^2 i_c}\ ) \quad (33)$$

$$\mathbf{e} = \frac{\mathbf{2}}{\mathbf{3}}(\boldsymbol{e_a} + \ \mathbf{a}\boldsymbol{e_b} + \ \boldsymbol{a^2 e_c}\ ) \quad (34)$$

Donde a=$\boldsymbol{e^{j\frac{2\pi}{3}}}$., *e* es la tensión del PCC, i es el vector de corriente.

Sustituyendo las ecuaciones (30), (31) y (32) en la Ecuación (29), se obtiene la Ecuación (35).

$$\mathbf{v}=l\frac{d_2}{dt^3}(i_a + \mathrm{a}i_b + a^2 i_c) + \mathrm{R}\frac{2}{3}(i_a + \mathrm{a}i_b + a^2 i_c) + \frac{2}{3}(e_a + \mathrm{a}e_b + a^2 e_c) + \frac{2}{3}(v_{nN} + \mathrm{a}v_{nN} + a^2 v_{nN}) \quad (35)$$

Entonces la dinámica de la corriente de carga puede ser descrita por la Ecuación (36):

$$v = l\frac{di}{dt} + R * i + e_a \quad (36)$$

4.3.3 Modelo discreto para la predicción. La Ecuación (37) describe el proceso que se realiza para representar la derivada de la corriente de la carga en un sistema discreto considerando un tiempo de muestreo T_s. El modelo se utiliza para predecir el valor futuro de la corriente, utilizando los valores de la corriente y las tensiones medidos, considerando la carga como un modelo de primer orden, sin embargo el uso de esta aproximación en sistemas más complejos puede introducir errores por lo tanto es necesario considerar un método de discretización con menor incertidumbre (Rodriguez Perez & Cortés Estay, 2012).

$$\frac{di}{dt} \approx \frac{i(k+1)-i(k)}{\mathbf{Ts}} \quad (37)$$

Remplazando la ecuación $\frac{\mathbf{Ts}}{L}\left(v(k)-\hat{e}(k)\right)$ (38) y (37) se obtiene la Ecuación (39).

$$i^{p}(k+1) = \left(1-\frac{R\mathbf{Ts}}{L}\right) i(k) + \frac{\mathbf{Ts}}{L}\left(v(k)-\hat{e}(k)\right) \quad (38)$$

Donde $\hat{e}(k)$, es la tensión estimada y la p denota que es una variable predictiva.

Como el tiempo de muestreo es tan pequeño, se realiza la aproximación

$$\hat{e}(k) = \hat{e}(k-1) \quad (39)$$

5 Análisis del comportamiento del sistema FV para cargas motrices

Tradicionalmente los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son diseñados para proporcionar solo potencia activa en el punto de conexión común (PCC). Sin embargo, actualmente se contempla la inclusión de otras funcionalidades como lo es la inyección de potencia reactiva como acción de compensación ante el uso de cargas con bajo factor de potencia, como por ejemplo los motores de inducción. La inclusión de este tipo de funcionalidades permite mejorar la calidad de la energía en el sistema de distribución y reducir las pérdidas de potencia, mejorando así la capacidad de transmisión. No obstante, la dinámica de este tipo de cargas altamente inductivas puede influir en el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red cuando éstos son diseñados con acciones de compensación que dependen de la carga conectada, principalmente en el intervalo de tiempo del arranque de los motores.

Partiendo de lo anterior, este trabajo de investigación realiza un análisis de la respuesta de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red ante la energización y des energización de cargas altamente inductivas con factor de potencia entre 0,7 y 1, tanto en estado transitorio como en régimen permanente.

El análisis del funcionamiento se realizó mediante simulaciones en MATLAB/Simulink. Se seleccionó una configuración con dos etapas, convertidor DC-DC y el convertidor DC-AC, con 9 módulos fotovoltaicos conectados en serie y un filtro de conexión a la red, tal como se presenta en la Figura 34. Como carga se consideran los motores de inducción, por su comportamiento inductivo y su amplio uso, especialmente en la carga de tipo industrial.

El sistema fotovoltaico es controlado mediante 3 lazos: un algoritmo para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, *Maximum Power Point Tracking*), el control de las potencias activa y reactiva, y el seguimiento de la corriente de referencia, descritos en el capítulo anterior.

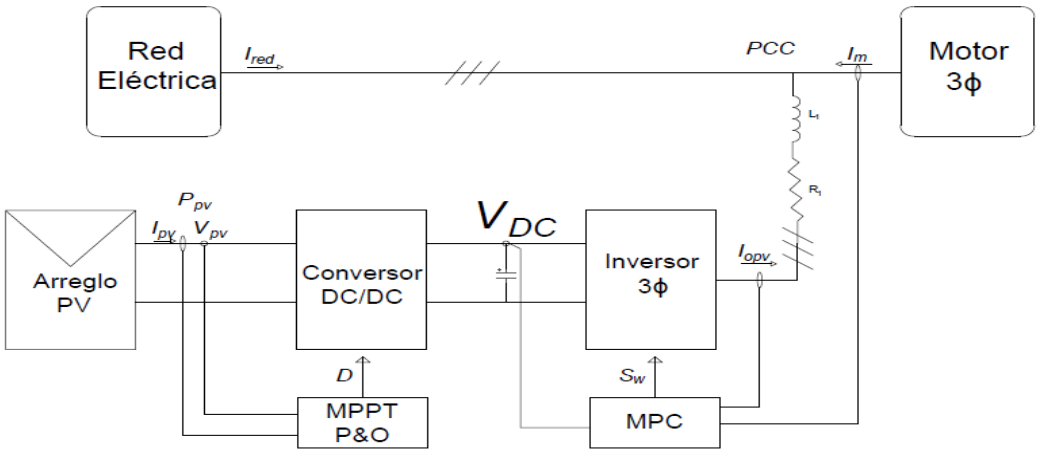


*Figura 34***.** Sistema de generación fotovoltaico, alimentando cargas altamente inductivas.

5.1 Capacidad de generación de los paneles solares.

Se seleccionan una topología de 9 paneles solares fotovoltaicos conectados en serie con las características por panel presentadas en la Tabla 9, bajo condiciones estándar de irradiancia y temperatura.

Tabla 9: Características del sistema diseñado

Paneles fotovoltaicos		**Unidad**
Máxima potencia	249,9432	W
Voc	37,9	V
Vmp	30,15	V
N. celdas por módulo	60	
Imp	8,59	A
N.de paneles	9	
Potencia total paneles	2249,49	W
Tipo de conexión	Serie	
V salida serie en circuito abierto	271,35	V

5.2 Convertidor DC/DC

El convertidor DC/DC empleado en este trabajo corresponde a la topología elevadora que permite adecuar la tensión que suministra el panel. Este aumento es necesario para que el inversor tenga un adecuado funcionamiento. Se selecciona este convertidor dado que al elevar la tensión se puede contemplar el uso de un menor número de paneles en serie (Zhao & Lee, 2003). Este convertidor además está diseñado para realizar la función de seguidor de máxima potencia. Su esquema general se muestra en la Figura 35 y los valores calculados para el diseño se presentan en la Tabla 6.

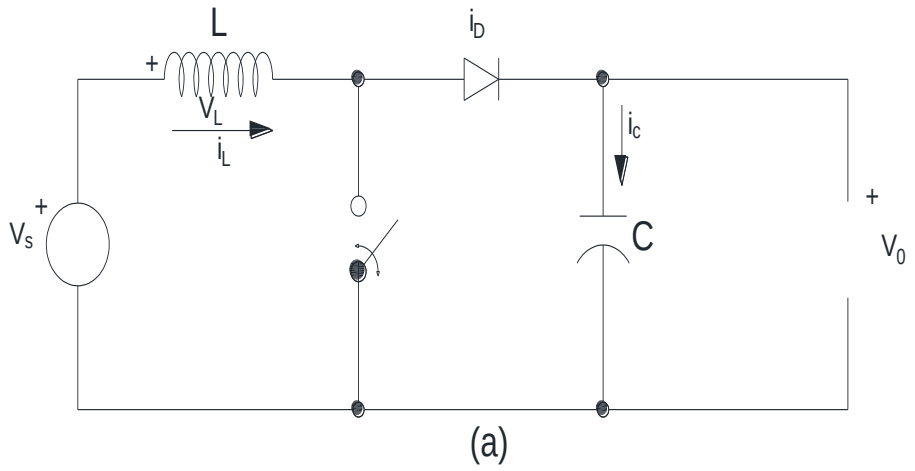


Figura 35. Circuito convertidor DC/DC.

Tabla 6: Características del convertidor DC/DC

Descripcion		**Unidad**
V_{SMIN}	162	V
V_{SMAX}	271,35	V
V_0	600	V
f	24000	Hz
L_{MIN}	15	µH
L_{sel}	220	µH
$\Delta V_0/V_0$	10	
C_{sel}	2000	µF
i_l	12,7	A
Δi_l	2,71	A

Para el control del convertidor DC/DC se utiliza el algoritmo de control P&O (Perturbar y Observar), mediante conmutaciones controladas al transistor del convertidor DC/DC. Este algoritmo busca seguir el punto de máxima potencia de los paneles solares mediante perturbaciones consecutivas del ciclo de trabajo $D(n)$ según el cambio en la potencia generada (dP), como se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 36. Hay otros tipos de algoritmos de control, se selecciona este por su facilidad de implementación y obtención de buenos resultados.

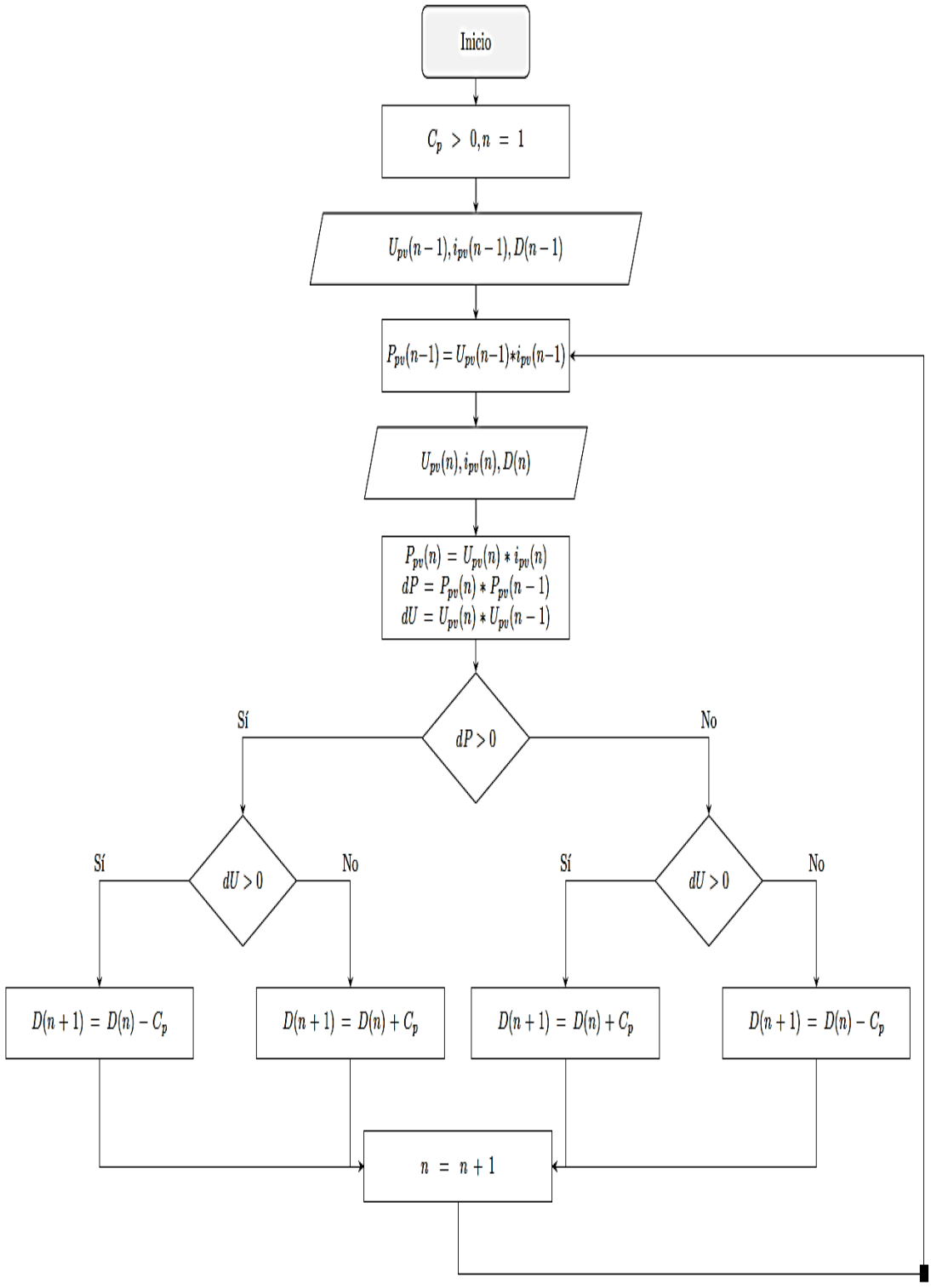


*Figura 36***.** Diagrama de flujo del algoritmo P&O para el seguimiento del MPP.

5.3 Modelo del sistema con filtro inductivo.

La Figura 37 muestra un inversor de dos niveles de tensión conectado a la red a través de un filtro inductivo.

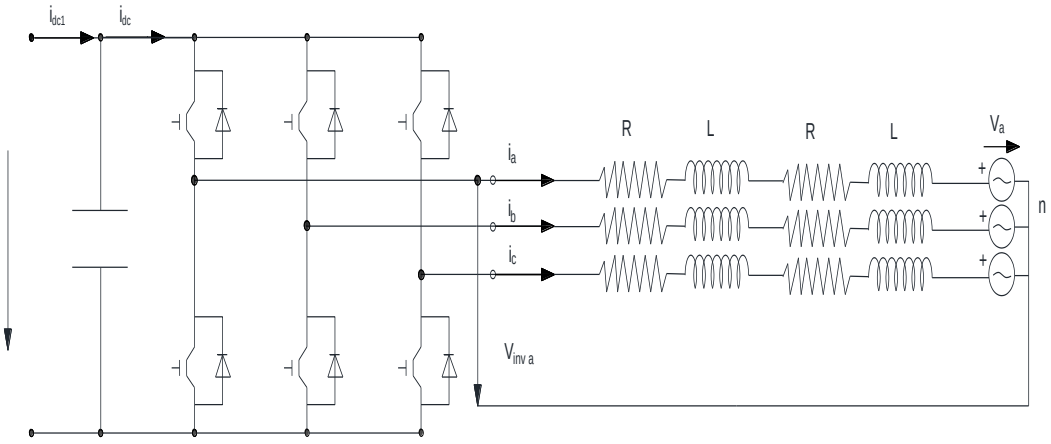


Figura 37. Modelo del sistema con filtro inductivo.

La elección de la inductancia de conexión a la red tiene influencia en la distorsión de la corriente inyectada a la red y en la máxima potencia activa y reactiva que el inversor puede entregar a la red.

Inductancias elevadas reducen la distorsión de la señal de corriente. Sin embargo, el incremento de la inductancia del filtrado presenta una serie de desventajas: costo y reducción de la transferencia de la potencia del inversor. Se elige como elemento de conexión a la red la menor inductancia que permite cumplir con los requisitos de distorsión exigidos a la corriente de salida del inversor (Carrasco et al., 2006).

Se diseñó un inversor para una potencia activa de 2,3 kW, que permite seguir corrientes de referencia con una distorsión armónica total (THD) inferior al 5% a esta potencia. La inductancia

para el inversor diseñado se halló mediante simulación, para este caso se realizó la variación de la inductancia en el diseño n, iniciando en L=0.5 mh hasta L=50 mh con pasos de 0.5mh calculando en cada caso la salida la THD y comparando cual valor de inductancia podía seguir mejor la corriente de estado estable para la potencia diseñada.

Se halló un intervalo de valores con los cuales el sistema funciona adecuadamente, estos valores son: L=30 mH hasta L=37,5 mH. Finalmente se seleccionó un valor de L=30 mH, el cual permite seguir mejor la corriente en estado estable, para la potencia del inversor diseñada y tiene un THD inferior al 5%.

5.4 Equivalente de la red de distribución

El sistema de distribución se modeló mediante un equivalente de Thévenin, donde la inductancia equivalente se determina mediante el modelo de línea corta.

Se tomó una tensión equivalente balanceada de secuencia positiva sinusoidal pura a 60Hz, con valor eficaz de la tensión de fase de 120 V.

5.5 Potencias desacopladas

En un sistema fotovoltaico conectado a la red a través de un inversor, la potencia entre los módulos fotovoltaicos y la red tiene que ser desacoplada. Esto se consigue normalmente mediante la utilización de un condensador electrolítico, que está conectado en paralelo con los módulos fotovoltaicos (Carrasco et al., 2006), como se muestra en la Figura 38. También se requiere de un condensador en el bus de continua, tal y como se indica en esta misma Figura 38.

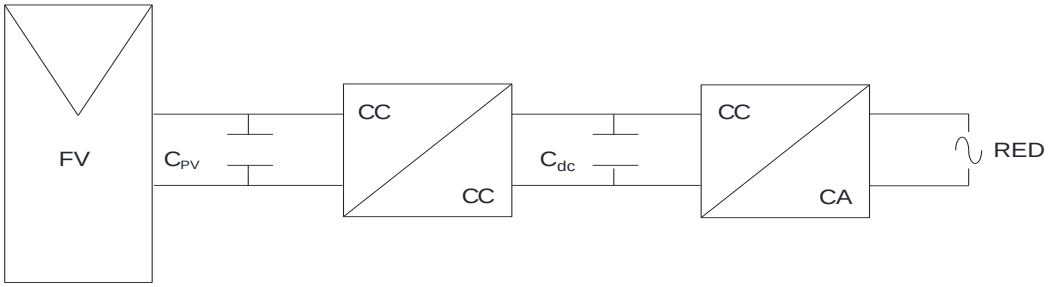


Figura 38**.** Inversor monofásico conectado al módulo fotovoltaico y al bus de continua a través de un condensador.

Generalmente las topologías utilizan un condensador superior a 1000µF, conectado en los terminales de DC del inversor. Por otra parte, si el condensador se conecta en el enlace de DC a la salida de los paneles, resulta suficiente utilizar 33 µF, según estudios anteriormente realizados por otros autores (Petit, 2007)(Hassaine, 2010)(Carrasco et al., 2006).

Teniendo en cuenta lo anterior se seleccionan los siguientes valores de los condensadores para el sistema implementado: C_{VP}=33uf y C_{dc}=2000uf.

5.6 Cargas motrices.

Se consideraron como cargas motrices motores de inducción trifásicos. Se utilizó la herramienta de Matlab/Simulink la cual proporciona el modelo del circuito tanto para estado estable como para estado transitorio. Para este trabajo de investigación se requiere tener el modelo para los dos estados debido a que la fundamentación es conocer la respuesta de los SGF ante este tipo de cargas. Los valores seleccionados para el motor de inducción seleccionado como carga fueron tomados del artículo “Induction Motor Equivalent Circuit for Dynamic Simulation”, (Diaz et al., 2009) y (Ortiz-Perez, Maldonado, O’Neill, & Ortiz-Rivera, 2011) y se presentan en la

Tabla .

Tabla 7. Parámetros del modelo del motor de inducción

Descripcion		**Unidad**
P_N	3*746	W
V_{l-l}	208	V
f	60	Hz
R_1	0,435	Ω
l_1	2	mH
L_m	69,3	mH
R_r	0,816	Ω
l_r	2	mH
I	0,089	Kg* m^2
$N.Polos$	4	

P_N: $Potencia\ nominal\ de\ la\ maquina\ W$.

V_{l-l}: $Tension\ de\ line\ a\ linea\ rms$.

f: $Frecuencia\ de\ operacion$.

R_1: $Resistencia\ por\ fase\ del\ devanado\ del\ estator$.

l_1: $Inductancia\ de\ dispersion\ por\ fase\ del\ devanado\ del\ estator$.

X_1: $Reactancia\ de\ dispersion\ por\ fase\ del\ devanado\ del\ estator$.

R_r: $Resistencia\ por\ fase\ del\ devanado\ del\ rotor$.

l_r: $Inductancia\ de\ dispersion\ por\ fase\ del\ devanado\ del\ rotor$.

L_m: $Inductancia\ mutua.$

I: $Inercia\ de\ la\ maquina$

5.7 Escenarios de control de potencia activa-reactiva

Como se mencionó en el capítulo anterior se genera una corriente de referencia a entregar por el inversor que está dada por las ecuaciones (40)(41), obtenidas a partir de las ecuaciones (24) y (25)

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{V_\alpha^2 + V_\beta^2} * \begin{bmatrix} V_\alpha & V_\beta \\ V_\beta & -V_\alpha \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} P_{einv} \\ Q_{iny} \end{bmatrix} (40)$$

$$i_{ref} = [i_\alpha, i_\beta] (41)$$

Donde:

P_{einv}: $Potencia\ activa\ a\ entregar\ a\ la\ red\ eléctrica\ en\ el\ PCC$

V_α, V_β: $Tensiones\ en\ el\ PCC\ en\ las\ coordenadas\ \alpha - \beta.$

Q_{iny}: $Potencia\ reactiva\ que\ se\ desea\ entregar\ a\ la\ red\ eléctrica\ en\ el\ PCC$

i_α: $corriente\ inyectada\ a\ la\ red\ en\ el\ la\ coordanada\ \alpha$

i_β: $corriente\ inyectada\ a\ la\ red\ en\ la\ coordenada\ \beta$

Para este trabajo de investigación se analizaron siete (7) escenarios diferentes para la generación de la corriente de referencia, los cuales se describen a continuación.

