

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN - CHILE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Operación Desacoplada de una Granja de Generación Eléctrica en Base a Paneles Solares para la Compensación Independiente de Potencia Reactiva

por

Mauricio Alejandro Reyes Pacheco

Profesor guía

José Rubén Espinoza Castro

Concepción, Enero de 2020

Tesis presentada a la

DIRECCIÓN DE POSTGRADO
DE LA UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN



para optar al grado de

MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA CON MENCIÓN
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Operación Desacoplada de una Granja de Generación Eléctrica en Base a Paneles Solares para la Compensación Independiente de Potencia Reactiva

Mauricio Alejandro Reyes Pacheco



Una Tesis del
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Presentada en Cumplimiento Parcial de los Requerimientos del Grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería con Mención en Ingeniería Eléctrica
de la Dirección de Postgrado de la Universidad de Concepción, Chile

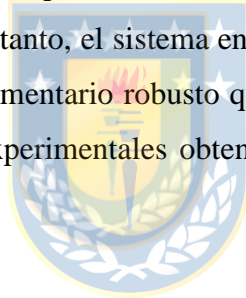
Enero 2020

© Mauricio Alejandro Reyes Pacheco, 2020

Resumen

Mauricio Alejandro Reyes Pacheco, Magíster
Universidad de Concepción, 2020

Este trabajo estudia el funcionamiento de una granja de generación eléctrica basada en paneles fotovoltaicos cuya operación cambia de acuerdo a las condiciones de irradiancia solar y temperatura y que gracias a un algoritmo de control propuesto no altera la acción del servicio complementario como es la compensación de potencia reactiva. En efecto, durante las horas de luz solar el sistema inyecta tanto potencia activa como reactiva hacia la red eléctrica –las pérdidas de la topología son asumidas por el arreglo fotovoltaico–, y ante la ausencia de luz solar el sistema mantiene su inyección de potencia reactiva hacia la red –las pérdidas son tomadas de la red eléctrica–. Más aún, el algoritmo propuesto es capaz de inyectar una cantidad dada de potencia reactiva de manera constante durante la transición entre los modos de operación a pesar de los niveles de potencia activa que están siendo inyectados hacia la red eléctrica. Por lo tanto, el sistema en combinación con el algoritmo propuesto es capaz de proveer un servicio complementario robusto que apoya a la red. Esto es comprobado a partir de resultados de simulación y experimentales obtenidos en un prototipo y equipamiento de laboratorio.





En memoria de mi abuelita Eliana, mi tía Ximena y mi mascota Rambo.

Agradecimientos

Durante este trabajo de tesis viví uno de los momentos, si no el momento más difícil de mi vida. Afortunadamente tuve una buena recuperación y eso permitió que pudiese completar este trabajo. Por eso y más cosas deseo agradecer a las siguientes personas.

Agradezco a mi pareja Vanessa Salas, quien con su amor, cuidado y apoyo incondicional me dieron fuerzas para desarrollar este trabajo, sobre todo en los momentos más difíciles de mi vida. Muchas gracias por soportarme y estar siempre a mi lado. También agradezco a toda su familia, en especial a María y Juan, por aceptarme y estar pendientes de mí.

Deseo agradecer a mi padre Miguel, a mi madre Mónica y a mi hermano Sebastián, quienes han sido fundamentales en mi formación como persona, y que también fueron un pilar importante en mi recuperación y sin ellos no podría haber realizado este trabajo. Gracias por todo su amor y apoyo.

Agradecer a mi familia, tanto de lado Reyes como Pacheco, que siempre han estado pendientes de mí, y yo hago todo lo posible para estarlo de ustedes. Gracias por estar siempre ahí, en especial durante el duro momento que pasé.

Agradezco a mis amigos de la Universidad de Concepción, con los que mantenemos en contacto hasta el día de hoy y que hicieron de todo este proceso más grato, en particular después del atropello. Los mismos agradecimientos van para mis amigos y gente del Goethe Zentrum Concepción, con los cuales aprendí a hablar un nuevo idioma, pero también forjamos una linda relación de amistad y estuvieron pendientes de mí en ese duro momento.

Agradezco también al profesor José Espinoza, a José, Roberto, Felipe y al L.C.D.A., lugar durante desarrollé este trabajo, y, por darme la oportunidad de realizar mi trabajo junto a ustedes, por soportarme todo este tiempo y también por estar ahí para ayudarme con sus consejos y conocimientos, pero en especial por la amistad creada.

Agradezco también a mi viejo amigo Carlos Molina, que a través de la música y la amistad de muchos años ha permitido hacer más llevadero este trabajo.

Finalmente, se agradece el financiamiento otorgado por CONICYT / FONDAP / 15110019, CORFO AtaMoS-TeC 17PTECES-75830 y CONICYT / BASAL / FB0008.