Caso 1: Solo se inyecta potencia activa a la red. La ecuación(42) muestra los valores del vector de potencias que se utiliza.

P_{einv}: $Potencia\ activa\ entregada\ por\ el\ inversor\ a\ \ la\ red\ electrica$

Q_{iny}: 0

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{einv} \\ Q_{iny} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{einv} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (42)$$

Caso 2: Se inyecta potencia activa a la carga y se entrega la potencia reactiva total demandada por la carga. La Ecuación(43) muestra los valores del vector de potencias que se utiliza.

P_{einv}: $Potencia\ activa\ entregada\ por\ el\ inversor\ a\ \ la\ red\ electrica$

Q_{iny}: $Q_{req_carga} = Potencia\ reactiva\ requerida\ por\ la\ carga$

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{einv} \\ Q_{iny} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{einv} \\ Q_{req_{carga}} \end{bmatrix} \quad (43)$$

Caso 3: El sistema fotovoltaico entrega toda la potencia activa generada y limita la Q máxima entregada en el arranque a 2500 VAR. La Ecuación(44) muestra los valores del vector de potencias que se utiliza.

P_{einv}: $Potencia\ activa\ entregada\ por\ el\ inversor\ a\ \ la\ red\ electrica$

Q_{iny}: $2500\ VAR, en\ el\ arranque$

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{einv} \\ Q_{iny} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{einv} \\ 2500vars \end{bmatrix} \quad (44).$$

Caso 4: El sistema fotovoltaico entrega toda la potencia activa generada y la Q entregada es controlada dependiendo de las variaciones de la irradiancia. La Ecuación (45) muestra los valores del vector de potencias que se utiliza.

P_{einv}: $Potencia\ activa\ entregada\ por\ el\ inversor\ a\ \ la\ red\ electrica$

Q_{iny}: $\min(Q_{req_{carga}}, Q_{irradiancia})$

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{einv} \\ Q_{iny} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{einv} \\ \min(Q_{req_{carga}}, Q_{irradiancia}) \end{bmatrix} \quad (45)$$

Donde la variable $Q_{irradiancia}$ está dada por:

$$Q_{irradiancia} = \begin{cases} 900\ VAR & Si\ 0 \leq I < 500\dfrac{W}{m^2} \\ 2500\ VAR & Si\ \ 500\dfrac{W}{m^2} \leq I \end{cases}$$

Caso 5: Se inyecta potencia activa a la carga simulando una reducción en la irradiancia y se entrega una potencia reactiva constante igual a 5000 VAR. La Ecuación (46) muestra los valores del vector de potencias que se utiliza. Además, se deben cambiar las constantes proporcional e integral del controlador PI de la tensión del bus de continua.

P_{einv}: $Potencia\ activa\ entregada\ por\ el\ inversor\ a\ \ la\ red\ electrica$

Q_{iny}: $5000\ vars$

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{einv} \\ Q_{iny} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{einv} \\ 5000\ vars \end{bmatrix} \quad (46)$$

Caso 6: Se inyecta potencia activa a la red y se entrega una potencia reactiva constante igual a 2000 VAR en atraso. La Ecuación (47) muestra los valores del vector de potencias que se utiliza. En este caso se analizó el comportamiento del sistema ante la desconexión de cargas inductivas.

P_{einv}: $Potencia\ activa\ entregada\ por\ el\ inversor\ a\ \ la\ red\ electrica$

Q_{iny}: $2000\ vars$

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{einv} \\ Q_{iny} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{einv} \\ 2000\ vars \end{bmatrix} \quad (47)$$

Caso 7: Se inyecta potencia activa a la red y se entrega una potencia reactiva constante igual a 2000 VAR en adelanto La Ecuación (48) muestra los valores del vector de potencias que se utiliza. En este caso se analizó el comportamiento del sistema ante la desconexión de cargas inductivas.

P_{einv}: $Potencia\ activa\ entregada\ por\ el\ inversor\ a\ \ la\ red\ electrica$

Q_{iny}: $-2000\ vars$

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{einv} \\ Q_{iny} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{einv} \\ -2000\ vars \end{bmatrix} \quad (48)$$

6 Resultados de las simulaciones realizadas para los diferentes escenarios

Este inversor fue diseñado para trabajar en un punto de operación, con el valor de la potencia activa de la Tabla 11 previamente mencionada.

Con el fin de analizar el comportamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red ante la conexión y desconexión de cargas con fuerte componente inductivo, se realizaron simulaciones del sistema completo presentado en la figura 39.

Las simulaciones se llevaron a cabo en el software MATLAB/Simulink. Se analizaron los cinco (5) escenarios descritos en el capítulo anterior con el fin de identificar el comportamiento del sistema ante diferentes casos de inyección de potencia reactiva y la inserción de cargas con factor de potencia entre 0,7 y 1 en atraso.

En las diferentes simulaciones se analizaron las señales de tensión, corriente y potencia en la red, en la carga y en el sistema fotovoltaico con el fin de determinar los efectos producidos por la conexión y desconexión de cargas inductivas ante los diferentes escenarios descritos.

Asimismo, se analizó el comportamiento del sistema ante dos (2) escenarios diferentes de irradiancia en los paneles solares para los primeros 3 casos:

- Irradiancia de 1000 W/m^2 y temperatura de 25°C para $0 \leq t < 5$ [s].
- Irradiancia de 500 W/m^2 y temperatura de 25°C para $5 \leq t < 10$ [s].

Para los casos 6 y 7, se consideró siempre una Irradiancia de 1000 W/m^2 y temperatura de 25°C.

En los cuatro primeros casos, se simuló la conexión de 2 cargas inductivas en diferentes instantes de tiempo.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en las simulaciones.

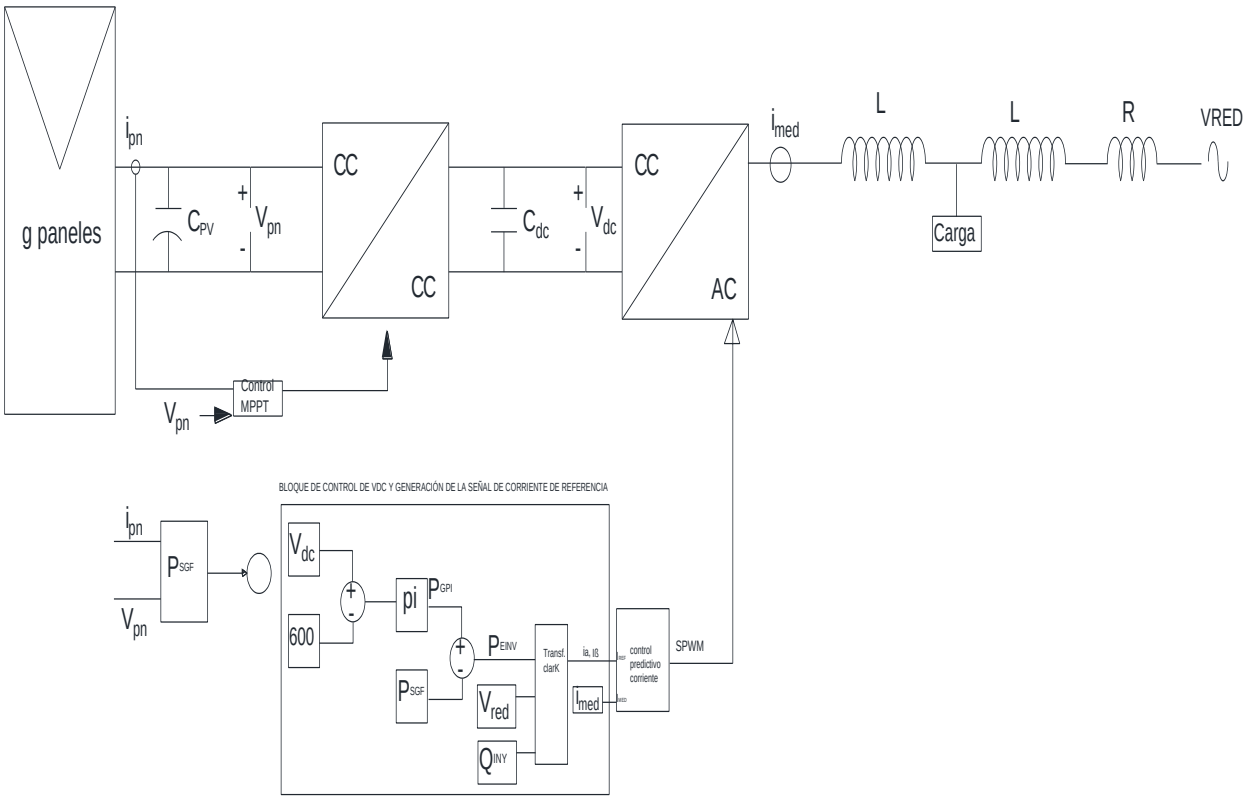


Figura 39: Esquema del sistema simulado

6.1 Caso 1: Solo se inyecta potencia activa a la red.

En este caso se analiza el comportamiento del sistema para dos cargas motrices y considerando que solo se inyecta potencia activa a la red del SGF.

6.1.1 Escenario 1. En la Tabla se describen las características del sistema simulado, considerando como carga un motor de 3hp con FP=0.7853**.**

Tabla 8. Características del sistema simulado con un motor de 3 hp

Paneles fotovoltaicos		**Unidad**
Máxima potencia	2230	W
Irradiancia 0≤t<5 [s].	1000	w/m^2
Irradiancia 5≤t<10 [s].	500	w/m^2
Motor trifásico	3	hp
FP del motor	0,7853	
Torque	10	N/m^2

La

Figura *40* muestra el comportamiento del valor eficaz de la tensión en el PCC. En t=2 [s] en el momento del arranque del motor la tensión del PCC cae a 107,65 [V] y después de transcurrido el transitorio logra estabilizarse. En t=5 [s] se reduce la irradiancia a 500 w/m2 lo que genera nuevamente una caída de tensión. En t=7 [s] se desconecta la carga, esto hace que toda la potencia generada por el SGF sea inyectada a la red y aumenta la tensión en el PCC a 121,5 [V].

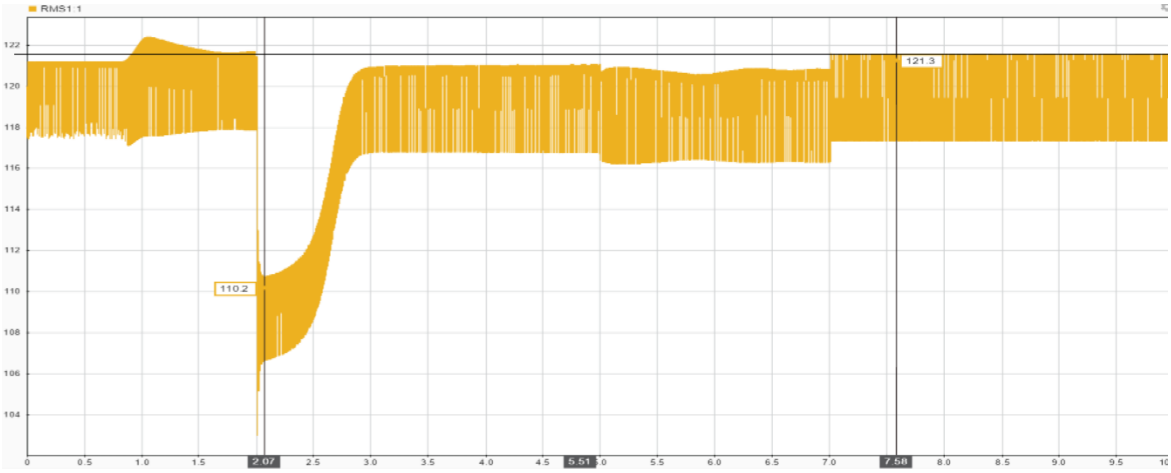


*Figura 40***.** Comportamiento del valor eficaz de la tensión en la red para el escenario 1-Caso 1 con un motor como carga.

La Figura 41, muestra el comportamiento de la tensión V_{dc}. Como se puede observar, V_{dc} varía ante variaciones de la irradiancia, y la tensión de salida del inversor se ve afectada por el cambio en V_{dc}.

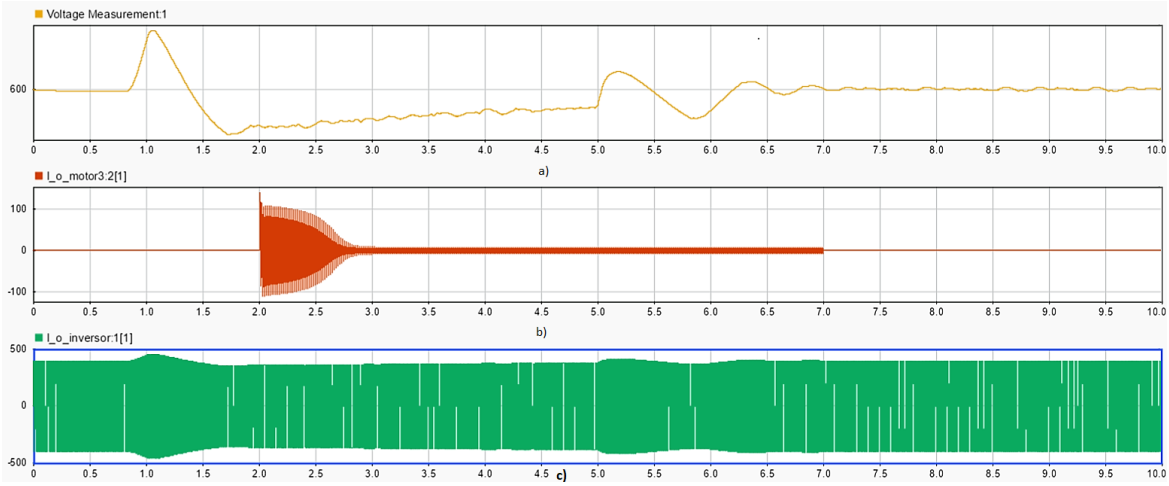


Figura 41. Variables de tensión y corriente para el escenario 1-Caso 1 con un motor como carga: a) Tensión Vdc; b) Corriente del motor de inducción; c) Tensión a la salida del inversor

En la Figura 42 (a) se puede observar que la red es que suple la mayor parte de los requerimientos de las potencias activa y reactiva requerida por la carga en el arranque. En t=3 [s],

el SGF está generado la mayor parte de la potencia activa requerida por la carga y entrega el excedente a la red. En t=5 [s], la irradiancia cae a 500w/m^2, lo que hace que la red suministre la potencia activa requerida por la carga. En este caso, durante el tiempo de la simulación la red entrega la potencia reactiva requerida por la carga.

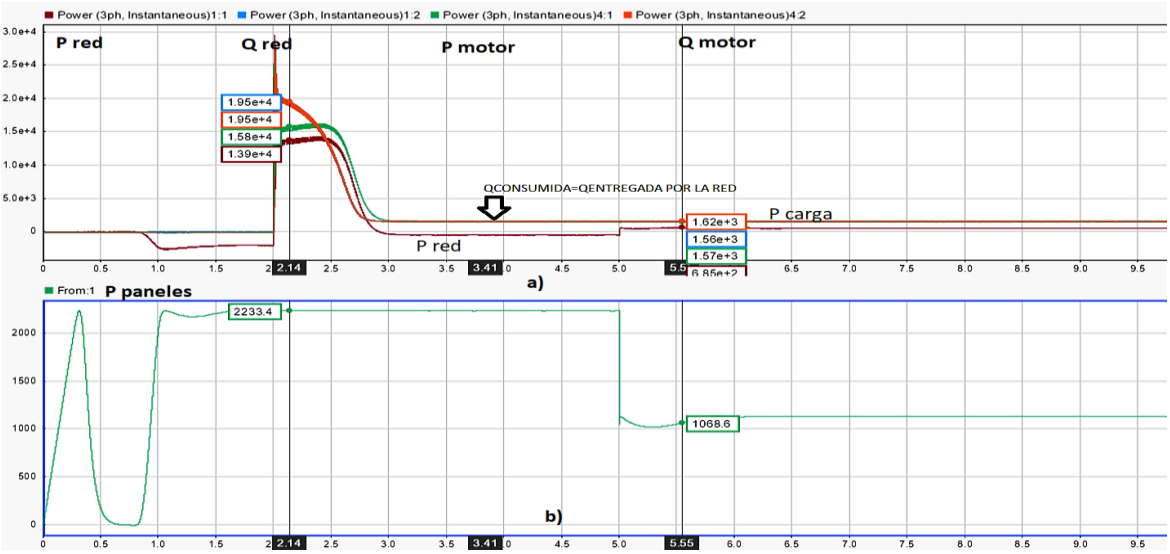


*Figura 42***.** Potencias activas y reactiva en el sistema para el escenario 1-Caso 1 con un motor como carga: a) Curvas de las potencias de los componentes; b) Potencia P[w] generada por los paneles**.**

La Figura 43 muestra las ondas de corriente en el transitorio del arranque del motor, la onda de valor pico 100 [A] es la corriente requerida del motor y la onda 90[A] es la corriente entregada por la red a la carga, la corriente de 4 [A] es la corriente entregada por el inversor. Como puede verse claramente, la red es la encargada de entregar casi toda la potencia requerida por la carga.

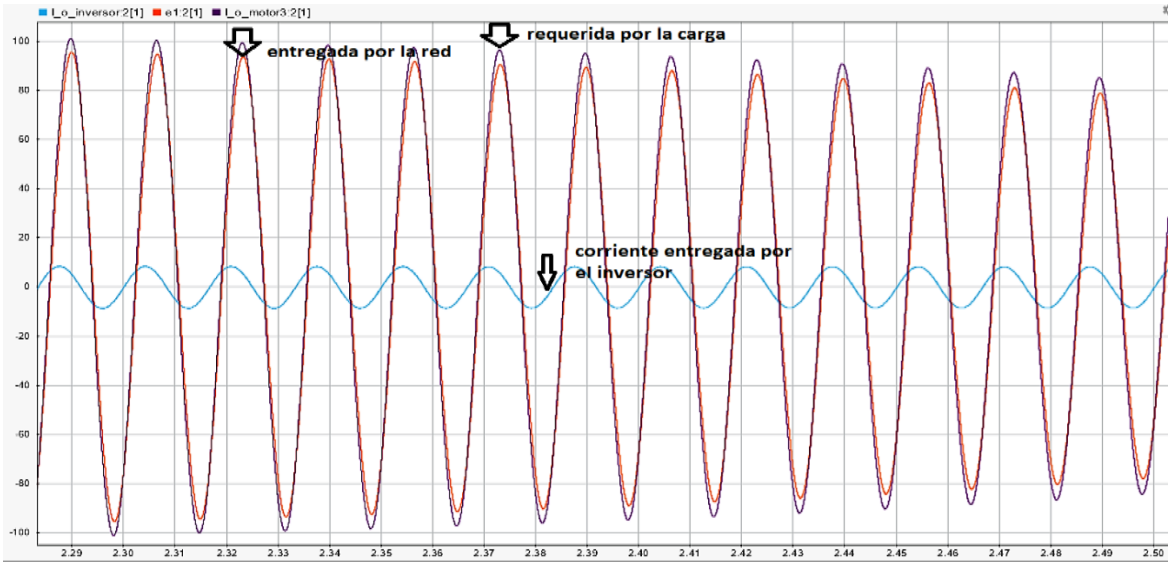


*Figura 43.*Graficas de corriente en el arranque para el escenario 1-Caso 1 con un motor como carga.

La Figura 44 presenta las ondas de corriente en estado estable, donde se aprecia que no se genera distorsión en la señal de la corriente de la red, esto gracias al filtro a la salida y al fiel seguimiento de la corriente.