Tabla de Contenidos

| | |
|--|-------------|
| LISTA DE TABLAS | VIII |
| LISTA DE FIGURAS | IX |
| NOMENCLATURA..... | XI |
| ABREVIACIONES..... | XIV |
| CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN | 15 |
| 1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL..... | 15 |
| 1.2. TRABAJOS PREVIOS | 15 |
| 1.2.1 STATCOM | 15 |
| 1.2.2 Sistemas de Generación Fotovoltaica | 20 |
| 1.2.3 Modelo de la Celda Fotovoltaica | 22 |
| 1.2.4 Algoritmo MPPT..... | 23 |
| 1.2.5 PV-STATCOM | 27 |
| 1.3. DISCUSIÓN | 30 |
| 1.4. HIPÓTESIS DE TRABAJO | 31 |
| 1.5. OBJETIVOS | 32 |
| 1.5.1 Objetivo General | 32 |
| 1.5.2 Objetivos Específicos..... | 32 |
| 1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES | 33 |
| 1.7. TEMARIO Y METODOLOGÍA | 33 |
| CAPÍTULO 2. SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA..... | 34 |
| 2.1. INTRODUCCIÓN | 34 |
| 2.2. CONVERTIDOR FUENTE DE VOLTAJE | 34 |
| 2.2.1 Modelo en Ejes abc..... | 34 |
| 2.2.2 Modelo Promedio en Ejes abc..... | 36 |
| 2.2.3 Modelo Promedio en Ejes dq0..... | 37 |
| 2.3. ARREGLO FOTOVOLTAICO | 39 |
| 2.3.1 Modelo de Celda Fotovoltaica “Single Diode Model” (SDM) | 39 |
| 2.3.2 Modelo de Celda Fotovoltaica Propuesta | 41 |
| 2.4. LAZOS DE CONTROL | 46 |
| 2.4.2 Lazos de Corriente..... | 49 |
| 2.4.3 Lazo de Voltaje DC..... | 52 |
| 2.4.4 Algoritmo MPPT..... | 54 |
| 2.5. SIMULACIONES | 55 |
| CAPÍTULO 3. ALGORITMO DE MODO DE OPERACIÓN DEL CONVERTIDOR | 58 |
| 3.1. INTRODUCCIÓN | 58 |
| 3.2. PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL ALGORITMO..... | 58 |
| 3.2.1 Estimación del Punto de Máxima Potencia con Celdas de Referencia | 59 |
| 3.2.2 MPPT P&O Modificado | 60 |
| 3.2.3 Simulación del Sistema incluyendo Algoritmos | 63 |
| 3.3. MEJORAMIENTO DE LOS ALGORITMOS PROPUESTOS..... | 67 |
| 3.3.1 Transientes en la Reconexión del Arreglo Fotovoltaico..... | 67 |
| 3.3.2 Algoritmo del Modo de Operación Modificado..... | 69 |
| 3.3.3 MPPT Perturbar y Observar Definitivo | 71 |
| 3.3.4 Simulación del Sistema incluyendo Algoritmos Modificados | 73 |
| CAPÍTULO 4. RESULTADOS EXPERIMENTALES | 76 |
| 4.1. INTRODUCCIÓN | 76 |
| 4.2. ESTRUCTURA DEL CIRCUITO EXPERIMENTAL | 76 |
| 4.2.1 Circuito de Potencia..... | 77 |

| | | |
|---------------------------------------|---|-----------|
| 4.2.2 | <i>Módulo dSPACE</i> | 80 |
| 4.2.3 | <i>Conexión y Desconexión Emulador PV</i> | 82 |
| 4.2.4 | <i>Estructura Experimental</i> | 84 |
| 4.3. | RESULTADOS | 86 |
| 4.3.1 | <i>Alcances del Experimento</i> | 86 |
| 4.3.2 | <i>Resultados Experimentales</i> | 87 |
| 4.4. | DISCUSIÓN | 94 |
| CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES | | 97 |
| 5.1. | SUMARIO | 97 |
| 5.2. | CONCLUSIONES..... | 98 |
| 5.3. | TRABAJO FUTURO..... | 98 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | | 99 |



Lista de Tablas

| | |
|---|----|
| TABLA 1.1 Tabla de Reglas de la Lógica Difusa..... | 26 |
| TABLA 2.1 Parámetros del convertidor VSI y la carga RL. | 38 |
| TABLA 2.2 Parámetros de una celda del panel FVG60-156..... | 42 |
| TABLA 2.3 Parámetros del arreglo fotovoltaico con panel FVG60-156 (modelo aproximado propuesto)..... | 45 |
| TABLA 2.4 Parámetros lazos de corriente del convertidor. | 52 |
| TABLA 2.5 Parámetros lazo de voltaje de enlace DC..... | 54 |
| TABLA 2.6 Parámetros algoritmo MPPT P&O..... | 55 |
| TABLA 3.1 Parámetros <i>Algoritmo del Modo de Operación del Convertidor</i> | 59 |
| TABLA 3.2 Parámetros Algoritmo MPPT P&O Modificado..... | 63 |
| TABLA 3.3 Parámetros <i>Algoritmo del Modo de Operación del Convertidor Modificado</i> | 71 |
| TABLA 3.4 Parámetros Algoritmo MPPT P&O Definitivo. | 72 |
| TABLA 4.1 Parámetros Máximos Convertidor 6MBP50RA120. | 78 |
| TABLA 4.2 Pines Sección de Control Convertidor 6MBP50RA120. | 78 |
| TABLA 4.3 Parámetros Fuente AC 4500 iL..... | 79 |
| TABLA 4.4 Parámetros Emulador PV Magna-Power SL600-4.3..... | 80 |
| TABLA 4.5 Parámetros Máximos IGBT G4PC40UD..... | 84 |
| TABLA 4.6 Parámetros Máximos Diodo P600B..... | 84 |
| TABLA 4.7 Parámetros del convertidor VSI y la carga RL implementado..... | 85 |
| TABLA 4.8 Parámetros perfil fotovoltaico programado en emulador PV SL600-4.3..... | 86 |
| TABLA 4.9 Parámetros lazos de control implementados. | 86 |
| TABLA 4.10 Parámetros algoritmo MPPT P&O implementado..... | 86 |

Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| Fig. 1.1 Compensador Estático (STATCOM)..... | 16 |
| Fig. 1.2 Malla equivalente entre STATCOM y la Red Eléctrica. | 16 |
| Fig. 1.3 Respuesta de un sistema STATCOM ante cambio escalón de potencia reactiva de la red. . | 17 |
| Fig. 1.4 Región de Operación del VSC trifásico (Plano M_{vd}/M_{vq}). | 18 |
| Fig. 1.5 Rectificador Fuente de Voltaje. | 19 |
| Fig. 1.6 Polos y Ceros del Rectificador Fuente de Voltaje. | 19 |
| Fig. 1.7 Sistemas de Generación Fotovoltaica. | 20 |
| Fig. 1.8 Tipos de arreglos fotovoltaicos. | 21 |
| Fig. 1.9 Sistema fotovoltaico conectado a la red con diagrama en bloques de etapas de control. | 21 |
| Fig. 1.10 Diagrama en bloques de control de un sistema fotovoltaico. | 22 |
| Fig. 1.11 Composición de un arreglo fotovoltaico a partir de la celda fotovoltaica. | 23 |
| Fig. 1.12 Modelos típicos de la celda fotovoltaica. | 23 |
| Fig. 1.13 Generación de la curva característica I-V de la celda fotovoltaica a partir de los modelos. | 23 |
| Fig. 1.14 Curvas características típicas de un panel fotovoltaico. | 24 |
| Fig. 1.15 Ejemplo de funciones de pertenencia. | 26 |
| Fig. 1.16 Respuesta de un sistema fotovoltaico con carga RL ante impacto de carga escalón. | 28 |
| Fig. 1.17 Esquema de Control de la granja solar en conjunto con un sistema eólico. | 30 |
| Fig. 1.18 Sistema doble-área con un sistema fotovoltaico conectado. | 31 |
| Fig. 2.1 Topología Sistema de Generación Solar. | 35 |
| Fig. 2.2 Circuito Equivalente del modelo de la celda SDM. | 39 |
| Fig. 2.3 Curvas Características del modelo de la celda fotovoltaica SDM. | 41 |
| Fig. 2.4 Panel Fotovoltaico FVG60-156. | 42 |
| Fig. 2.5 Corriente de Corto Circuito de la celda del panel FVG60-156. | 43 |
| Fig. 2.6 Voltaje de Circuito Abierto de la celda del panel FVG60-156. | 43 |
| Fig. 2.7 Curvas Características del modelo propuesto de la celda fotovoltaica. | 45 |
| Fig. 2.8 Gráfico comparativo entre el modelo SDM y el modelo propuesto. | 45 |
| Fig. 2.9 Diagrama en Bloques esquema de Control Sistema Solar Trifásico. | 46 |
| Fig. 2.10 Ilustración del método "Hill-Climbing" para la obtención del punto de máxima potencia. | 47 |
| Fig. 2.11 Diagrama en Bloques Algoritmo MPPT para referencia de voltaje de enlace DC. | 48 |
| Fig. 2.12 Diagrama en Bloques Lazo de Regulación de Voltaje de Enlace. | 48 |
| Fig. 2.13 Diagrama en Bloques Lazo de Regulación de Potencia Reactiva de la Red Eléctrica. | 49 |
| Fig. 2.14 Diagramas en bloques lazos de control de corrientes del convertidor. | 51 |
| Fig. 2.15 Diagramas en bloques lazo de voltaje de enlace DC. | 54 |
| Fig. 2.16 Diagrama de Flujo Algoritmo MPPT Perturbar y Observar. | 55 |
| Fig. 2.17 Resultados de simulación sistema de generación fotovoltaica. | 57 |
| Fig. 3.1 Diagrama de Flujo Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor. | 59 |
| Fig. 3.2 VSI Solar con Algoritmo del Modo de Operación del Convertidor ante cambios de Irradiancia. | 61 |
| Fig. 3.3 Diagrama de Flujo Algoritmo MPPT Perturbar y Observar Modificado. | 62 |
| Fig. 3.4 Esquema de control del sistema de generación fotovoltaica incluyendo <i>Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor</i> | 63 |
| Fig. 3.5 Sistema Fotovoltaico con Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor ante Cambios de Irradiancia. | 65 |