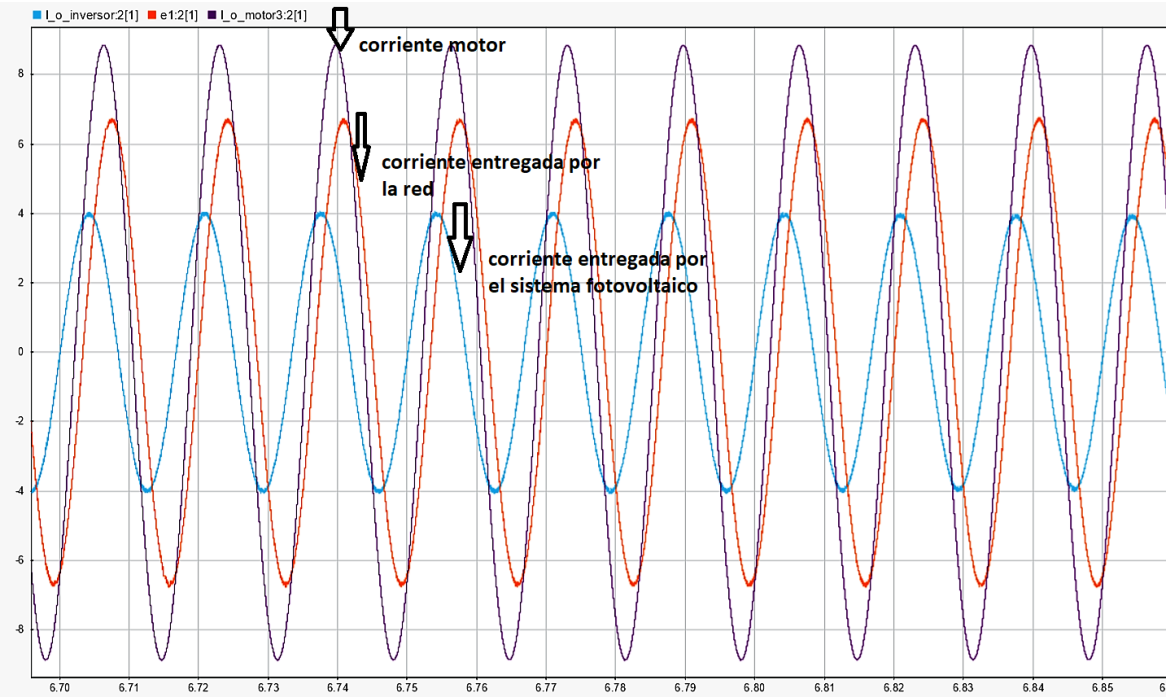


Figura 44. Ondas de corrientes en estado estable para el Caso 1 con un motor como carga.

La Figura 45 muestra las formas de onda de la tensión y la corriente en estado estable en la red de suministro. En este caso se observa el desfase entre ellas, debido a que no hay ninguna compensación por parte del SGF y toda la potencia reactiva requerida por la carga es suplida por la red.

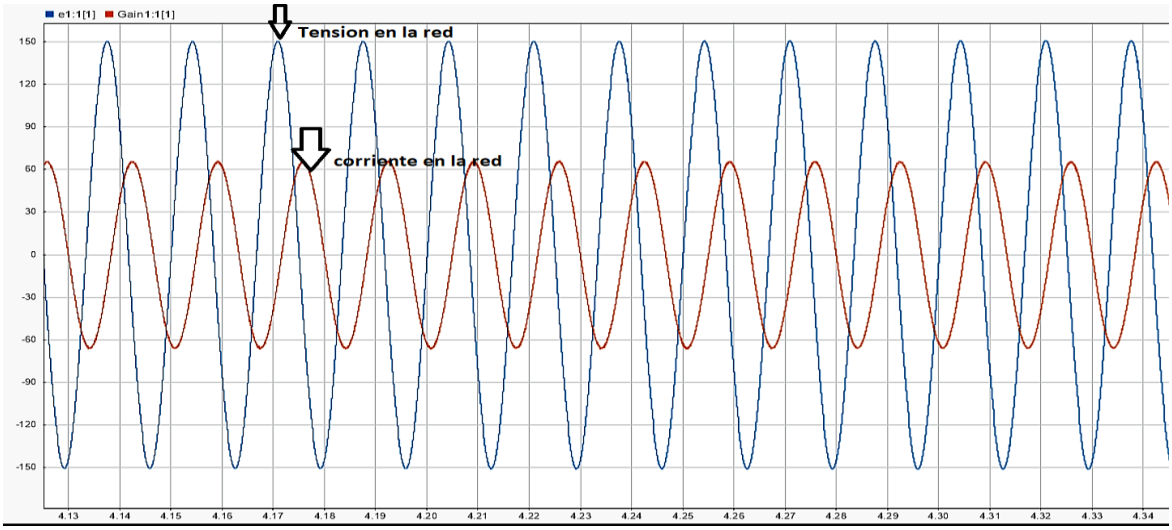


Figura 45. Variables de tensión y corriente en el PCC para el Caso 1 con un motor como carga.

6.1.2 Escenario 2 En La Tabla se describen las características del sistema simulado, con dos motores de 3 Hp con FP 0,7853, que se energizan en los tiempos t_1 y t_2, respectivamente.

Tabla 9. Características del sistema simulado con dos motores de 3 hp cada uno

Paneles fotovoltaicos		**Unidad**
Máxima potencia	2230	W
Irradiancia 0≤t<5 [s].	1000	w/m^2
Irradiancia 5≤t<10 [s].	500	w/m^2
Motor trifásico	3	Hp
FP de los motores	0,7853	
Torque	10	N/m^2

La Figura 46 (b) muestra el comportamiento del valor eficaz de la tensión en el PCC. En t=2 [s] (momento de encendido del motor 1), la tensión del PCC cae a 107 [V] y después de transcurrido el transitorio logra estabilizarse al valor de 120,7 V. En t= 4[s], el encendido del motor 2, genera nuevamente una caída en la tensión del PCC a 107 [V]. En t=5 [s] se reduce la irradiancia a 500 w/m2 lo que genera un cambio en la tensión en Vdc ver Figura 46 (a).

En la Figura 46 (c) e Figura 47, se puede observar los requerimientos de potencia en los estados transitorios y estable, en 2>t<2,8 [s] arranca el motor 1, el transitorio de este arranque tiene altos requerimientos de potencia. Entre el intervalo de 3 a 4 [s] logran estabilizarse los requerimientos de potencia y son los nominales de la máquina. Posteriormente, en el intervalo 4 a 5,2 [s] arranca el motor 2; el transitorio de este arranque tiene altos requerimientos de potencia y además tiene los requerimientos de potencia nominal del motor 2. Por último, en el intervalo de 5,5 a 7 [s], se estabilizan los requerimientos de potencia y corresponden a la potencia nominal de los 2 motores.

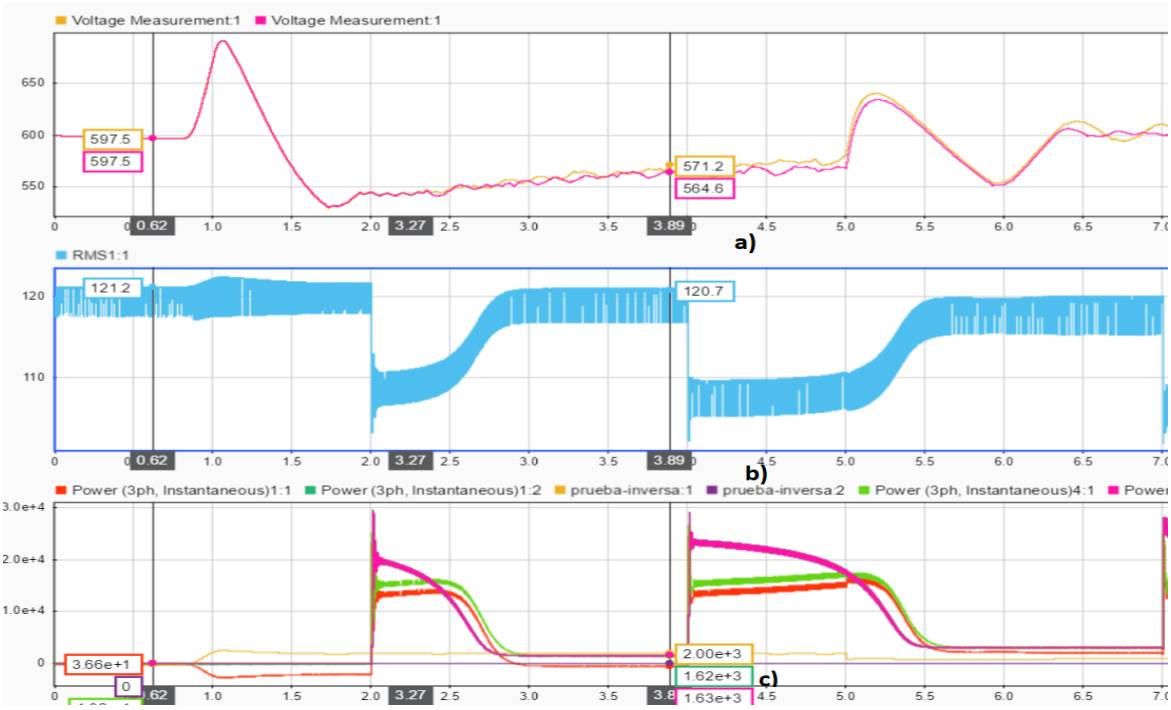


Figura 46. Variables de tensión y potencia para el Caso 1-Escenario 2 con dos motores como carga: a) Tensión en corriente continua. b) Valor eficaz de la tensión en el PCC. c) Curva de la potencia

La Figura 47, muestra el comportamiento de potencia en el PCC, observando allí que toda la potencia reactiva requerida por la carga es suplida por la red.

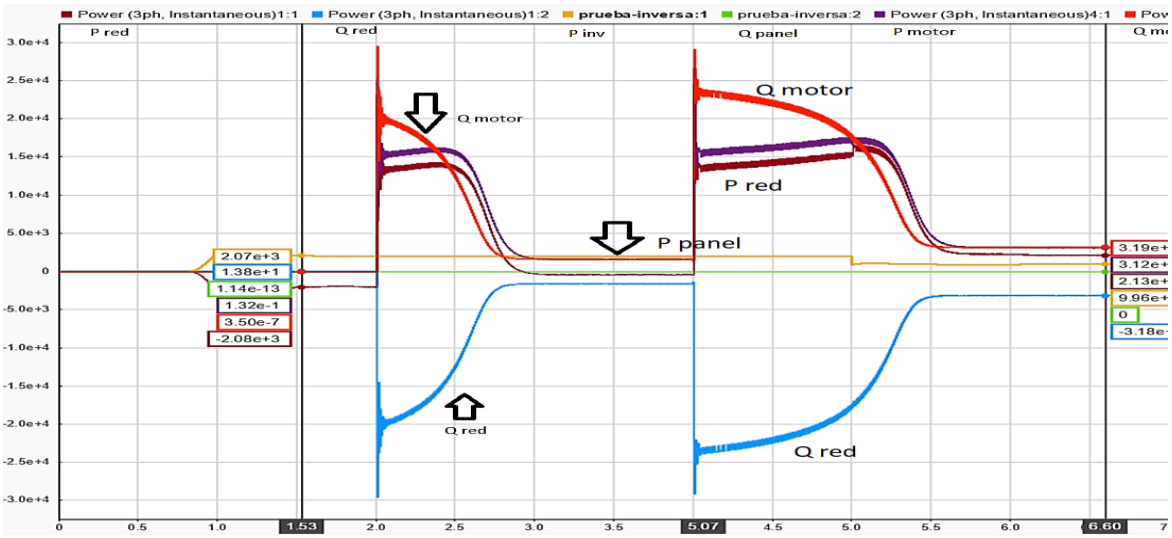


*Figura 47***.** Curva de las potencias activa y reactiva en el PCC para el Caso 1-Escenario 2 con dos motores como carga

En la Figura 48, se observan las formas de onda de la corriente en el PCC, las cuales son la corriente entregada por el inversor, la corriente entregada por la red y la corriente consumida por la carga, después de transcurrido el transitorio del motor 1.

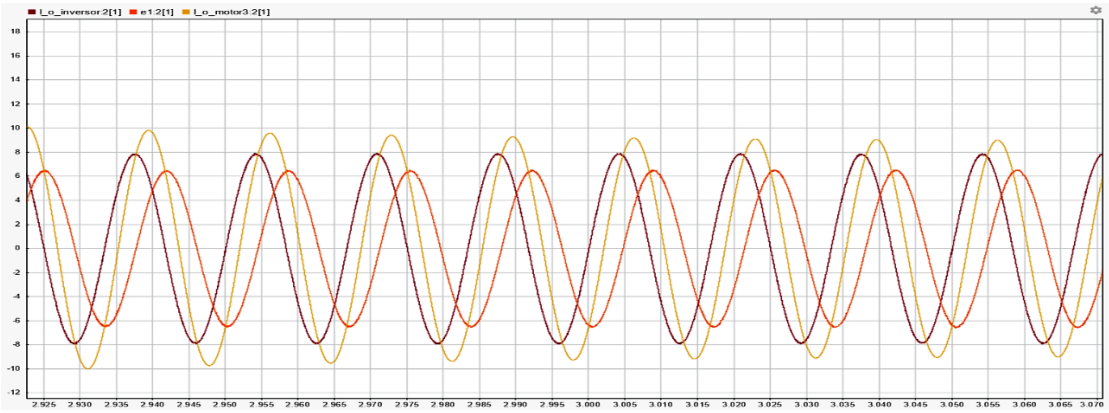


Figura 48. Formas de onda de la corriente en el PCC para el Caso 1-Escenario 2 con dos motores como carga, cuando sólo está encendido un motor.

La Figura 49, muestra las formas de onda de la corriente y la tensión en el PCC, considerando que sólo está encendido un motor de 3 hp de carga.

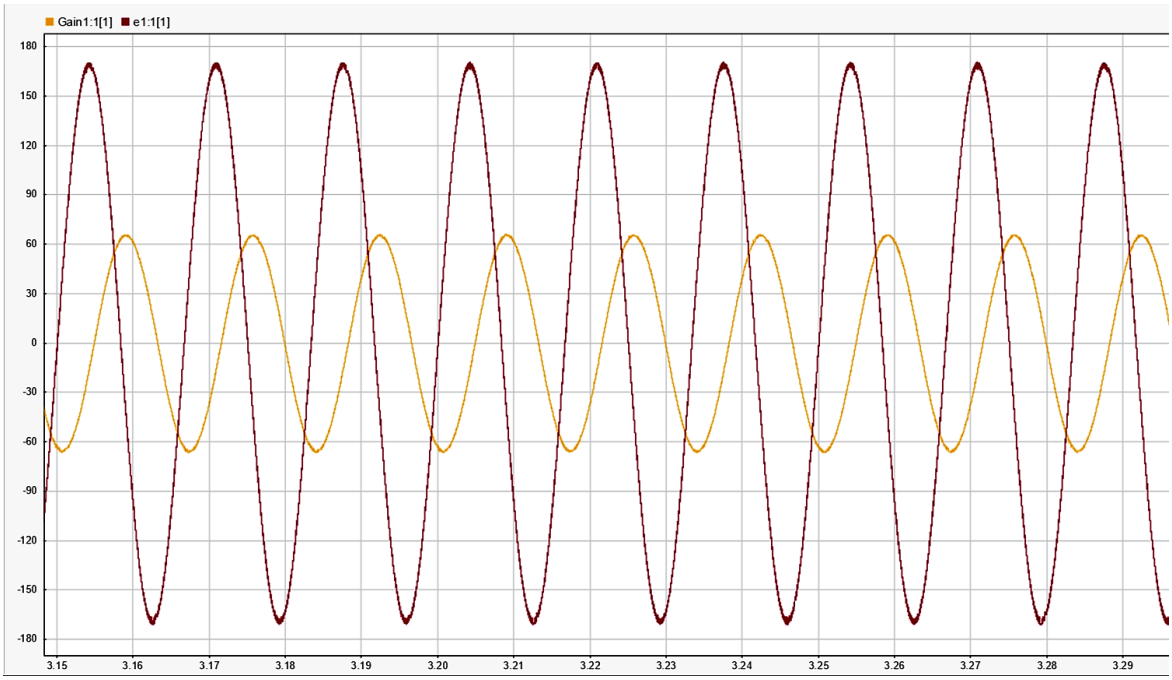


Figura 49. Formas de onda de la tensión y la corriente en el PCC para el Caso 1 con dos motores como carga, cuando sólo está encendido un motor.

En la Figura 50, se observan las formas de onda de la corriente en el PCC, las cuales son la corriente entregada por el inversor, la corriente entregada por la red y la corriente consumida por la carga, después de transcurrido el transitorio del motor 2. La amplitud de la corriente aumenta debido a que aumenta la carga, pero la corriente entregada por el inversor es constante y solo depende de las variaciones de la irradiancia.

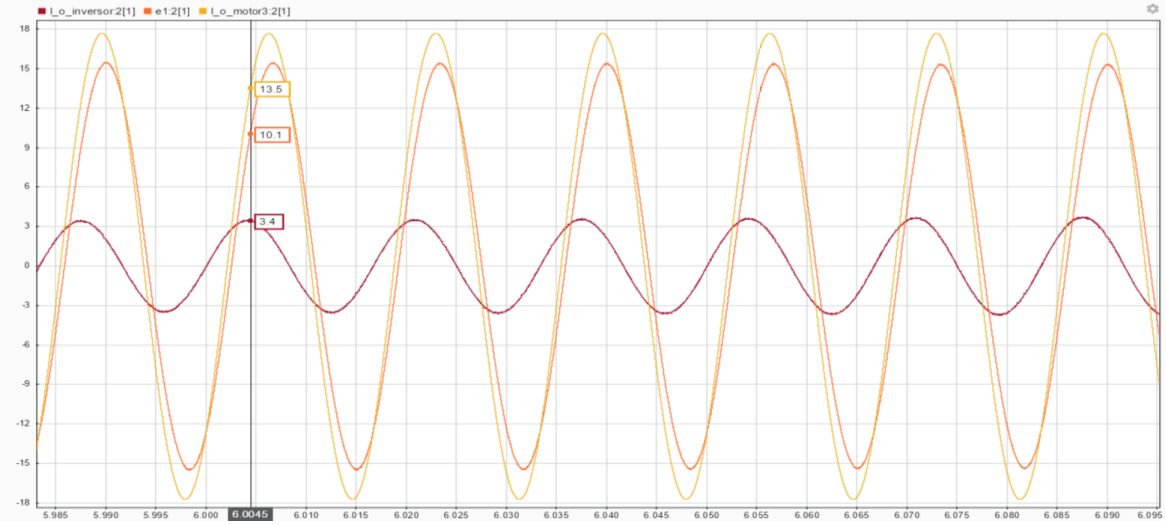


Figura 50. Formas de onda de la corriente en el PCC para el Caso 1-Escenario 2 con dos motores como carga, cuando están encendidos los dos motores.

La Figura 51, muestra la relación entre la corriente y la tensión en el PCC, con los dos motores de 3 hp de carga encendidos; se observa el desfase entre la corriente y la tensión, esto es generado por la potencia reactiva de los motores.

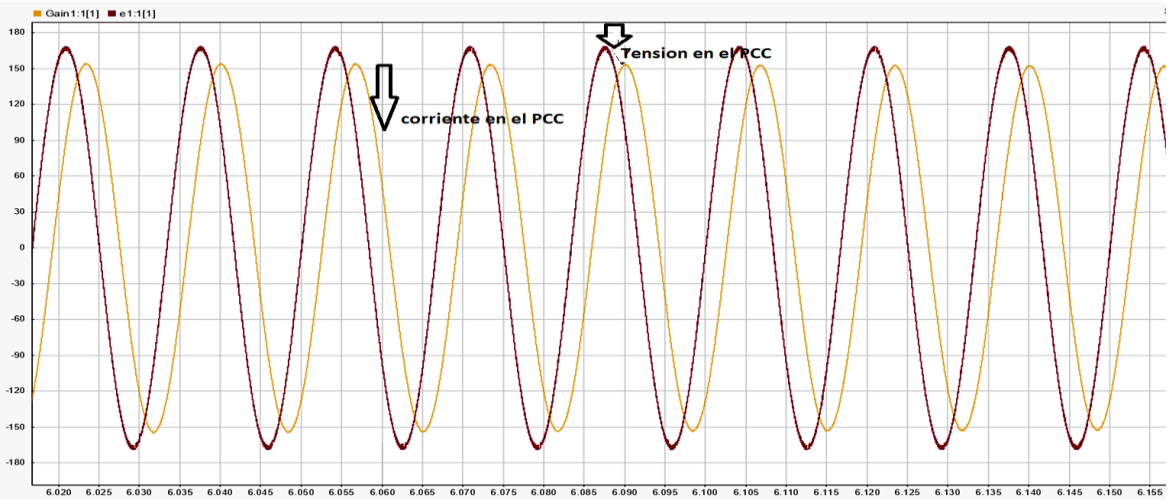


Figura 51. Formas de onda de la tensión y la corriente en el PCC para el Caso 1-Escenario 2 con dos motores como carga, cuando están encendidos los dos motores.

6.2 Caso 2: Se inyecta potencia activa a la carga y se entrega la potencia reactiva demandada por la carga.

En este caso se analiza el comportamiento del sistema para dos cargas motrices y considerando que se inyecta potencia activa a la carga y se suplen necesidades de potencia reactiva con el SGF (ver Ecuación 43).

6.2.1 Escenario 1 En la Tabla 11 se describen las características del sistema simulado, con un motor de 3hp. La Figura 52 muestra el comportamiento del valor eficaz de la tensión en el PCC. En t=2 [s], en el momento del arranque del motor, la tensión del PCC cae a 104 [V] y después de transcurrido el transitorio se estabiliza a un valor inferior al valor inicial de la tensión en el PCC. En t=5 [s], se reduce la irradiancia a 500 W/m^2, lo que genera nuevamente una caída de tensión. En t=8 [s] se desconecta la carga, esto hace que toda la potencia generada por el SGF sea inyectada a la red y aumenta la tensión en el PCC a 121,5 [V].

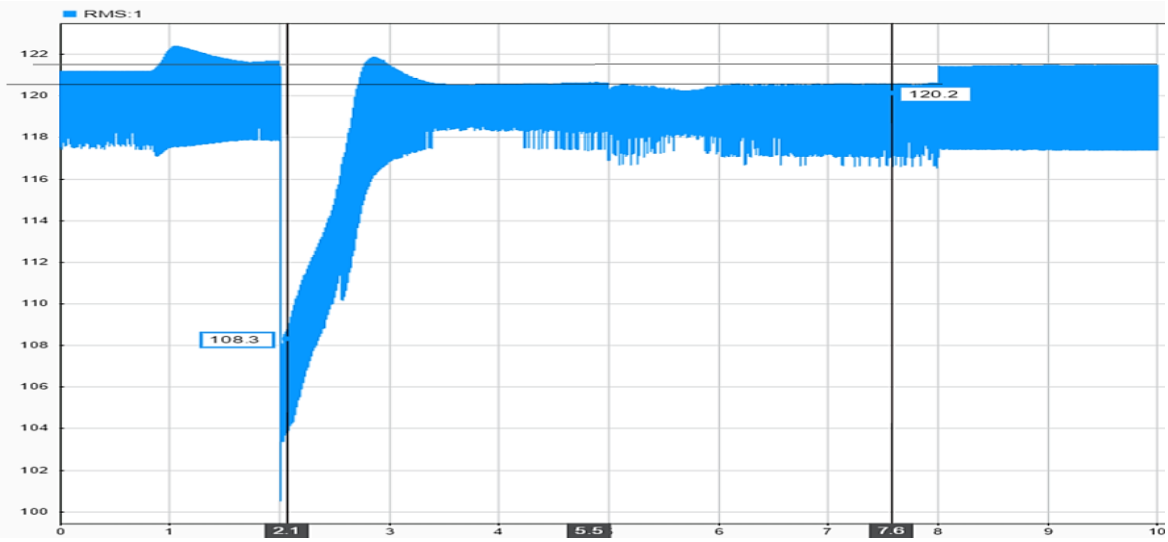


Figura 52. tensión RMS en la red Caso 2-Escenario 1.

En t=2 [s] arranca el motor, debido a que el SGF intenta entregar la potencia activa y reactiva requerida por la carga, la tensión en Vdc aumenta sobrepasando los 1000 [V] (ver Figura 53 a), lo que genera a su vez un aumento en la tensión de salida del SGF como se muestra en la Figura 53 b).

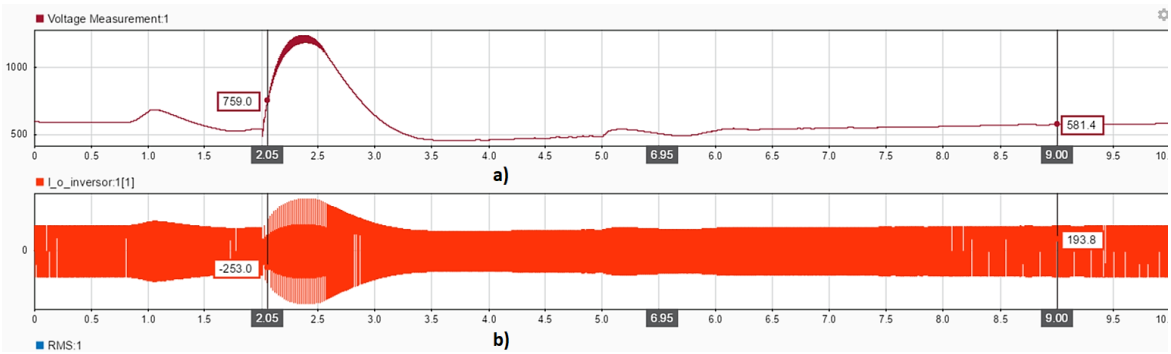
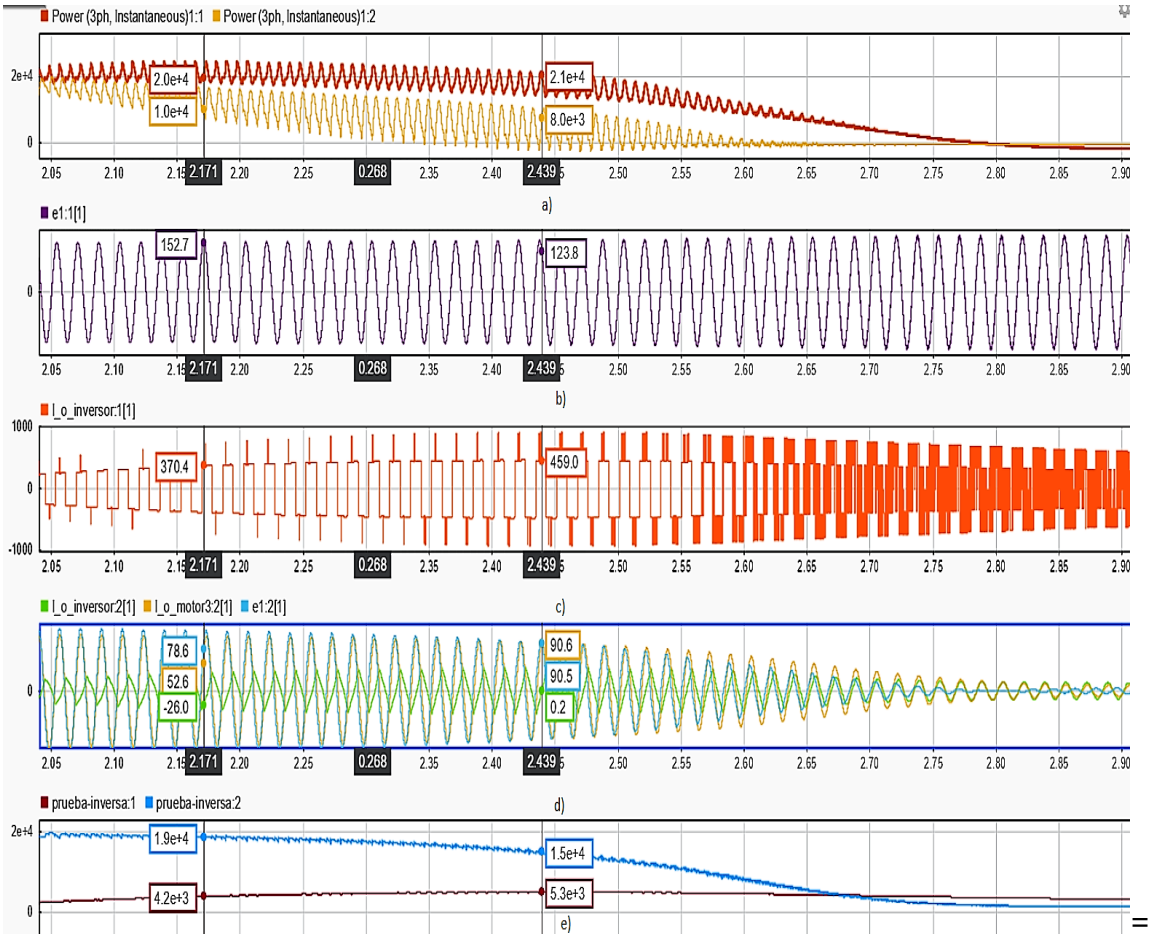


Figura 53. Caso 2-Escenario 1: a) Tensión de continua Vdc; b) Tensión en el inversor.

En la Figura 53 a) se observa que la red ha reducido la cantidad de potencia entregada a la carga, debido a que el inversor está entregando una parte de la potencia. La Figura 53 b) muestra que se genera una caída de tensión a 153 [V] en la red y un aumento de tensión en el inversor. En la Figura 53 c), el inversor inyecta la máxima potencia permitida intentando suplir los requerimientos de potencia de la carga, pero no logra entregar la potencia requerida por la carga en el arranque, y entrega una corriente con forma de onda parecida a una triangular. Está pendiente de la onda de corriente del inversor se debe a que su limitación de potencia no es capaz de seguir el di/de de la corriente de referencia, ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** e d). Al finalizar el transitorio el sistema fotovoltaico entrega la mayor parte de la potencia activa de la carga y la potencia reactiva total requerida por la carga y además entrega potencia activa a la red.



La Figura 54, muestra el flujo de potencia en estado estable a través del PCC. En el intervalo de tiempo cuando la irradiancia es 1000 W/m2, el SGF entrega 1962,5 [W] y 1635 [VAR], la carga consume 1548,5 [W] y 1635 [VAR], el SGF le entrega a la red aproximadamente 400 [W] y es posible observar que la potencia reactiva de la carga es suplida en su totalidad por el SGF. En el intervalo de tiempo cuando la irradiancia es 500 W/m2, el SGF entrega 980,2 [W] y 1635 [VAR], la carga consume 1548,5 [W] y 1635 [VAR], la red entrega el faltante de potencia activa a la carga, aproximadamente 600 [W], la potencia reactiva de la carga es suplida en su totalidad por el SGF. En t=8 [s] se desconecta la carga esto hace que toda la potencia generada por el SGF sea inyectada a la red.

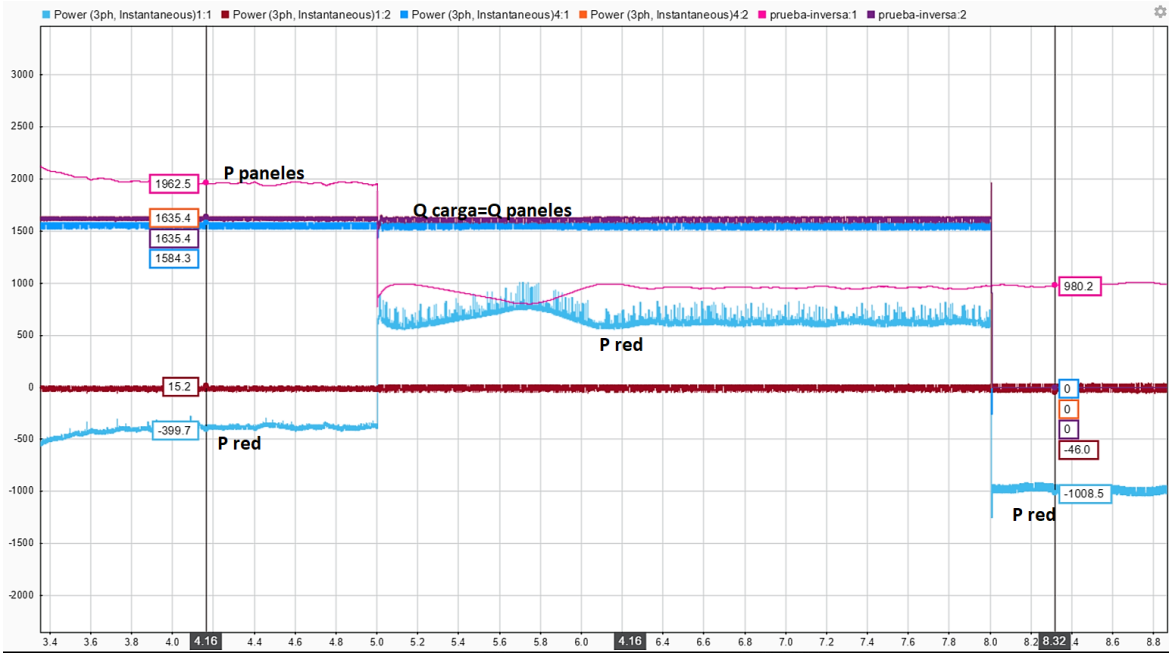


Figura 54. Flujo de potencias en el PCC, en estado estable Caso 2-Escenario 1.

En la Figura 55, se observa el efecto compensador en el PCC, la tensión en la red está en desfase 180 grados con la corriente, debido a que el SGF entrega toda la potencia reactiva requerida por la carga y además entrega potencia activa a la red.

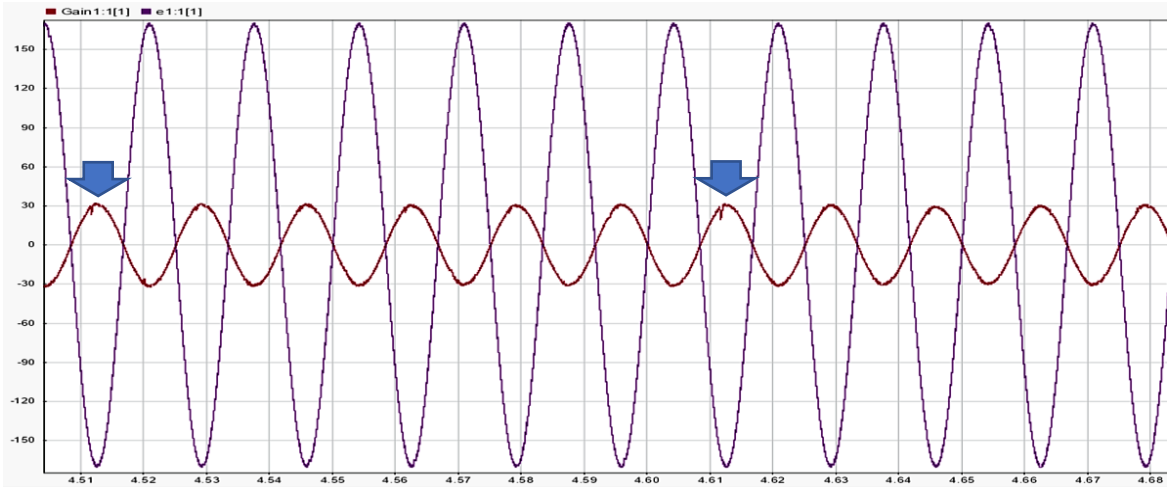


Figura 55.Tensión vs corriente red, entregando P el SGF a la red, Caso 2-Escenario 1.

En la Figura 56, en t= 5 [s] (instante que se disminuye la irradiancia a 500 W/m2) , el SFV disminuye la potencia activa generada, en este intervalo de tiempo y por consiguiente, la red entrega la potencia activa faltante a la carga. Debido al efecto compensador del SGF, la tensión en la red queda en fase con la corriente entregada en el PCC, debido a que entrega todos los reactivos requeridos por la carga.

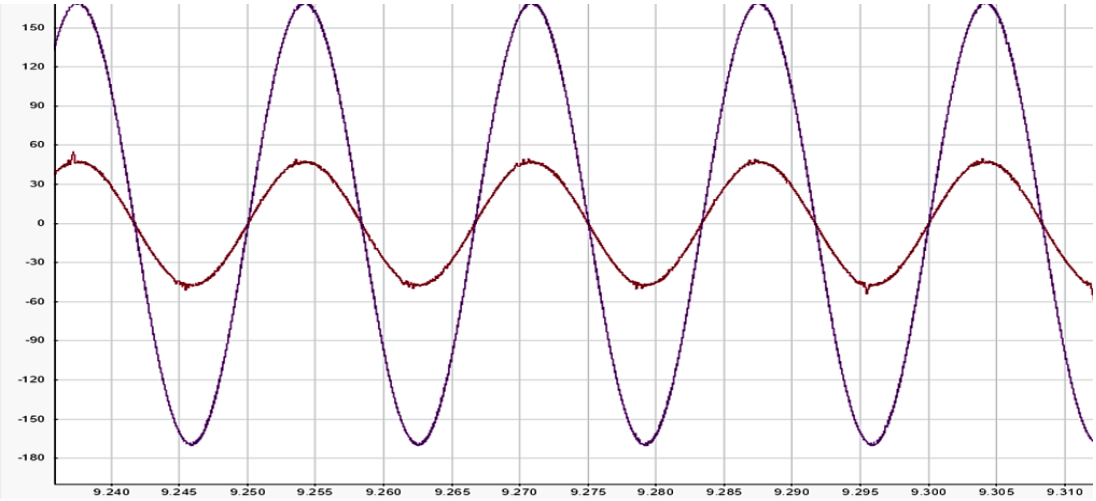


Figura 56. Tensión vs corriente red Caso 2-Escenario 1, entregando P la red al SGF.

6.2.2 Escenario 2 La Tabla se describen las características del sistema simulado, con 2 motores de 3hp.

La Figura 57 b) muestra el comportamiento del valor eficaz de la tensión en el PCC. En t=2 [s], en el momento del arranque del motor 1, el valor eficaz de la tensión del PCC cae a 107,7 [V] y después de transcurrido el transitorio logra estabilizarse, a un valor inferior (120,5 [V]) al valor inicial de la tensión en el PCC. En t=4 [s] en el momento del arranque del motor 2 el valor eficaz de la tensión del PCC cae a 106,3 [V] y después de transcurrido el transitorio logra estabilizarse, a un valor inferior (118 [V]) al valor inicial de la tensión en el PCC.

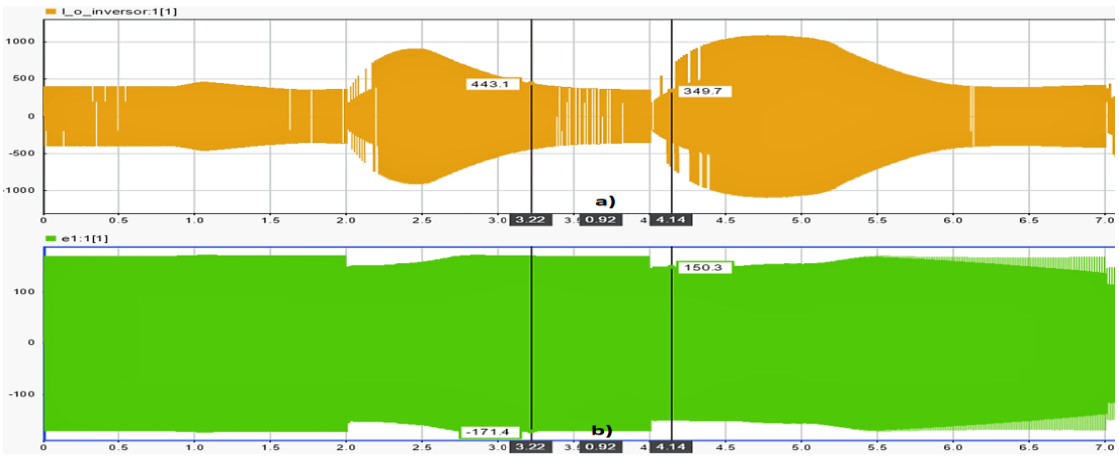


Figura 57. Tensión en el inversor y tensión en la red, Caso 2-Escenario 2.

La

Figura 58 presenta las corrientes en el PCC, la corriente entregada por el SGF y la red y la consumida por la carga. Se puede observar como el inversor inyecta la máxima potencia permitida intentando suplir los requerimientos de potencia de la carga, pero no es capaz, y entrega una corriente con distorsión, con forma de onda similar a una triangular. Este comportamiento de la corriente del SGF se debe a que el inversor no es capaz de seguir los cambios de la corriente de referencia sinusoidal en el momento del arranque.

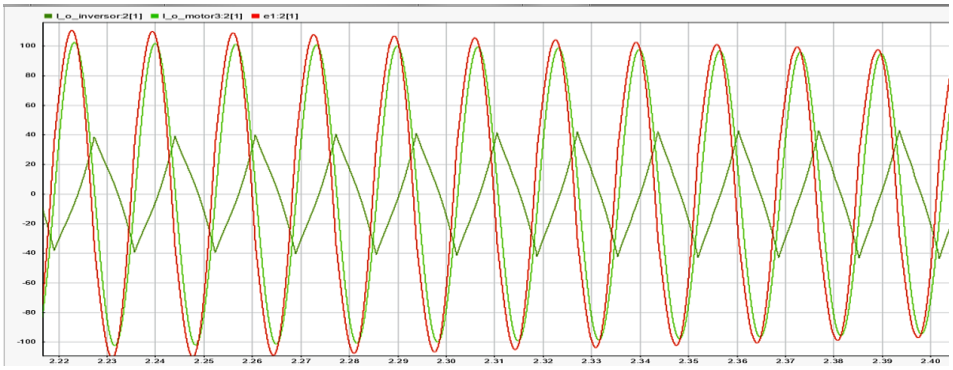


Figura 58. Formas de onda de las corrientes del inversor, la carga y la red, Caso 2-Escenario 2.