| | |
|--|----|
| Fig. 3.6 Sistema Fotovoltaico con Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor ante Cambios de Temperatura..... | 66 |
| Fig. 3.7 Efectos de Impedancia del Cable en Sistema Fotovoltaico con Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor ante Cambios de Irradiancia. | 68 |
| Fig. 3.8 Topología del Convertidor Solar con Red de Carga y considerando Inductancia del Cable. | 68 |
| Fig. 3.9 Sistema Fotovoltaico con Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor ante Cambios de Irradiancia con Red de Carga e Inductancia del Cable..... | 69 |
| Fig. 3.10 Diagrama de Flujo Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor Modificado. | 70 |
| Fig. 3.11 Diagrama de Flujo Algoritmo MPPT Perturbar y Observar Definitivo. | 72 |
| Fig. 3.12 Sistema Fotovoltaico con algoritmos modificados ante Cambios de Irradiancia. | 74 |
| Fig. 3.13 Sistema Fotovoltaico con algoritmos modificados ante Cambios de Temperatura. | 75 |
| Fig. 4.1 Set-up experimental utilizado en el L.C.D.A..... | 76 |
| Fig. 4.2 Equipos del circuito de potencia. | 77 |
| Fig. 4.3 Software del emulador fotovoltaico Magna-Power SL600-4.3. | 79 |
| Fig. 4.4 Equipos para la implementación de sistemas de control. | 80 |
| Fig. 4.5 Panel Conector dSPACE CP1103..... | 81 |
| Fig. 4.6 Bloques simulink para implementación de estrategias de control. | 81 |
| Fig. 4.7 Software de visualización Control Desk..... | 82 |
| Fig. 4.8 Detalle de circuito de conexión/desconexión panel fotovoltaico a implementar. | 83 |
| Fig. 4.9 Circuito de conexión/desconexión panel fotovoltaico. | 83 |
| Fig. 4.10 Diagrama en bloques esquema experimental..... | 85 |
| Fig. 4.11 Operación de PLL para la sincronización con la fuente AC..... | 88 |
| Fig. 4.12 Sistema STATCOM compensando potencia reactiva de la fuente AC. | 89 |
| Fig. 4.13 Resultados gráficos del STATCOM puro visualizados por Control Desk. | 90 |
| Fig. 4.14 Sistema de Generación Fotovoltaica compensando potencia reactiva de la fuente AC. | 91 |
| Fig. 4.15 Resultados gráficos del sistema de generación fotovoltaica visualizados por Control Desk. | 92 |
| Fig. 4.16 Perfil I-V del emulador fotovoltaico operando en torno al punto de máxima potencia. | 93 |
| Fig. 4.17 Fuente AC ante el cambio de modo de generación fotovoltaica a modo STATCOM. | 94 |
| Fig. 4.18 Resultados gráficos del cambio a modo STATCOM visualizados por Control Desk. | 95 |
| Fig. 4.19 Fuente AC ante el cambio de modo STATCOM a modo de generación fotovoltaica. | 95 |
| Fig. 4.20 Resultados gráficos del cambio a modo de generación fotovoltaica visualizados por Control Desk. | 96 |

Nomenclatura

Matrices

| | |
|------------------------|---|
| $\mathbf{T}_{abc-dq0}$ | : matriz de transformación de ejes abc a $dq0$, dimensión 3·3. |
| $\mathbf{T}_{dq0-abc}$ | : matriz de transformación de ejes $dq0$ a abc , dimensión 3·3. |
| \mathbf{W} | : matriz de frecuencia angular de la red. |
| \mathbf{T}_{In} | : matriz de transformación, dimensión 3·3. |