En la Figura 59, en el intervalo en que la irradiancia es 1000 W/m2, el SFV entrega potencia activa a la red, gracias al efecto de compensación del SGF la tensión en la red queda 180 grados con la corriente en el PCC

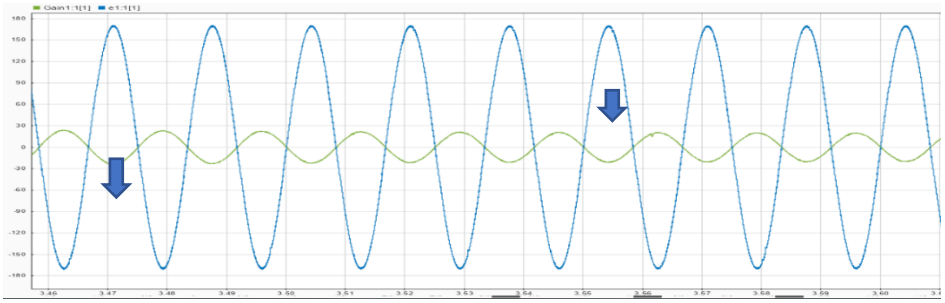


*Figura 59.*Tensión y corriente en la red Caso 2-Escenario 2.

La Figura 60, muestra las formas de onda de las corrientes en el PCC en el arranque del segundo motor: la entregada por el SGF y la red y la consumida por la carga. Se observa como el inversor inyecta la máxima potencia permitida intentando suplir los requerimientos de potencia de la carga, nuevamente el SGF trata de entregar la máxima potencia, pero no es suficiente la capacidad de respuesta del inversor para lograr seguir la referencia, y por lo tanto la corriente suministrada tiene una forma de onda parecida a una triangular con una elevada distorsión con respecto a la referencia sinusoidal.

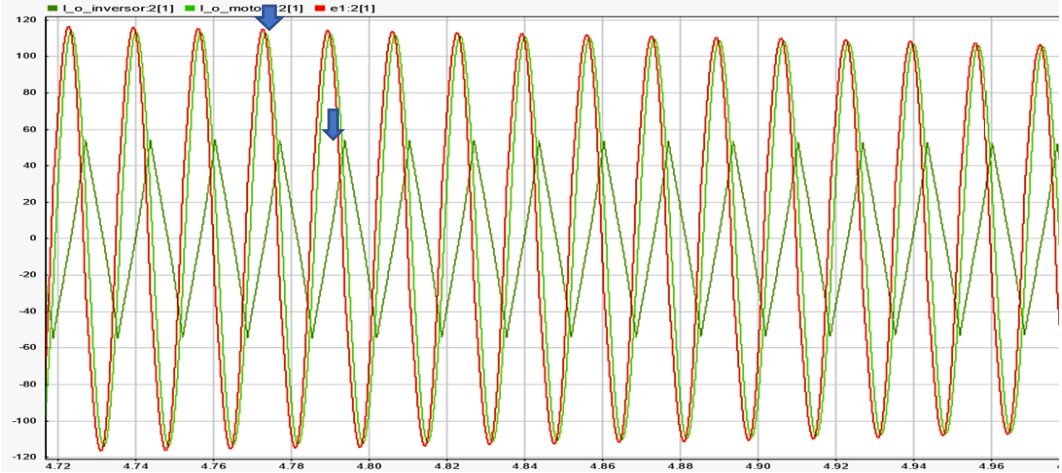


Figura 60. Formas de onda de la corriente del inversor, la carga y la red, Caso 2-Escenario 2.

La Figura 61, muestra las formas de onda de la tensión de continua (Vdc), mostrando su comportamiento cuando no se tiene control de potencia reactiva y cuando hay control de potencia reactiva. También se muestra la evolución del valor eficaz de la tensión en el PCC en los dos casos. Se observa que, al no realizar el control de potencia reactiva, el aumento en la tensión Vdc, puede llegar a ser mayor al doble del valor de la referencia, lo que tiene efectos negativos en los equipos o sobredimensionamiento de ellos y valores inferiores en el valor eficaz de la tensión en el PCC. También se muestra el comportamiento de la tensión de continua (Vdc) y el valor eficaz de la tensión en el PCC, con el control de potencia reactiva en el arranque. Se observa que el valor de Vdc varia levemente con un aumento máximo del 20% y, por consiguiente, hay un leve incremento del valor eficaz de la tensión en el PCC, el cual es cercano al valor inicial sin carga. Realizar el control de la potencia reactiva entregada en el arranque, permite controlar directamente la tensión Vdc y el sobredimensionamiento de los equipos.

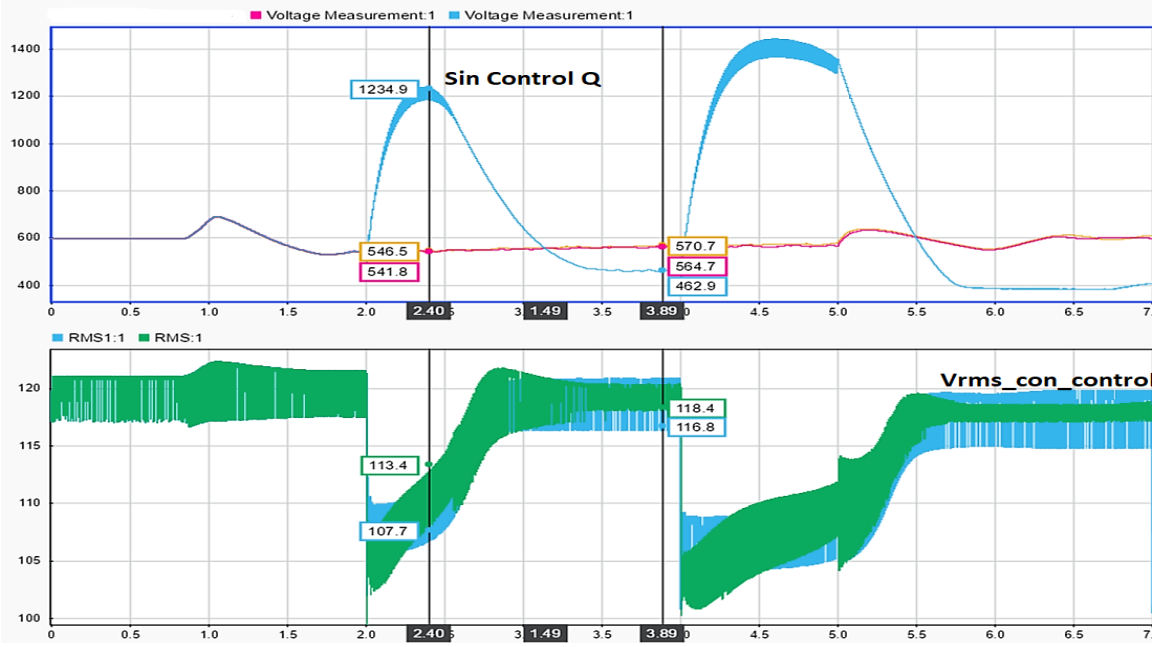


Figura 61. Tensión de continua (Vdc) y valor eficaz de la tensión (Vemos) en la red, Caso 2-Escenario 2.

6.3 Caso 3. El sistema fotovoltaico entrega toda la potencia activa generada y limita la potencia reactiva máxima entregada en el arranque a 2500 VAR.

En este caso se analiza el comportamiento del sistema en dos casos el primero, con una sola carga motriz y la segunda para dos cargas motrices, considerando que se inyecta potencia activa a la carga y se limita el suministro de la potencia reactiva con el SGF a un valor de 2500 VAR (ver Ecuación 44).

6.3.1 Escenario 1 En la Tabla 12 se describen las características del sistema simulado, con un motor de 3hp.

La Figura 62 muestra el comportamiento del valor eficaz de la tensión en el PCC. En t=2 [s] (en el momento del arranque del motor), el valor eficaz de la tensión del PCC disminuye a 108 [V] y después de transcurrido el transitorio logra estabilizarse, a un valor inferior (121 [V]) del valor inicial de la tensión en el PCC. En t=5 [s], se reduce la irradiancia a 500 w/m2 lo que genera nuevamente una caída del valor eficaz de la tensión a 120,8 [V]. En t=8 [s], se desconecta la carga, eso hace que toda la potencia generada por el SGF sea inyectada a la red y aumenta el valor eficaz de la tensión en el PCC a 121,5 [V].

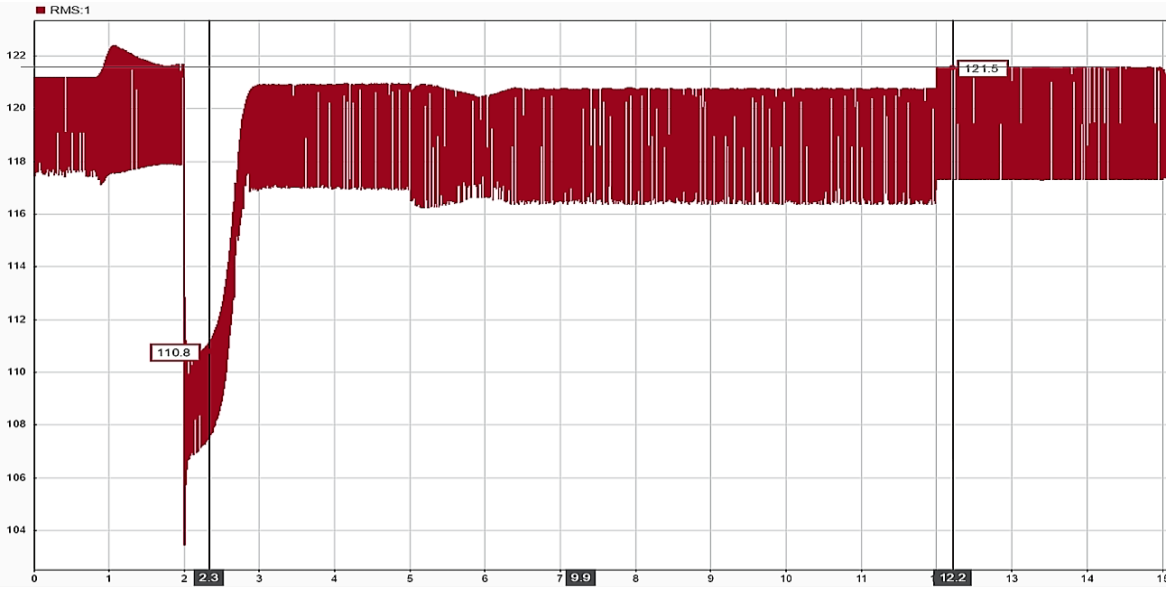


Figura 62. Valor eficaz de la tensión en la red, Caso 3-Escenario 1.

La Figura 63 muestra el flujo de las potencias activa y reactiva en estado transitorio y en estado estable a través del PCC. En el intervalo de tiempo cuando la irradiancia es 1000 W/m^2, el SGF entrega en régimen permanente 2006 [W] y 1635 [VAR], la carga consume 1548,5 [W] y 1635 [VAR], el SGF le entrega a la red aproximadamente 450 [W] y se puede observar que la potencia

reactiva de la carga es suplida en su totalidad por el SGF. En el intervalo de tiempo cuando la irradiancia es 500 W/m2, el SGF entrega en régimen permanente 923,2 [W] y 1635 [VAR], la carga consume 1548,5 [W] y 1635 [VAR], la red suministra el faltante de potencia activa a la carga, aproximadamente 625 [W], manteniendo la potencia reactiva de la carga entregada en su totalidad por el SGF. En t=8 [s] se desconecta la carga eso hace que toda la potencia generada por el SGF sea inyectada a la red. `

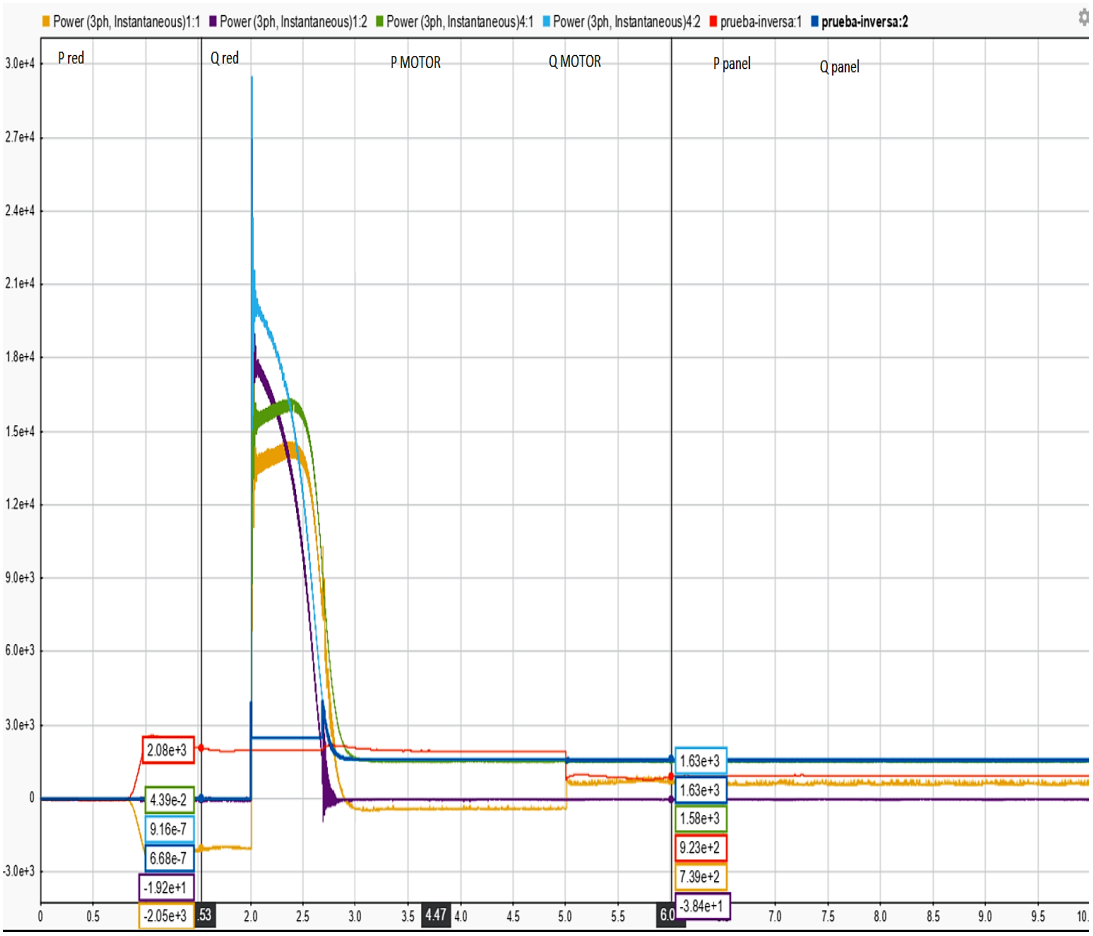


Figura 63. Flujo de potencias en el PCC, Caso 3-Escenario 1.

En la Figura 64 se puede observar que las corrientes en el motor, en el inversor y en la red, se encuentran aproximadamente en fase en el arranque del motor.

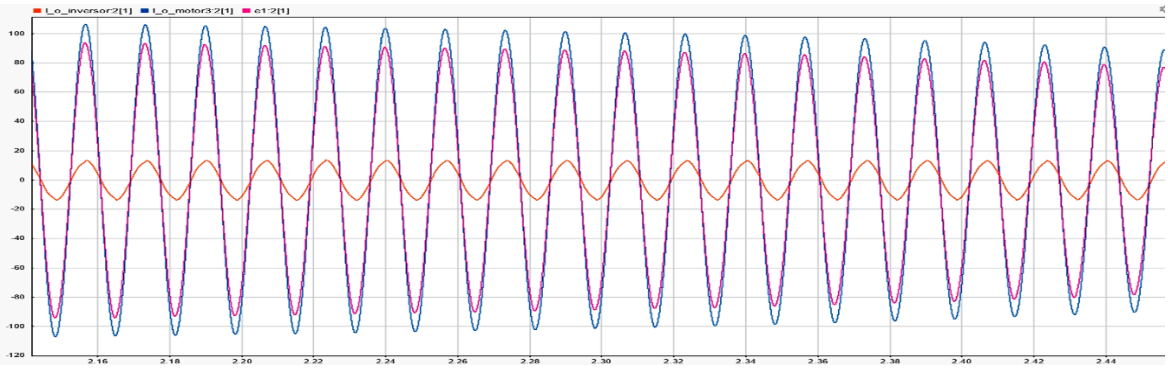


Figura 64. Corrientes Inversor, motor, red en el estado del arranque, Caso 3-Escenario 1.

En la Figura 65, se presenta la gráfica de corriente en la red y la tensión en el PCC en régimen permanente, las cuales están desfasadas 180 grados, el SGF se encuentra compensando toda la potencia reactiva requerida por la carga. el desface de los 180 grados se debe a que el SGF se encuentra entregando mayor potencia activa tanto a la carga como a la red.

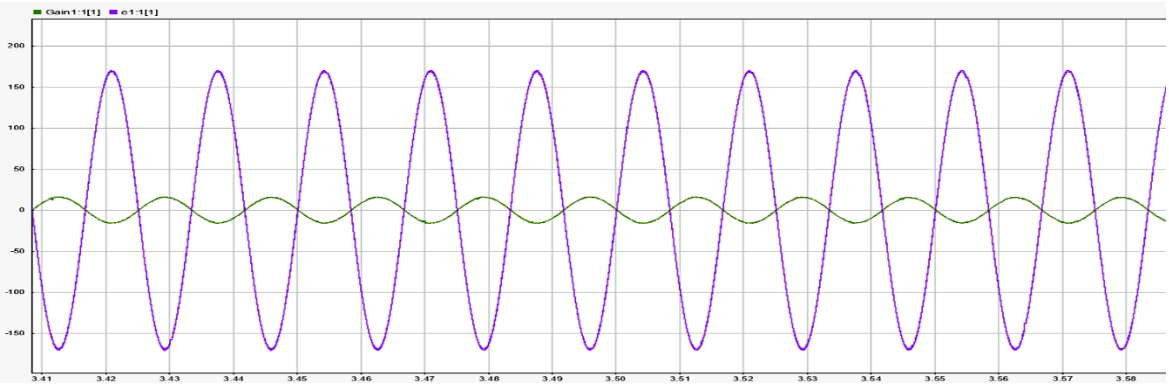


Figura 65. Formas de onda de la tensión y la corriente en la red. SGF entregando potencia a la, Caso 3-Escenario 1.

En Figura 66, en t= 5 [s] en el instante que se disminuye la irradiancia a 500 W/m2, el SFV disminuye la potencia activa generada, en este intervalo de tiempo la red entrega la potencia activa faltante a la carga, gracias al efecto compensador del SGF la tensión en la red queda en fase con la corriente de la red.

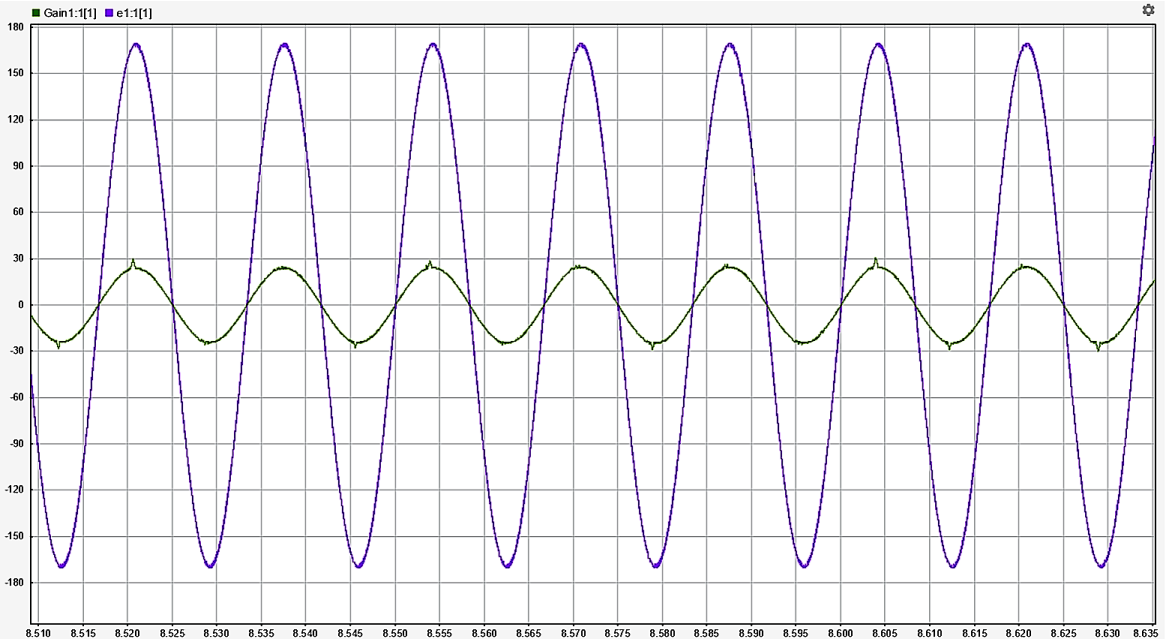


Figura 66. Tensión vs corriente red, entregando P la red al SGF, Caso 3-Escenario 1.

La Figura 67, muestra un pequeño pico en la corriente suministrada por la red, debido a que se redujo la irradiancia, lo cual disminuye la potencia generada por el SGF aproximadamente a la mitad, del valor inicial, la red proporciona la potencia activa adicional requerida por la carga.

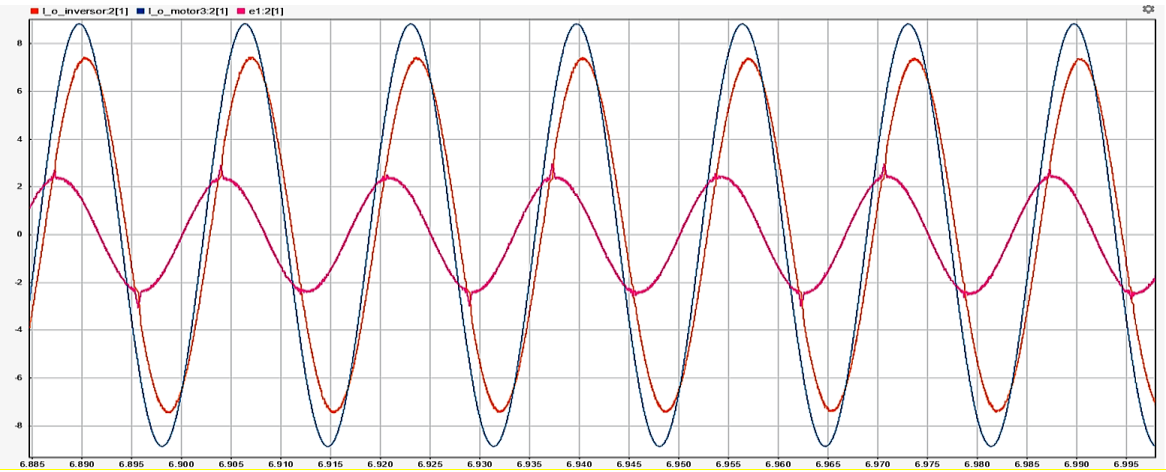


Figura 67. Corrientes en estado estable, Caso 3-Escenario 1.

6.3.2 Escenario 2 En la Tabla 13 se describen las características del sistema simulado, con 2 motores de 3hp.

La Figura 68, muestra el comportamiento del valor eficaz de la tensión (Vemos) en el PCC, la tensión de continua (Vdc), y el comportamiento de la potencia en todo el tiempo de simulación.

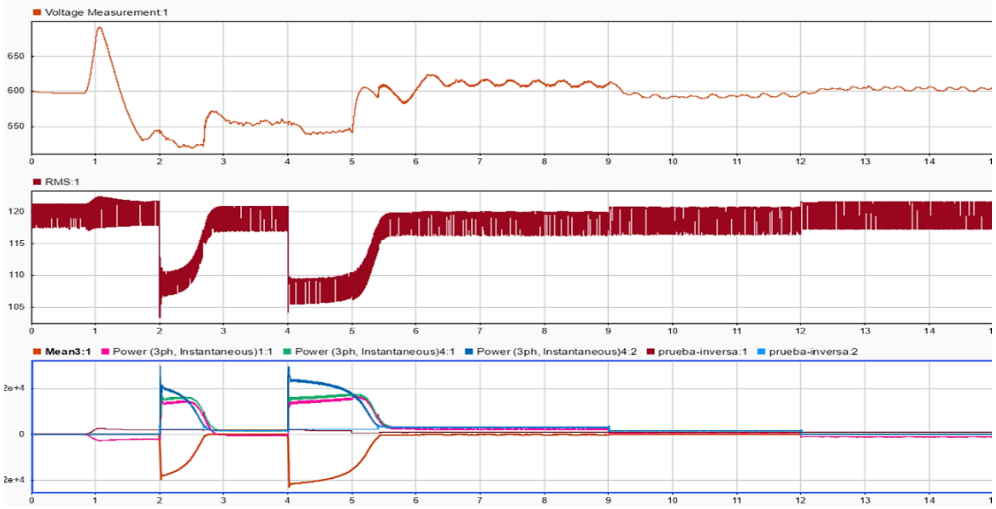


Figura 68. Comportamiento de las señales: Vdc, Vemos en el PCC y comportamiento de potencia, Caso 3-Escenario 2.

La Figura 69 a) muestra el comportamiento de la tensión Vdc. En el momento del arranque del motor 1, esta tensión no había alcanzado aún al valor de referencia y debido a la caída de tensión generada por el arranque del motor, esta tensión se demora en establecerse en su valor de referencia. Tal como se observa, en este caso la tensión Vdc no aumenta drásticamente al momento de arrancar los motores (tal como se presentaba en el caso 2), dado que se limita la potencia reactiva entregada en el momento del arranque del motor.

La Figura 69 b) muestra el comportamiento del valor eficaz de la tensión en el PCC. En t=2 [s], en el momento del arranque del motor la tensión del PCC cae a 108 [V] y después de transcurrido el transitorio se estabiliza en el valor de 120,5 [V].

La Figura 69 c) muestra el flujo de potencia del sistema. En estado transitorio, en el intervalo de tiempo cuando la irradiancia es 1000 W/m2, el SGF entrega 2000 [W] y 2500 [VAR], la carga consume de valor inicial 16000 [W] y 20000 [VAR], la red entrega 14000 [W] y 18000 [VAR]. Puede observarse que el inversor inyecta solo una pequeña parte de la potencia requerida por la carga en este intervalo de tiempo. En estado estable el inversor entrega 2000 [W] y 1641 [VAR], la carga consume 1600 [W] y 1641 [VAR], el SGF le entrega a la red aproximadamente 400 [W] y 0 [VAR], el SGF entrega toda la potencia reactiva requerida por la carga en estado estable.

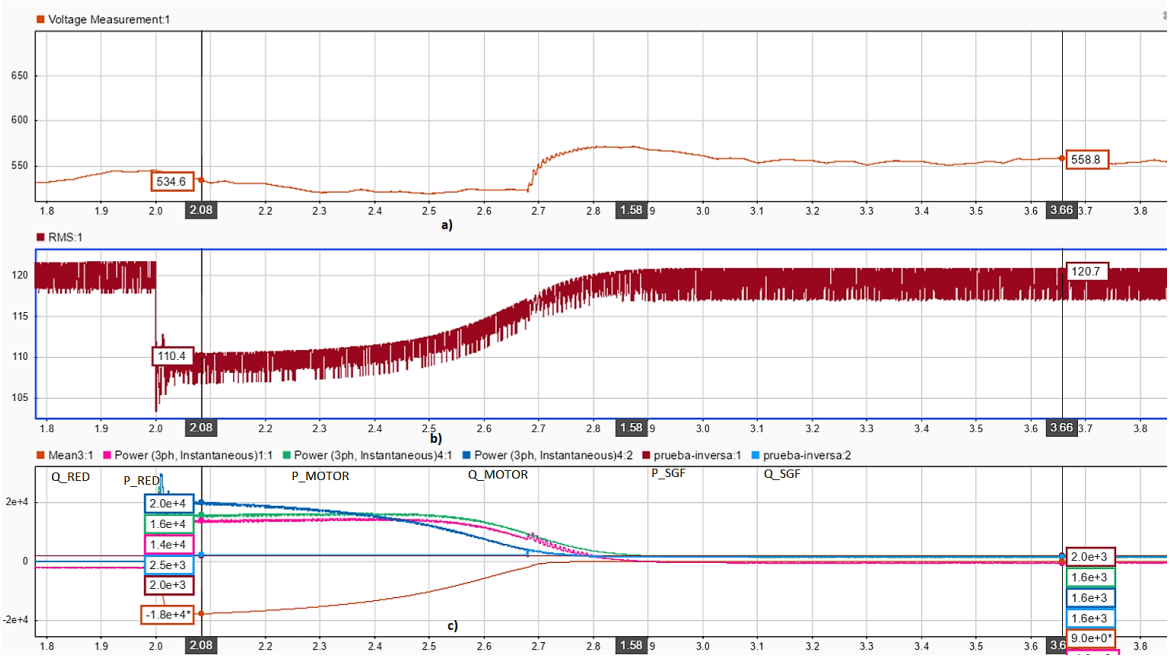


Figura 69. Comportamiento de las señales: Vdc, Vemos en el PCC y comportamiento de potencia en el arranque del motor 1, Caso 3-Escenario 2.

En la Figura 70a), se pude observar que la tensión continua (Vdc) no ha logrado alcanzar el valor de referencia cuando se enciende el primer motor. En t=5 [s], se reduce la irradiancia a 500 w/m^2 lo que genera que aumente rápidamente la tensión de continua a su valor de referencia, esto es debido a que el sistema responde a la caída de irradiancia, con la reducción de corriente entregada.

Cuando arranca el segundo motor, los requerimientos de potencia son mayores debido a que se requiere la potencia del motor 1 en estado estable y adicionalmente la del motor 2, esto genera una mayor caída de tensión en el PCC ver Figura 70 b). Durante el transitorio, el SGF entrega 1985 [W] y 2500 [VAR], las dos cargas consumen aproximadamente 16000 [W] y 24000 [VAR], la red entrega 14000 [W] y 21000 [VAR], ver Figura 70 c). En t=5 [s] el SGF entrega 975 [W], lo que genera que la red proporcione toda la potencia faltante a la carga.

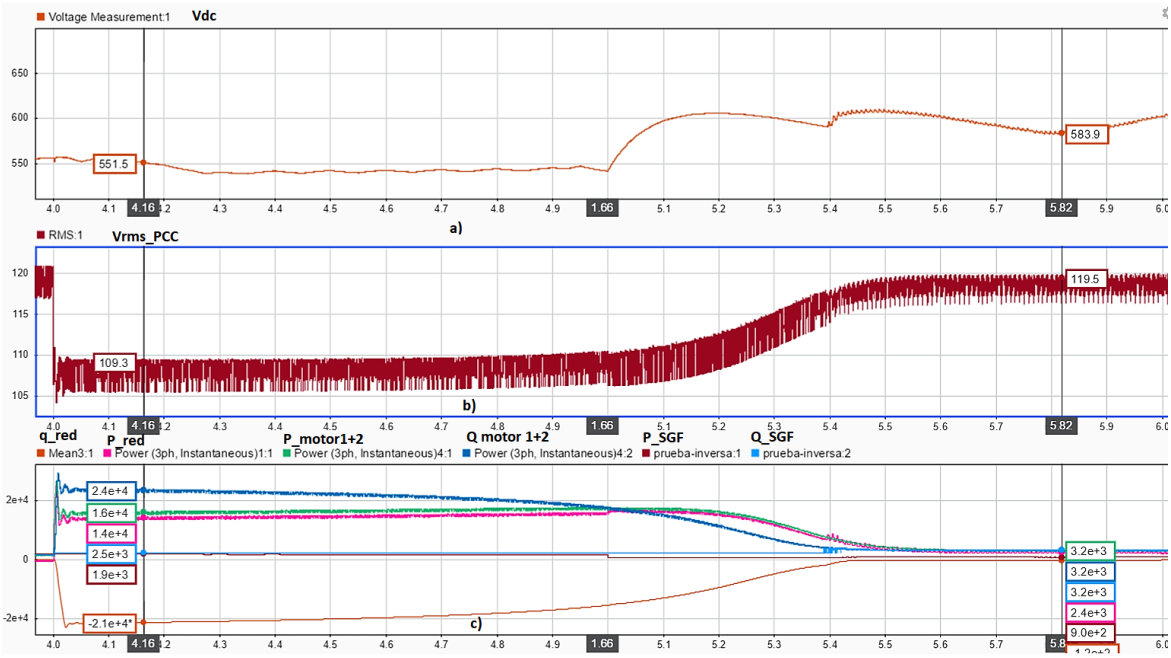


Figura 70. Comportamiento de las señales: Vdc, Vemos en el PCC y comportamiento de potencia en el arranque del motor 2, Caso 3-Escenario 2.

En la Figura 71 a), se pude observar que la tensión de continua (Vdc) ha superado el valor de la referencia, después de transcurridos los transitorio. Al desconectarse el motor 1 la tensión de continua (Vdc) cae alrededor de 10 V, por debajo de la referencia y al desconectarse el motor 2 en t=12 [s], la tensión de continua (Vdc) logra alcanzar el valor de referencia, esto se observa en la Figura 72 a).

En la Figura 71 b), se observa el valor eficaz de la tensión en el PCC. Este valor aumenta a 120,2 [V] en t=9 [s], al desconectar el motor 1, y este valor aumenta nuevamente a 121,5 [V]en t=12 [s], al desconectar el motor 2, como se observa Figura 72 b).

En la Figura 71 c) y la Figura 72c) se presentan los 3 intervalos de irradiancia a 500 w/m2:

Intervalo 1: Se encuentran los dos motores trabajando en estado estable, el inversor entrega 982 [W] y 3219 [VAR], las dos cargas consumen 3219 [W] y 3219 [VAR], la red entrega 2206 [W] y 0 [VAR].

Intervalo 2: Se encuentra un motor trabajando en estado estable y se desconecta el motor 1 en t=9 [s], el inversor entrega 982 [W] y 1604 [VAR], reduce la potencia reactiva entregada manteniendo potencia activa constante, la carga consume 1586 [W] y 1604 [VAR], la red entrega 610 [W] y 0 [VAR].

Intervalo 3: Se desconecta el motor 2 en t=12 [s], el inversor entrega 994 [W] a la red debido a que no hay carga.

Se presentan 2 graficas del mismo efecto esto debido a que Matlab Simulink utilizado para la realización de las simulaciones solo permite tomar 2 ejes de medida y en este comportamiento se requerían 3.

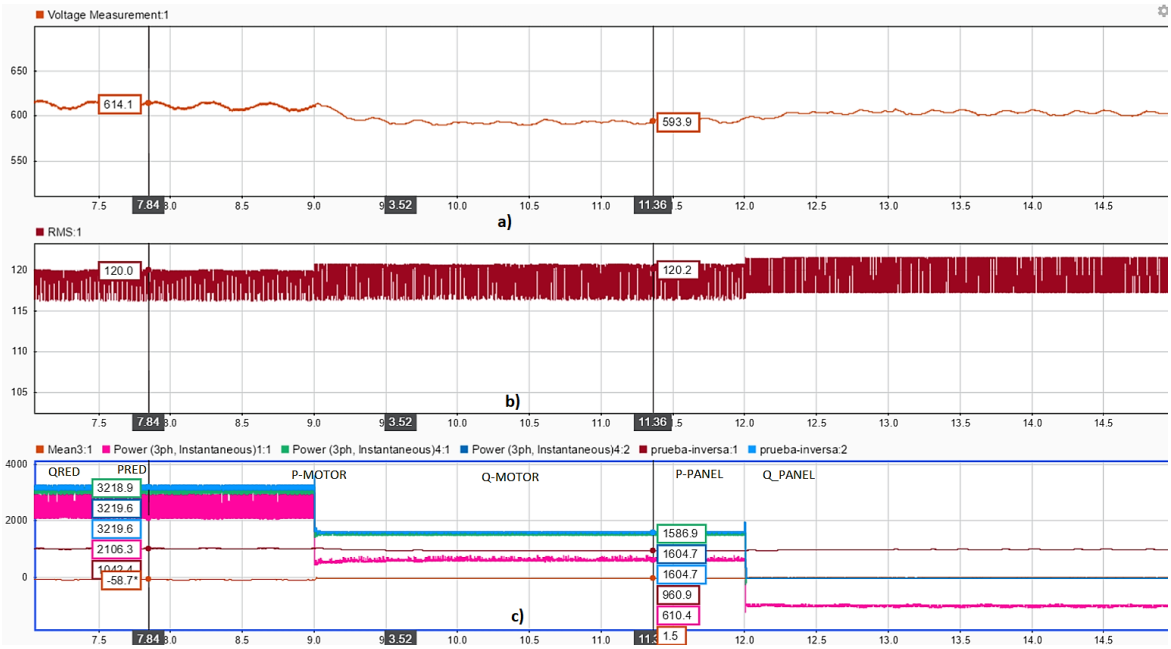


Figura 71. Comportamiento de las señales: Vdc, Vemos en el PCC y comportamiento de potencia en el estado estable, Caso 3-Escenario 2.

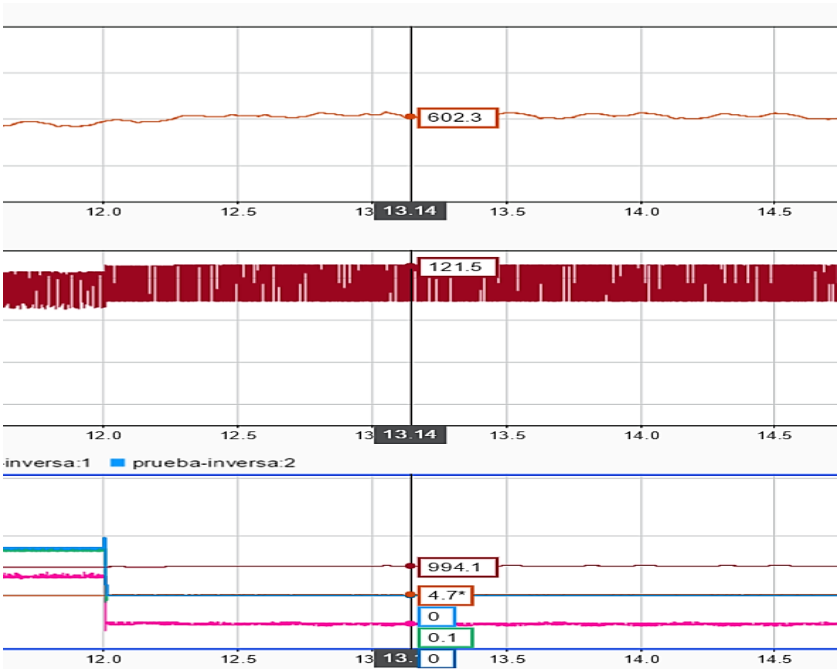


Figura 72. Comportamiento de las señales: Vdc, Vemos en el PCC y comportamiento de potencia en el estado estable, Caso 3-Escenario 2.

6.4 Caso 4. El sistema fotovoltaico entrega toda la potencia activa generada y la potencia reactiva suministrada es controlada dependiendo de las variaciones de la irradiancia.

En los casos anteriormente simulados, se puede observar que al caer la irradiancia a 500 w/m2 y el SGF continuar entregando toda la potencia reactiva requerida por la carga, en señal de la corriente de la red se generaba una distorsión, este caso de simulación busca reducir la potencia reactiva entregada por el SGF a reducciones de la irradiancia con el fin de eliminar ese efecto.

En la Tabla 13 se describen las características del sistema simulado, con 2 motores de 3hp. Los resultados de simulación se presentan en la Figura 73. En t=2 [s] se energiza el motor 1. En t=5 [s] se reduce la irradiancia a 500 w/m2, lo que genera un aumento en la tensión de continua (Vdc). La Figura 73 c), muestra que la tensión de salida del inversor responde directamente a la tensión de continua (Vdc).

La Figura 73 b) muestra el comportamiento del valor eficaz de la tensión en el PCC. En t=2 [s] en el momento del arranque del motor la tensión del PCC cae a 107 [V] y después de transcurrido el transitorio logra estabilizarse nuevamente al valor de la tensión en la red 121 [V]. En t=5 [s] se reduce la irradiancia a 500 w/m2 lo que genera nuevamente una caída de tensión; en t=4 [s] en el momento del encendido del motor 2 la tensión del PCC cae nuevamente 106 [V] y después de transcurrido el transitorio logra estabilizarse a un valor inferior de 120,2 [V] de la tensión en la red.

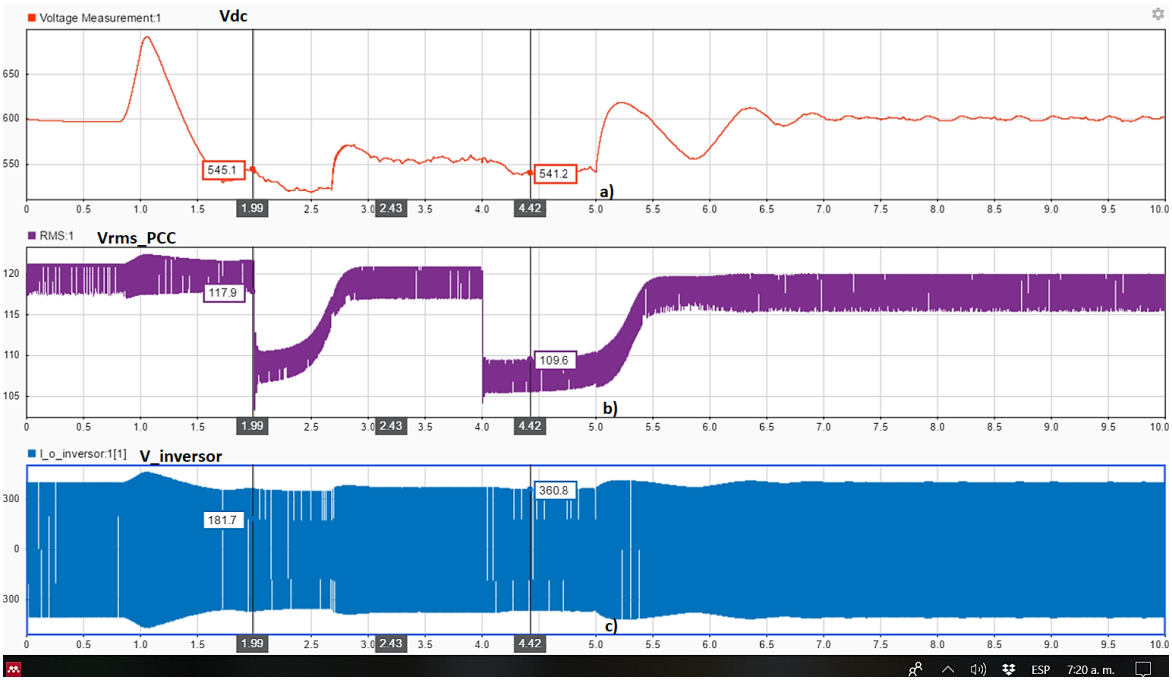


Figura 73: a) Tensión de continua (Vdc); b) Valor eficaz de la tensión RMS en el PCC Caso 4.