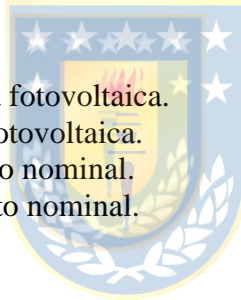
Vectores

| | |
|----------------------|---|
| \mathbf{x} | : vector de n variables de estados, $\mathbf{x} = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_n]^T$ |
| \mathbf{u} | : vector de p variables de entrada, $\mathbf{u} = [u_1 \ u_2 \ \dots \ u_p]^T$ |
| \mathbf{y} | : vector de q variables de salida, $\mathbf{y} = [y_1 \ y_2 \ \dots \ y_q]^T$ |
| \mathbf{p} | : vector de m perturbaciones, $\mathbf{p} = [p_1 \ p_2 \ \dots \ p_m]^T$ |
| \mathbf{s}^{abc} | : vector de función de conmutación $\mathbf{s}^{abc} = [s^a \ s^b \ s^c]^T$ (ejes estacionarios abc). |
| \mathbf{x}^{abc} | : vector de tres variables de estados, $\mathbf{x}^{abc} = [x^a \ x^b \ x^c]^T$ (ejes estacionarios abc). |
| \mathbf{x}^{dq0} | : vector de tres variables de estados, $\mathbf{x}^{dq0} = [x^d \ x^q \ x^0]^T$ (ejes rotatorios $dq0$). |
| \mathbf{v}_s^{abc} | : vector de voltaje de red, $\mathbf{v}_s^{abc} = [v_s^a \ v_s^b \ v_s^c]^T$ (ejes estacionarios abc). |
| \mathbf{v}_s^{dq0} | : vector de voltaje de red, $\mathbf{v}_s^{dq0} = [v_s^d \ v_s^q \ v_s^0]^T$ (ejes rotatorios $dq0$). |
| \mathbf{v}_i^{abc} | : vector de voltaje de salida del inversor, $\mathbf{v}_i^{abc} = [v_i^a \ v_i^b \ v_i^c]^T$ (ejes estacionarios abc). |
| \mathbf{v}_i^{dq0} | : vector de voltaje de salida del inversor, $\mathbf{v}_i^{dq0} = [v_i^d \ v_i^q \ v_i^0]^T$ (ejes rotatorios $dq0$). |
| \mathbf{v}_o^{abc} | : vector de voltaje de carga, $\mathbf{v}_o^{abc} = [v_o^a \ v_o^b \ v_o^c]^T$ (ejes estacionarios abc). |
| \mathbf{v}_o^{dq0} | : vector de voltaje de carga, $\mathbf{v}_o^{dq0} = [v_o^d \ v_o^q \ v_o^0]^T$ (ejes rotatorios $dq0$). |
| \mathbf{i}_s^{abc} | : vector de corriente de red, $\mathbf{i}_s^{abc} = [i_s^a \ i_s^b \ i_s^c]^T$ (ejes estacionarios abc). |
| \mathbf{i}_s^{dq0} | : vector de corriente de red, $\mathbf{i}_s^{dq0} = [i_s^d \ i_s^q \ i_s^0]^T$ (ejes rotatorios $dq0$). |
| \mathbf{i}_i^{abc} | : vector de corriente de salida del inversor, $\mathbf{i}_i^{abc} = [i_i^a \ i_i^b \ i_i^c]^T$ (ejes estacionarios abc). |
| \mathbf{i}_i^{dq0} | : vector de corriente de salida del inversor, $\mathbf{i}_i^{dq0} = [i_i^d \ i_i^q \ i_i^0]^T$ (ejes rotatorios $dq0$). |
| \mathbf{i}_o^{abc} | : vector de corriente de carga, $\mathbf{i}_o^{abc} = [i_o^a \ i_o^b \ i_o^c]^T$ (ejes estacionarios abc). |
| \mathbf{i}_o^{dq0} | : vector de corriente de carga, $\mathbf{i}_o^{dq0} = [i_o^d \ i_o^q \ i_o^0]^T$ (ejes rotatorios $dq0$). |
| \mathbf{m}^{abc} | : índice de modulación, $\mathbf{m}^{abc} = [m^a \ m^b \ m^c]^T$ (ejes estacionarios abc). |
| \mathbf{m}^{dq0} | : índice de modulación, $\mathbf{m}^{dq0} = [m^d \ m^q \ m^0]^T$ (ejes rotatorios $dq0$). |
| \mathbf{u}_i^{dq0} | : salida controlador de corriente linealizada, $\mathbf{u}_i^{dq0} = [u_i^d \ u_i^q \ u_i^0]^T$ (ejes rotatorios $dq0$). |
| \mathbf{e}_i^{dq0} | : entrada controlador de corriente linealizada, $\mathbf{e}_i^{dq0} = [e_i^d \ e_i^q \ e_i^0]^T$ (ejes rotatorios $dq0$). |

Escalares

| | |
|-----------|--|
| x_k | : k -ésima variable de estado. |
| dx_k/dt | : derivada de la k -ésima variable de estado. |
| $f(t)$ | : función en el tiempo continuo. |
| $f(s)$ | : función en el plano de Laplace. |
| i_{dc} | : corriente continua del inversor. |
| v_{dc} | : voltaje de enlace DC del inversor. |
| i_{pv} | : corriente del arreglo fotovoltaico. |
| v_{pv} | : voltaje del arreglo fotovoltaico. |
| p_{pv} | : potencia del arreglo fotovoltaico. |
| I_{mpp} | : corriente del panel fotovoltaico en el punto de máxima potencia. |
| V_{mpp} | : voltaje del panel fotovoltaico en el punto de máxima potencia. |