La Figura 74, muestra el flujo de potencia del sistema. En estado transitorio, en el intervalo de tiempo cuando la irradiancia es 1000 W/m2, el SGF entrega aproximadamente 2000 [W] y 2500 [VAR], la carga consume de valor inicial 16000 [W] y 20000 [VAR], la red entrega 14000 [W] y 18000 [VAR]. Puede observarse que el inversor inyecta solo una pequeña parte de la potencia requerida por la carga en este intervalo de tiempo. En estado estable el inversor entrega 2000 [W] y 1641 [VAR], la carga consume 1600 [W] y 1641 [VAR], el SGF le entrega a la red aproximadamente 400 [W] y 0 [VAR], el SGF entrega toda la potencia reactiva requerida por la carga en estado estable.

En el segundo arranque los requerimientos de potencia son mayores debido a que se requiere la potencia del motor 1 en estado estable y adicionalmente la del motor 2, esto genera una mayor caída de tensión en el PCC ver Figura 75 b). Durante el transitorio, el SGF entrega 1985 [W] y 2500 [VAR], las dos cargas consumen de valor inicial aproximadamente 16000 [W] y 24000

[VAR], la red entrega 14000 [W] y 21000 [VAR], ver Figura 70 c). En t=5 [s] el SGF entrega 975 [W] y 1600 [VAR] lo que genera que la red proporcione toda la potencia faltante a la carga que es 2100 [W] y 1500 [VAR].

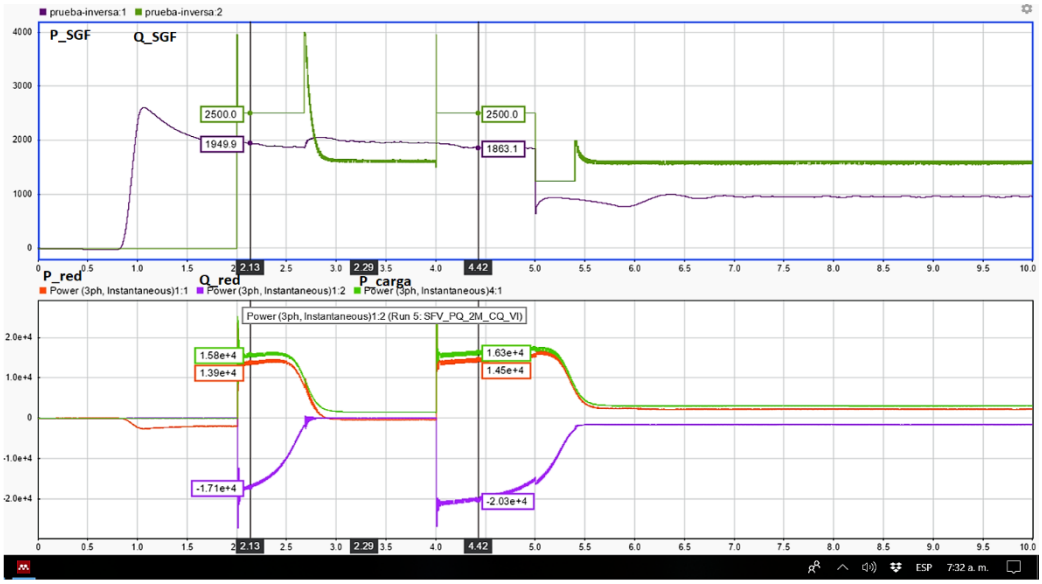


Figura 74. Curvas de potencia en el PCC, Caso 4.

En la Figura 75,se puede observar el efecto compensador en el PCC, la tensión en la red está en desfase 180 grados con la corriente, debido a que el SGF entrega toda la potencia reactiva requerida por la carga y además entrega potencia activa a la red.

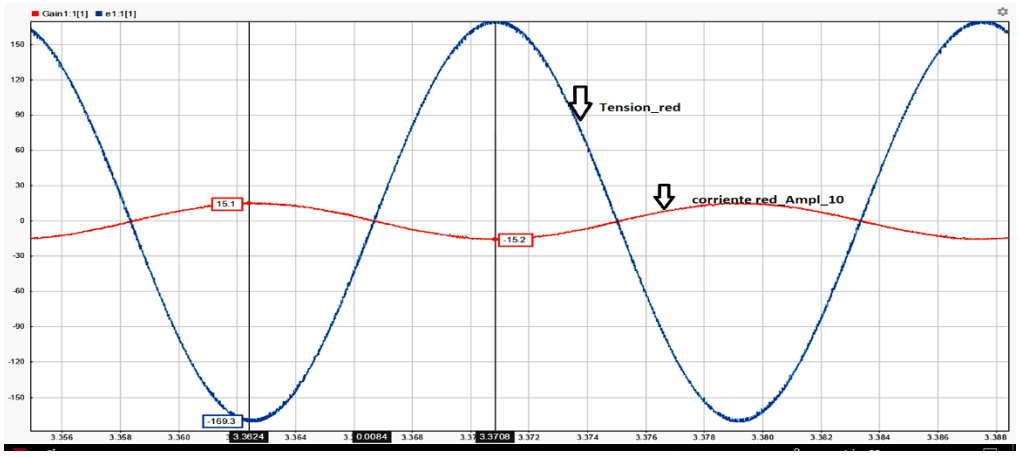


Figura 75. Corriente vs Tensión en el PCC después de transcurrir el primer transitorio, Caso 4.

En la Figura 76, en t= 5 [s] en el instante que se disminuye la irradiancia a 500 W/m2, el SFV disminuye la potencia activa generada; en este intervalo de tiempo la red entrega la potencia activa y reactiva faltante a la carga, en la cantidad descrita anteriormente. El SGF suministra una parte de la potencia reactiva requerida por la carga, por lo tanto, el SGF no compensa toda la potencia reactiva requerida por la carga.

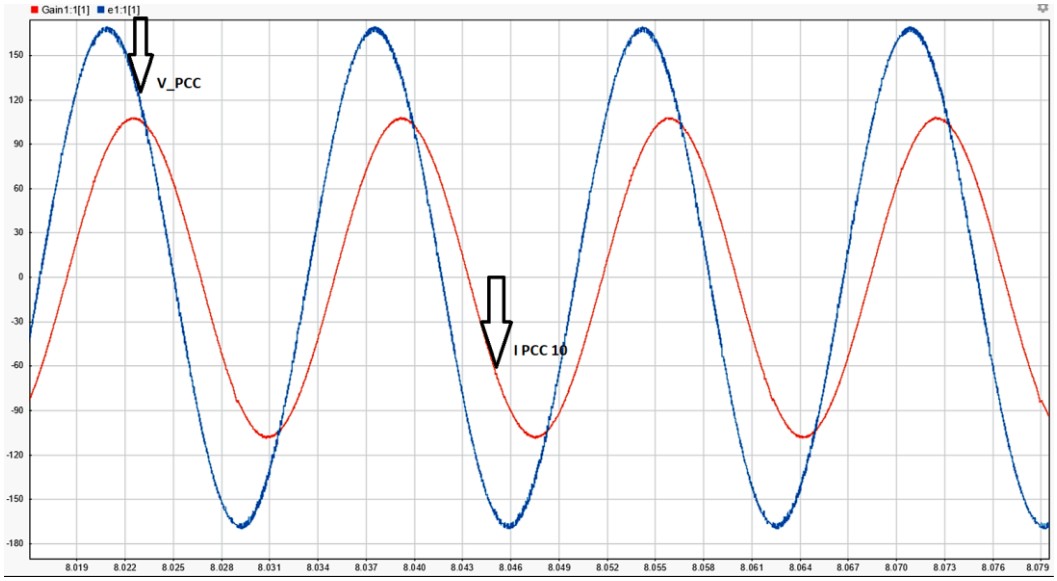


Figura 76. Formas de onda de la corriente y la tensión en el PCC después de transcurrir el segundo transitorio, Caso 4.

La Figura 77, muestra el comportamiento de las corrientes del inversor, la red y la carga, estando todas en fase. Se observa que en t=5 [s] se reduce la irradiancia a 500 w/m2 y, por lo tanto, la corriente suministrada por el inversor se reduce aproximadamente a la mitad.

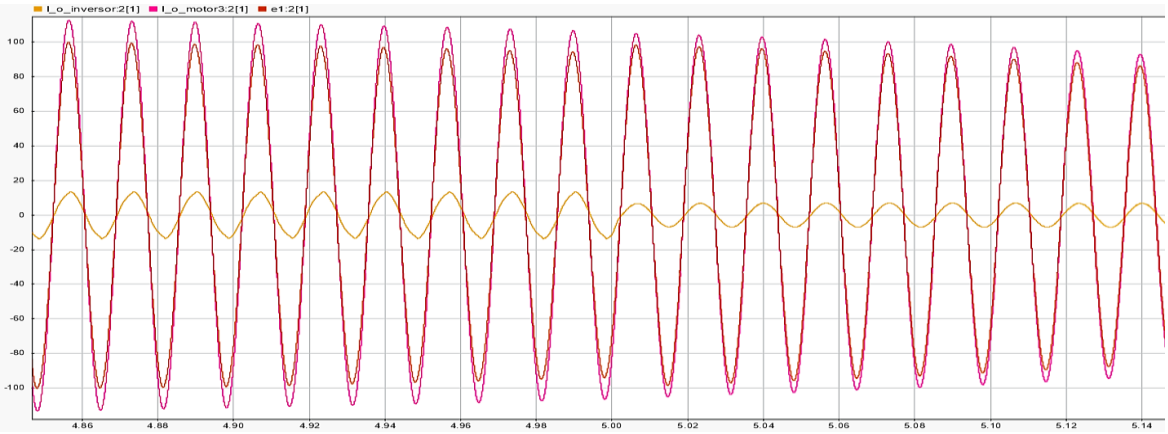


Figura 77. Curva de corrientes inversor, motor, red, Caso 4.

6.5 Caso 5. Se inyecta potencia activa a la carga simulando una reducción en la irradiancia y se entrega una potencia reactiva constante igual a 5500 VAR.

En este caso, se quiere evaluar la capacidad de entregar mayor potencia reactiva por parte del sistema fotovoltaico cuando cae el nivel de irradiancia. Para esto, se simulan las siguientes condiciones:

- Q = 5500 VAR para todo *t*.
- Irradiancia 400 w/m^2 para todo *t*.

En la Figura 78 se observan los resultados de la simulación en régimen permanente. El SGF puede seguir la corriente de referencia al aumentar la potencia reactiva entregada por el sistema fotovoltaico para bajos niveles de irradiancia. Lo anterior indica que podría proponerse un control que busque maximizar la inyección de potencia reactiva según los requerimientos de la red, en función del nivel de irradiancia o potencia activa entregada por el generador fotovoltaico, con el fin de aprovechar al máximo las capacidades del inversor y su opción de operación como un filtro activo.

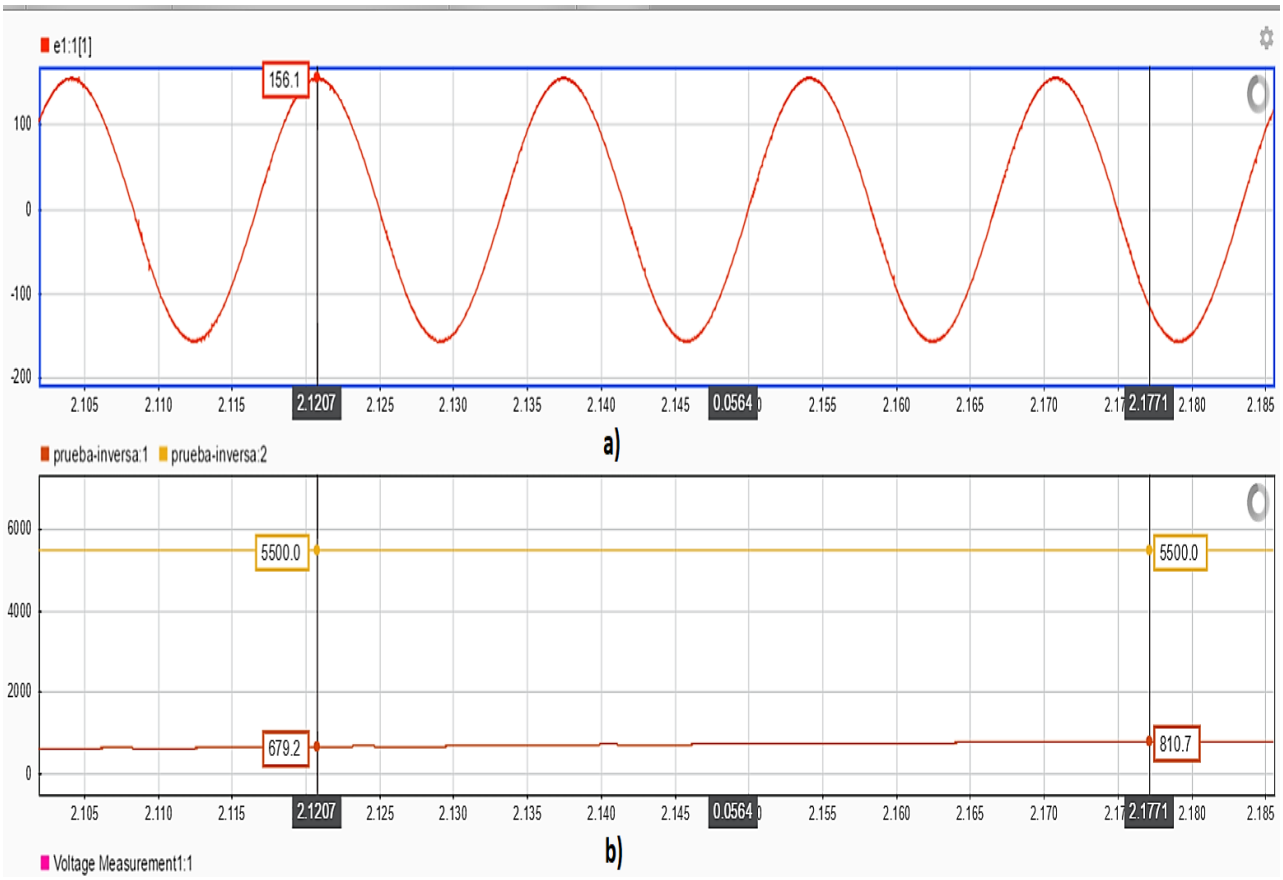


Figura 78. a) Tensión en la red; b) Potencias activa y reactiva suministradas por el SGF, Caso 5.

6.6 Casos 6 y 7: Se inyecta potencia activa a la red y se entrega una potencia reactiva constante igual a 2000 VAR en atraso. Se inyecta potencia activa a la red y se entrega una potencia reactiva constante igual a 2000 VAR en adelanto.

En este caso se analizó el comportamiento del sistema ante la conexión y desconexión de cargas inductivas para la inyección de potencia reactiva tanto en atraso, como en adelanto. Se realizó el análisis para los dos casos en paralelo y comparando con los resultados del caso 1, escenario 1.

Las Figura 79 y 81 muestran las tensiones iniciales en la red y el PCC respectivamente, en estado estable para el caso de suministro por parte del SGF de potencia reactiva en atraso y adelanto.

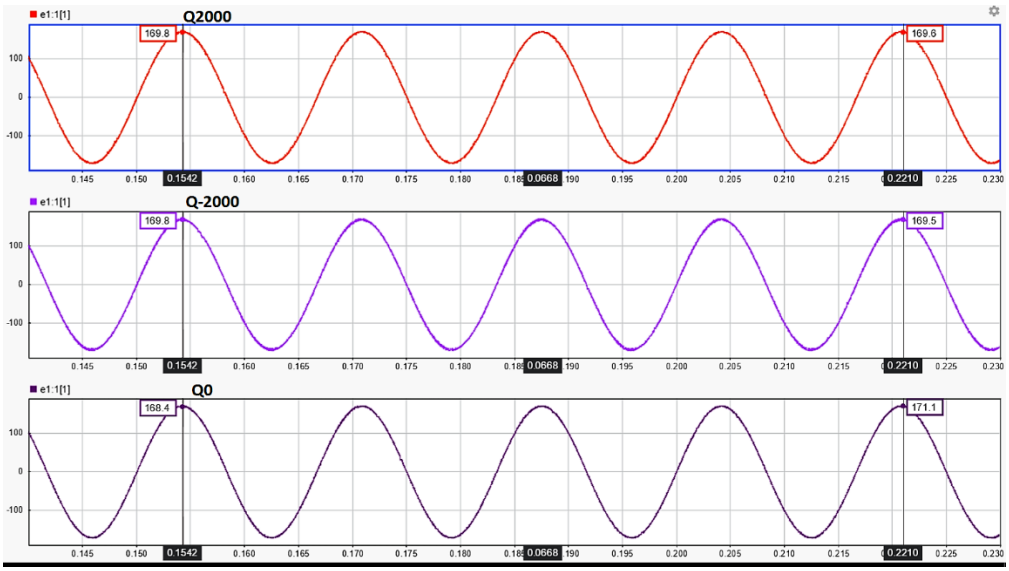


*Figura 80.*Tensión inicial en la red para cada uno de los casos 6-7.

La Figura 82, muestra caída de la tensión en el PCC t=2 [s] , cuando se energiza el motor, la tensión en el PCC en estado transitorio para el caso de suministro por parte del SGF de potencia reactiva en atraso es de 152,1 [V]. Cuando se entrega potencia reactiva en adelanto es de un valor de 151,2 [V], y en el caso que el SGF entregue solo potencia activa es 151,8 [V]. Se puede considerar que una buena estrategia para la reducción de la caída de tensión en el arranque es la inyección de potencia reactiva en atraso, para este caso.

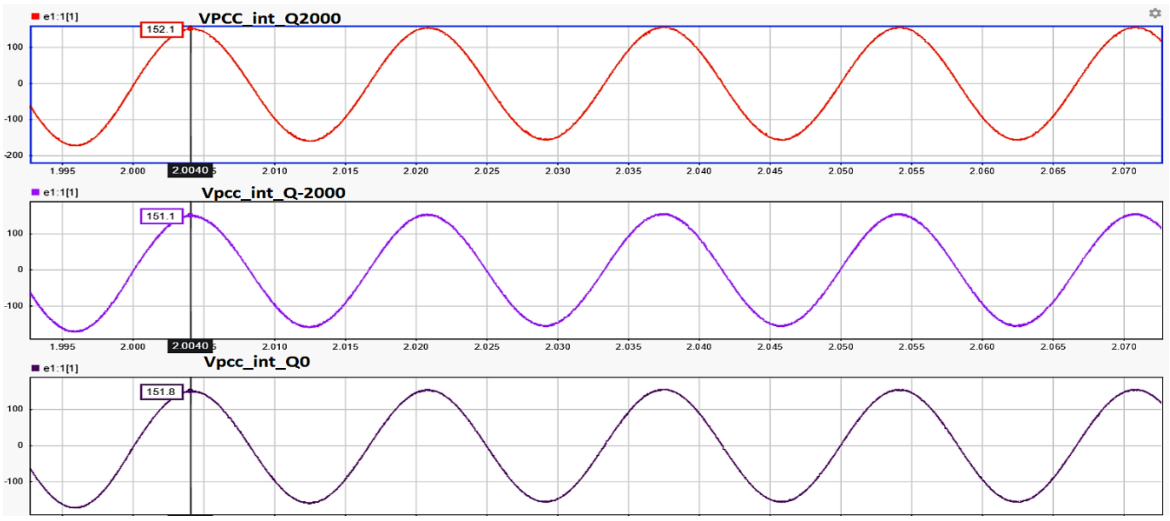


Figura 81. Tensiones es el PCC, en el arranque del motor, para cada uno de los casos 6-7 y caso 1-escenario 1.

La Figura muestra el comportamiento de la tensión de continua (Vdc) en todo el tiempo de simulación. Se posible observa que cuando el SGF entrega reactivos se la tensión de continua Vdc requiere más de tiempo para estabilizarse al valor de referencia (la irradiancia se considera constante en este caso de análisis).