| | |
|----------------|---|
| P_{mpp} | : potencia máxima del panel fotovoltaico. |
| I_{sc} | : corriente de corto circuito del panel fotovoltaico. |
| V_{oc} | : voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico. |
| G_{ac} | : ganancia asociada a la modulación SPWM. |
| M | : relación de modulación de amplitud. |
| ϕ_m | : fase de la señal moduladora. |
| C_{dc} | : capacitor de enlace DC del inversor. |
| R_{cdc} | : resistencia parásita del capacitor de enlace DC. |
| L_i | : inductancia de filtro de salida del inversor. |
| R_i | : resistencia parásita de inductancia de filtro de salida del inversor. |
| L_o | : inductancia de carga. |
| R_o | : resistencia de carga. |
| fp_s | : factor de desplazamiento de la red eléctrica. |
| fp_o | : factor de desplazamiento de la carga. |
| Q_s | : potencia reactiva de la red eléctrica. |
| f_s | : frecuencia de la red. |
| ω_s | : frecuencia angular de la red. |
| f_{sw} | : frecuencia de conmutación (frecuencia de la portadora). |
| V_{base} | : voltaje de línea nominal. |
| S_{base} | : potencia aparente nominal. |
| f_{base} | : frecuencia nominal. |
| i_{ph} | : corriente fotovoltaica. |
| i_{cell} | : corriente de salida celda fotovoltaica. |
| v_{cell} | : voltaje de salida celda fotovoltaica. |
| I_{sc0} | : corriente de cortocircuito nominal. |
| V_{oc0} | : voltaje de circuito abierto nominal. |
| S | : radiación solar. |
| S_0 | : radiación solar nominal. |
| C_t | : constante térmica de la celda. |
| T | : temperatura ambiental. |
| T_0 | : temperatura nominal de operación. |
| i_D | : corriente del diodo. |
| I_0 | : corriente de saturación inversa del diodo. |
| q | : carga del electrón. |
| v_D | : voltaje del diodo. |
| K | : constante de boltzmann. |
| R_s | : resistencia de salida de la celda fotovoltaica. |
| R_{sh} | : resistencia shunt. |
| A | : factor de idealidad. |
| K_{pv} | : constante modelo aproximado de celda fotovoltaica. |
| N_s | : número de celdas en serie. |
| N_p | : número de celdas en paralelo. |
| u_v | : salida del controlador de voltaje de enlace DC linealizado. |
| e_v | : entrada del controlador de voltaje de enlace DC linealizado. |
| ξ_i | : coeficiente de amortiguamiento lazos de corriente convertidor. |
| ξ_v | : coeficiente de amortiguamiento lazo de voltaje de enlace DC. |
| ξ_{PLL} | : coeficiente de amortiguamiento lazo PLL. |
| $\omega_{n,i}$ | : frecuencia natural lazos de corriente convertidor. |



| | |
|------------------|---|
| $\omega_{n,v}$ | : frecuencia natural lazo de voltaje de enlace DC. |
| $\omega_{n,PLL}$ | : frecuencia natural lazo PLL. |
| k_{pi} | : ganancia proporcional controlador PI lazos de corriente convertidor. |
| k_{pv} | : ganancia proporcional controlador PI lazo de voltaje de enlace DC. |
| k_{pPLL} | : ganancia proporcional controlador PI lazo PLL. |
| T_{ii} | : tiempo integral controlador PI lazos de corriente convertidor. |
| T_{iv} | : tiempo integral controlador PI lazo de voltaje de enlace DC. |
| T_{iPLL} | : tiempo integral controlador PI lazo PLL. |
| T_{mppt} | : periodo de iteración algoritmo MPPT. |
| V_{ref} | : voltaje de enlace DC de referencia. |
| ΔV | : diferencial de voltaje algoritmo MPPT. |
| T_{alg} | : periodo de iteración <i>Algoritmo del Modo de Operación del Convertidor</i> . |
| f_p | : factor de seguridad potencia arreglo fotovoltaico. |
| f_{vdc} | : factor de seguridad voltaje de enlace DC. |
| P_{losses} | : pérdidas asociadas al convertidor. |
| k_{mpp} | : factor de tolerancia voltaje de enlace DC de referencia algoritmo MPPT. |
| k_1 | : factor de tolerancia modo generación algoritmo de operación modificado. |
| k_2 | : factor de tolerancia modo STATCOM algoritmo de operación modificado. |
| ΔV_{ST} | : diferencial de voltaje modo STATCOM algoritmo de operación modificado. |
| \hat{v}_{mpp} | : voltaje estimado celda fotovoltaica en el punto de máxima potencia. |
| \hat{i}_{mpp} | : corriente estimada celda fotovoltaica en el punto de máxima potencia. |
| \hat{p}_{mpp} | : potencia estimada celda fotovoltaica en el punto de máxima potencia. |
| \hat{S} | : irradiancia solar estimada. |
| \hat{T} | : temperatura ambiental estimada. |
| T_{smp} | : tiempo de muestreo dSPACE. |



Abreviaciones

Mayúsculas

| | |
|----------|--|
| F. de T. | : función de transferencia. |
| PV | : photovoltaic (fotovoltaico(a)). |
| MPP | : maximum power point (punto de máxima potencia). |
| MPPT | : maximum power point tracking (seguimiento del punto de máxima potencia). |
| VSI | : voltage source inverter (inversor fuente de voltaje). |
| VSC | : voltage source converter (convertidor fuente de voltaje). |
| VSR | : voltage source rectifier (rectificador fuente de voltaje). |
| CSR | : current source rectifier (rectificador fuente de corriente). |
| STATCOM | : static compensator (compensador estático). |
| DC | : direct current (corriente continua/directa). |
| AC | : alternating current (corriente alterna). |
| PWM | : pulse width modulation (modulación de ancho de pulso). |
| SPWM | : sinusoidal pulse width modulation (modulación de ancho de pulso sinusoidal). |
| P&O | : perturbar y observar. |
| CI | : conductancia incremental. |
| PI | : proporcional integral. |
| PLL | : phase locked loop (lazo de seguimiento de fase). |
| SDM | : single diode model (modelo de un solo diodo). |
| DDM | : double diode model (modelo de dos diodos). |
| PCC | : point of common coupling (punto de acoplamiento común). |
| DSP | : digital signal processor (procesador digital de señales). |
| STC | : standard test condition (condición de prueba estándar). |

Capítulo 1. Introducción

1.1. Introducción General

Una de las fuentes de energías renovables más populares en las últimas décadas es la solar, en particular la captada por paneles fotovoltaicos (PV) [1], utilizada extensamente gracias a sus características [2]. Los requerimientos principales para inyectar esta energía hacia la red eléctrica y diferentes tipos de cargas incluyen un convertidor estático y un esquema de control, entre otros. Las topologías típicas de estos convertidores consideran un convertidor fuente de voltaje trifásico (VSC), lazos de control de las corrientes alternas (AC) del convertidor y un lazo de control del voltaje de enlace del lado de corriente continua (DC) de éste, donde su referencia es obtenida a partir del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) del arreglo de paneles fotovoltaicos. Por otra parte, estas granjas fotovoltaicas son capaces de proveer servicios auxiliares al sistema eléctrico, como la compensación de potencia reactiva [3][4]. Lamentablemente, la inyección de potencia activa está limitada por la disponibilidad de luz solar durante el día. No obstante, acondicionando la planta solar podría hacer que se comporte como un compensador de potencia reactiva puro (STATCOM) durante la ausencia de luz. Sin embargo, la transición entre ambos modos de operación impone condiciones rígidas que los esquemas de control tradicionales no pueden manejar. Este trabajo de tesis propone una estrategia de control que cambia el modo de operación del convertidor fuente de voltaje, dependiendo si hay irradiancia solar o no, pasando de una planta de generación eléctrica solar a un STATCOM puro y viceversa. Este cambio del modo de operación es logrado sin perturbar la compensación de potencia reactiva y así mantener un factor de desplazamiento arbitrario en otro punto de la red de distribución eléctrica, usualmente el punto de acoplamiento común (PCC).

1.2. Trabajos Previos

A continuación se presentan los temas abordados previamente para la realización de este trabajo.

1.2.1 STATCOM

Un STATCOM es un sistema basado en la electrónica de potencia conectado en paralelo entre la red eléctrica trifásica y la carga cuyo objetivo es realizar compensaciones en la primera ante distintas situaciones, tales como cambios de amplitud del voltaje de red, compensación del factor de

desplazamiento de ésta ante cargas con factores pobres y filtro de componentes armónicas en la corriente de red. Para lograr este objetivo, el STATCOM inyecta o absorbe potencia reactiva, dependiendo de la diferencia entre el voltaje de salida del compensador y el voltaje de red. Si el voltaje de salida del compensador es mayor al voltaje de red, se dice que el primero tiene un comportamiento capacitivo, es decir, éste entrega potencia reactiva a la red. Por otra parte, si el voltaje de salida del compensador es menor al voltaje de red, entonces tiene un comportamiento inductivo, es decir, recibe potencia reactiva desde la red. En cuanto a la topología del STATCOM, hoy en día existen distintas topologías de convertidores utilizados para este propósito, sin embargo, uno de los más populares, debido a su simplicidad conceptual y amplia documentación, es el Convertidor Trifásico Fuente de Voltaje (VSC) [5]-[10].