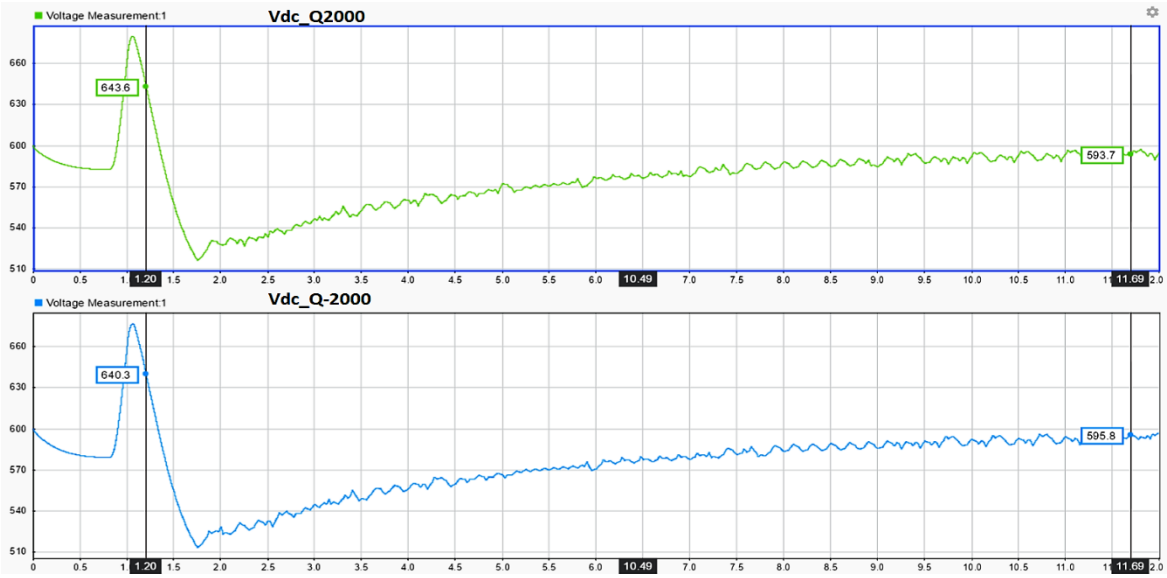


Figura 82. Comportamiento de la tensión continua (Vdc) para cada los casos 6-7.

La Figura , muestra el comportamiento del valor eficaz de la tensión para todo el tiempo de simulación (Vemos) en el PCC y la potencia entregada por cada SGF, en el caso 6 el SGF entrega P=2000[W] y Q=-2000 en el caso 7 el SGF entrega P=2000[W] y Q=2000

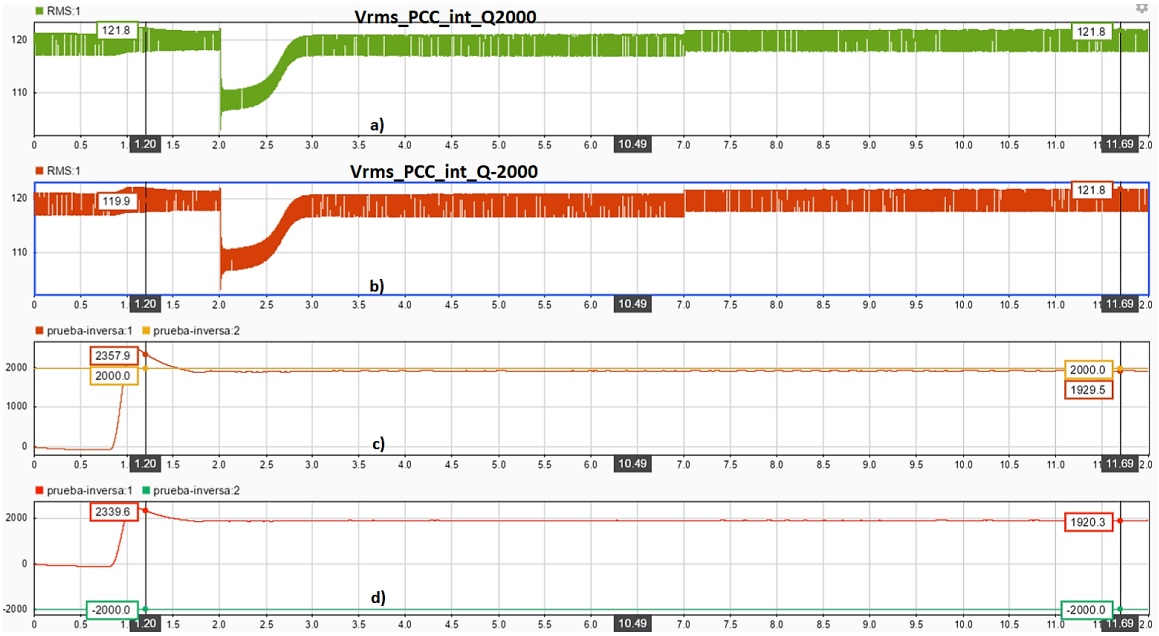


Figura 83. a) Valor eficaz de la tensión en el PCC caso entrega Q=-2000, b) Valor eficaz de la tensión en el PCC caso entrega Q=2000, c) Potencia entregada por el SGF caso 6 d) Potencia entregada por el SGF caso 6.

La Figura , muestra las tensiones en el PCC después de transcurrido el transitorio del arranque. El caso en que el SGF entrega Q=2000 la tensión máxima es 169,4 [V], el caso en que el SGF entrega Q=-2000 el valor máximo de la tensión es 166,4 [V] y cuando el sistema entrega solo potencia reactiva el valor máximo es de 171,1 [V], cuando el SGF entrega solo activa a la carga la tensión en la red alcanza su valor inicial después de ocurrido el transitorio; por otra parte, en el caso en que el SGF entrega reactivos en atraso y adelanto la tensión después de los transitorios es menor al valor inicial de la red.

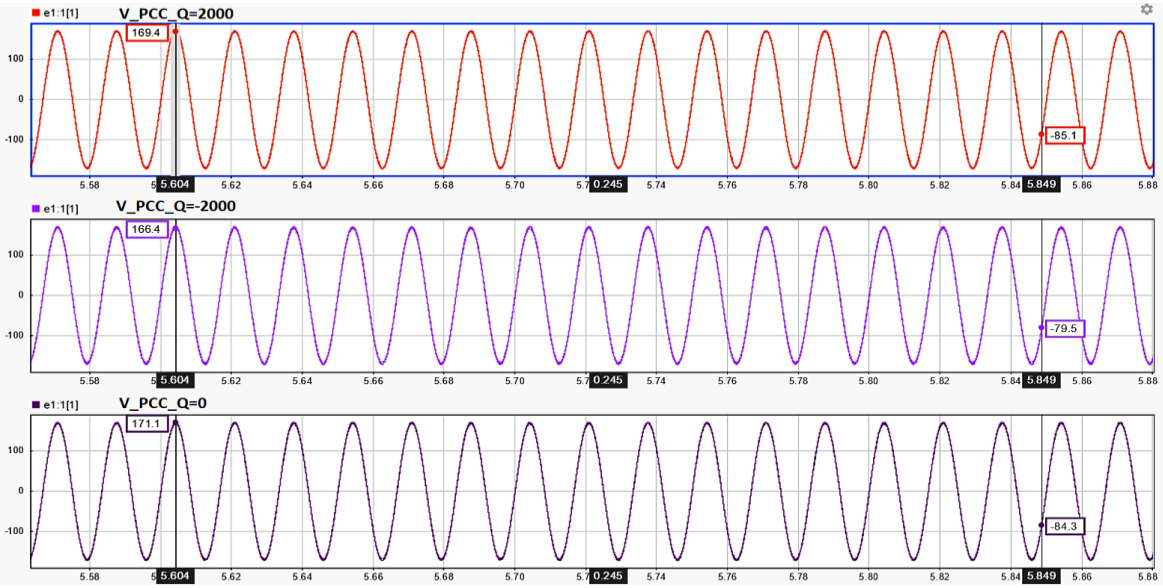


Figura 84. Tensiones es el PCC en estado estable, para cada uno de los casos 6-7 y caso 1-escenario 1.

La Figura 85, muestra las ondas de tensión y corriente en el PCC después de transcurrido el transitorio del arranque y considerando que en t=7 [s], en el intervalo de tiempo en el cual se encuentra la carga conectada a la red, en el caso en el que el SGF entrega potencia reactiva en atraso, el aporte de corriente por la red en pequeño; en el caso en el que el SGF entrega potencia reactiva en adelanto, el aporte de corriente por la red es alto porque está suministrando los reactivos requeridos en ese punto y en el intervalo de tiempo en el cual se desconectada la carga a la red, en el caso en el que el SGF entrega potencia reactiva en atraso, el aporte de corriente por la red es alto como se puede observar en t=7,015[s] y en el otro caso se reduce, con esto se puede notar que el diseño de los inversores de potencia de los sistemas se debe investigar el tipo de carga que se instalara y definir el aporte del SGF a la desconexión de la carga.

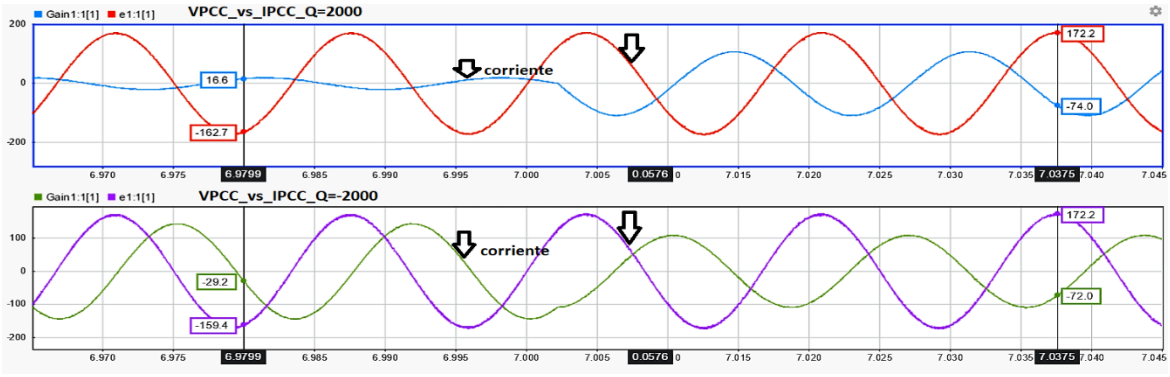


Figura 85. Tensiones es el PCC vs Corriente en la red, Estado estable, en t=7 [s], se desconecta la carga, para cada uno de los casos 6-7 y caso 1-escenario 1.

Como es posible observar en la Figura 86, la desconexión de la carga puntual en el PCC, en los tres casos de análisis genera un aumento en la tensión del PCC, esto puede generar mayores problemas a medida que se aumenta la potencia generada, en la variaciones de tensión en la red.

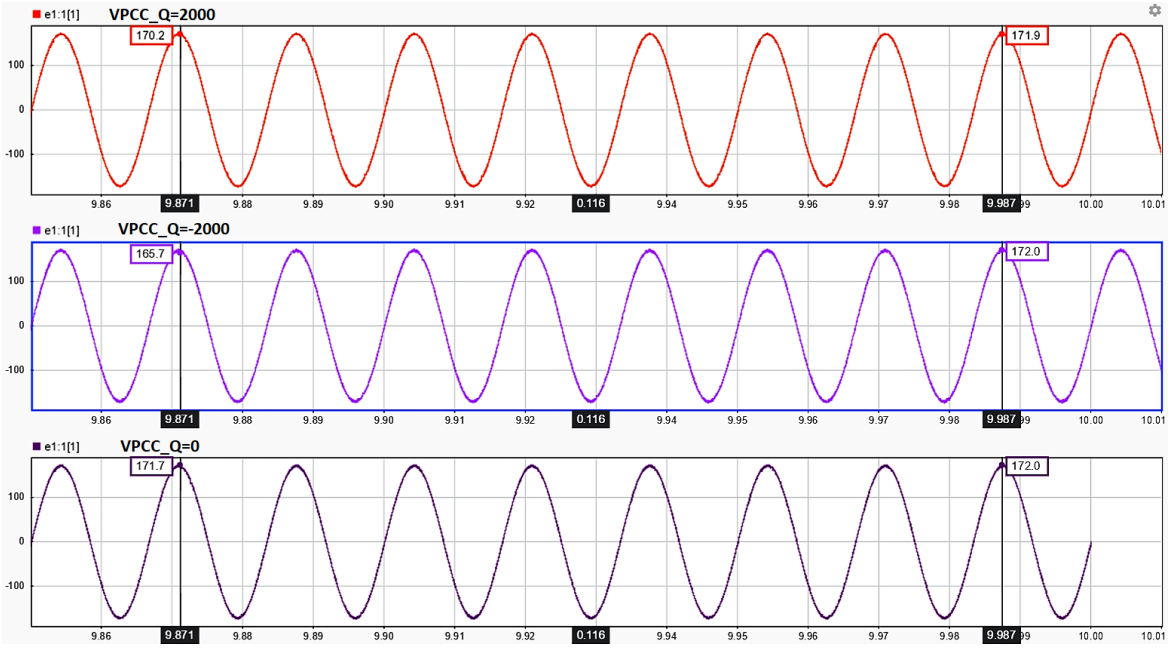


Figura 86. Tensiones es el PCC, Estado estable, en t=9 [s], para cada uno de los casos 6-7 y caso 1-escenario 1.

\

7 CONCLUSIONES

Esta sección presenta las conclusiones más importantes del trabajo de investigación realizado.

- La conexión de los motores de inducción con arranque directo a los SGF genera una caída de tensión tanto en la red de suministro, como en los terminales del inversor, esto debido a los requerimientos de potencia al arranque de estas cargas.
- Cuando los SGF solo entregan potencia activa, su comportamiento no se ve afectado por los requerimientos de potencia reactiva a la carga.
- La inyección de potencia reactiva sin control en el arranque de los motores de inducción mejora la caída de tensión. Sin embargo, genera una distorsión en la corriente en la red, una sobretensión en el condensador del lado de continua del inversor y un sobredimensionamiento de los dispositivos del sistema fotovoltaico.
- La inyección de potencia reactiva por parte del SGF, logra compensar el factor de potencia de la carga, disminuyendo así los requerimientos de reactivos de la carga a la red, lo que mejora la capacidad de la transmisión de potencia y disminuye las pérdidas de potencia en la red.
- La inclusión de la funcionalidad de generación de potencia reactiva por parte del SGF, mejora en una pequeña proporción la caída de tensión en el PCC en el intervalo de arranque de los motores de inducción.
- La desconexión de las cargas inductivas no genera efectos negativos en el comportamiento del SGF, pero esto genera un aumento en la tensión de la red y este es mayor cuando el SGF solo entrega potencia activa.

- Se analizó que en los intervalos de tiempo donde cambia la tensión, hay dos estrategias que mejoran las condiciones del sistema: primero la inyección de potencia reactiva en atraso cuando hay caídas de tensión y la segunda la inyección de potencia reactiva en adelanto cuando hay aumentos de tensión.
- Cuando se limita la potencia reactiva máxima entregada por el SGF en el arranque de cargas altamente inductivas, el sistema de generación fotovoltaico puede seguir la corriente de referencia en estado transitorio, reduciendo la distorsión de la corriente inyectada y las sobrecarga en el condensador del lado de continua del inversor.
- Tal como se evidenció en los resultados de simulación, el SGF puede entregar mayor potencia reactiva para bajos niveles de irradiancia. Lo anterior indica que podría proponerse un control que busque maximizar la inyección de potencia reactiva según los requerimientos de la red, en función del nivel de irradiancia o potencia activa entregada por el generador fotovoltaico, con el fin de aprovechar al máximo las capacidades del inversor para operar como filtro activo.
- Realizando una comparación de los resultados de simulación de un inversor diseñado para suministrar tanto potencia activa como reactiva suministrada por panees fotovoltaicos con los obtenidos experimentalmente con la implementación de un sistema de conexión de paneles fotovoltaicos comercial, el cual fue realizado en el desarrollo del trabajo de grado: "Operación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red ante la energización de cargas altamente inductivas" [24], dirigido por la profesora María A. Mantilla y del cual fue Codirectora se estableció lo siguiente:
    - El sistema diseñado y el sistema implementado no responde a las variaciones de potencia activa de la carga motriz de forma similar.

    - El sistema implementado entrega como máximo una potencia reactiva del 10% de la potencia activa.
    - Al reducir la irradiancia, el inversor utilizado en la implementación genera una onda fuertemente distorsionada.
    - Revisadas las especificaciones del sistema comercial, su uso está encaminado a uso residencial, donde las cargas tienen un FP entre 0,9 y 1. Esta es la razón por la cual las diferencias entre los resultados de simulación y experimentación fueron apreciables.
- Tal como se evidenció en los resultados de simulación y experimentación mencionados previamente, los inversores para los SGF deben diseñarse según los requerimientos específicos de la carga y las funcionalidades a implementar.
- Como producto del trabajo de investigación se tienen la codirección del trabajo de grado mencionado previamente y la participación en el IX Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica, SICEL 2017 con la ponencia: "Análisis del comportamiento de sistemas fotovoltaicos ante la energización de cargas altamente inductivas" [25].

Finalmente es importante resaltar que como trabajos futuros se debería continuar con el diseño e implementación de sistemas de electrónica de potencia que permitan la conexión de paneles fotovoltaicos a sistemas eléctricos interconectados con la posibilidad de suministrar tanto potencia activa como reactiva, así como otras opciones que permitan garantizar una adecuada calidad del servicio de energía eléctrica, dadas las perspectivas de alta penetración de sistemas fotovoltaicos en nuestro país.

8 Referencias bibliográficas

Abal, G. (2012). *Fundamentos de Energia Solar Radiación Solar*.

Akagui, H., Watanabe, E., & Aredes, M. (2007). *Instantaneous power theory and applications to power conditioning*. *Wiley-IEEE Press* (Vol. 1542). https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004

Carrasco, J. M., Franquelo, L. G., Bialasiewicz, J. T., Member, S., Galván, E., Guisado, R. C. P., … Moreno-alfonso, N. (2006). Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources : A Survey, *53*(4), 1002–1016.

Diaz, A., Member, I., Saltares, R., Rodriguez, C., Nuñez, R. F., Member, E. I. O. I., & Gonzalez-llorente, J. (2009). Induction Motor Equivalent Circuit for Dynamic Simulation, 1024–1029.

el Motaleb, D. . A. M. A. (2010). Seguimiento del punto de máxima potencia en Sistemas Fotovoltaicos, 1–18.

Engineering, S. E., & Absalyamova, V. (2010). Master Level Thesis Energy Analysis within Industrial Hydraulics and Correspondent Solar PV System Design, (124), 1–156.

Gray, C. (1989). *Electrical machines and drive systems*. *Electrical machines and drive systems*. Retrieved from http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Electrical+Machines+and+Drive+Systems#3

Hassaine, L. (2010). *UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID TESIS DOCTORAL Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores . Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva pa*.

Henneberger, G. (2002). *Electrical Machines I* (1st ed., Vol. 1).

Hersch, P., & Zweibel, K. (1982). Basic photovoltaic principles and methods. *Antimicrobial Agents and Chemotherapy*, *58*(12), 7250–7257. https://doi.org/10.2172/5191389

IEEE. (2018). *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces Sponsored by the IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associate*.

Ortiz-Perez, E., Maldonado, R., O'Neill, H., & Ortiz-Rivera, E. I. (2011). Proposed system model and simulation for three phase induction motor operation with single PV panel. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, (1), 1–6. https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039819

Petit, J. F. (2007). Control de filtros activos de potencia para la mitigación de armónicos y mejora del factor de potencia en sistemas desequilibrados. *Ph.D. Dissertation*, 219.

Rashid, M. H. (2001). *POWER ELECTRONICS Academic Press Series in Engineering*.

Rockwell, A. (1997). Conceptos básicos sobre el uso de los motores de inducción trifásicos. *WP-Motors-ES*, 62.

Rodriguez Perez, J., & Cortés Estay, P. (2012). Predictive Control of a Three Phase Inverter. In *Predictive control of power converters and electrical drives.* (pp. 43–63).

SAMIR KOURO, JOSE I. LEON, DMITRI VINNIKOV, and L. G. F. (2015). *Grid-Connected Photovoltaic Systems* (pp. 47–61).

Sangster, A. J. (2014). Solar Photovoltaics. *Green Energy and Technology*, *194*(4), 145–172. https://doi.org/10.1007/978-3-319-08512-8_7

Vazquez, G., Martinez-Rodriguez, P. R., Sosa, J. M., Renteria-Soto, J. C., & Limones-Pozos, C. A. (2013). Comparative analysis of single-phase grid connected transformerless photovoltaic inverter topologies. *2013 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing, ROPEC 2013*. https://doi.org/10.1109/ROPEC.2013.6702723

W.Hart, D. (1997). *Commonly used Power and Converter Equations*.

Wang, L., Chai, S., Yoo, D., Gan, L., & Ng, K. (2014). *PID and Predictive Control of Electrical Drives and Power Converters using Matlab®/Simulink®*. *Wiley-IEEE Press*. https://doi.org/10.1002/9781118339459

Wetstone, G., Thornton, K., Hinrichs-rahlwes, R., Sawyer, S., Sander, M., Taylor, R., … Hales, D. (2016). *United Arab Emirates*.

Zhao, Q., & Lee, F. C. (2003). High-efficiency, high step-up dc-dc converters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, *18*(1 I), 65–73. https://doi.org/10.1109/TPEL.2002.807188