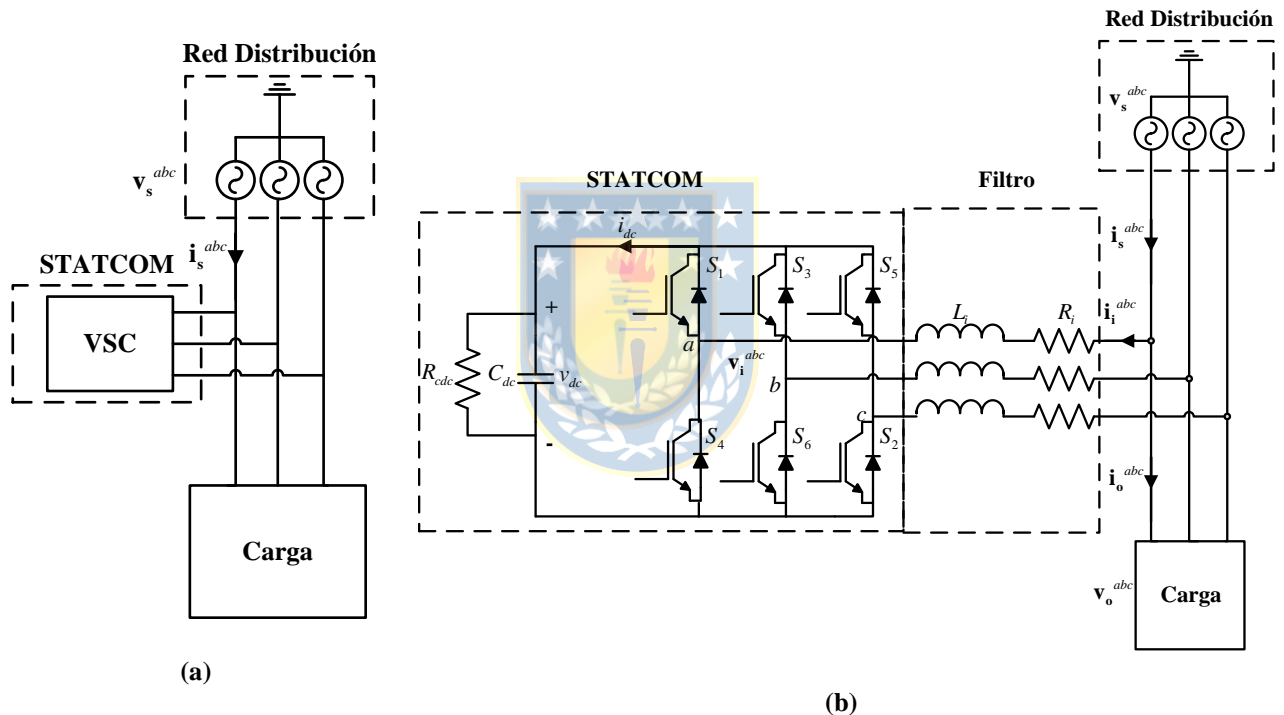


Fig. 1.1 Compensador Estático (STATCOM).

(a) Esquema conceptual, (b) Convertidor Fuente de Voltaje como STATCOM.

Fuente: Elaboración propia.

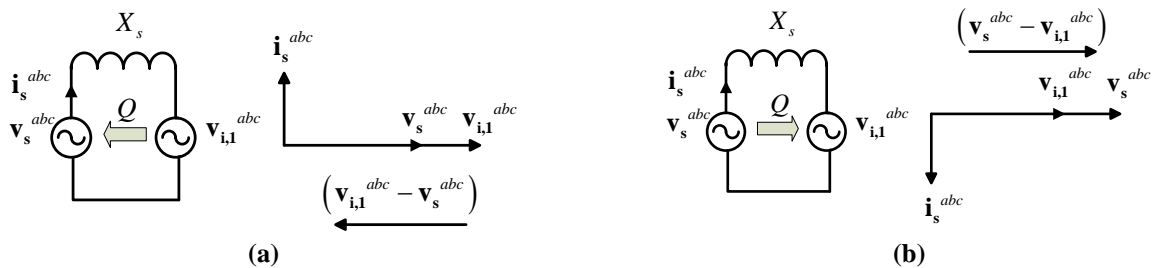


Fig. 1.2 Malla equivalente entre STATCOM y la Red Eléctrica.

(a) Comportamiento Capacitivo STATCOM, (b) Comportamiento Inductivo STATCOM.

Fuente: Elaboración propia.

Un ejemplo de funcionamiento de un sistema STATCOM con una carga RL se observa en la Fig. 1.3 operando de tal forma que inicialmente la red eléctrica mantenga una potencia reactiva de 85[kVAR]. Luego, ocurre un cambio escalón de potencia reactiva que va desde el valor antes mencionado a potencia reactiva nula. Como consecuencia, el convertidor pasa de un comportamiento inductivo de corriente a uno capacitivo, es decir, de absorber potencia reactiva pasa a inyectar potencia reactiva, provocando que el factor de desplazamiento cambie de un valor asociado a un comportamiento inductivo a un valor unitario, es decir, la corriente de red con el voltaje de red quedan en fase. Todo lo anterior ocurre sin que la carga perciba el cambio ocurrido.

Por otra parte, asociado con el convertidor de estos sistemas, es importante estudiar algunos aspectos asociados con los puntos de operación, el control y la estabilidad de éstos. Por una parte, las regiones de operación de los convertidores fuentes de voltaje son el rango de valores de las variables de estado en estado estacionario que pueden alcanzar en la topología [11]. Estas regiones de operación están delimitadas de acuerdo a los índices de modulación, las cuales operan en dos zonas: La Zona Lineal y la Sobremodulación. Luego, de acuerdo al procedimiento de obtener los puntos de operación haciendo las derivadas de las ecuaciones de estado igual a cero se observan distintas condiciones y restricciones para que el convertidor pueda operar. Este análisis se realiza tanto para carga pasiva como activa. Finalmente, se obtienen las regiones de operación y se realizan las siguientes observaciones:

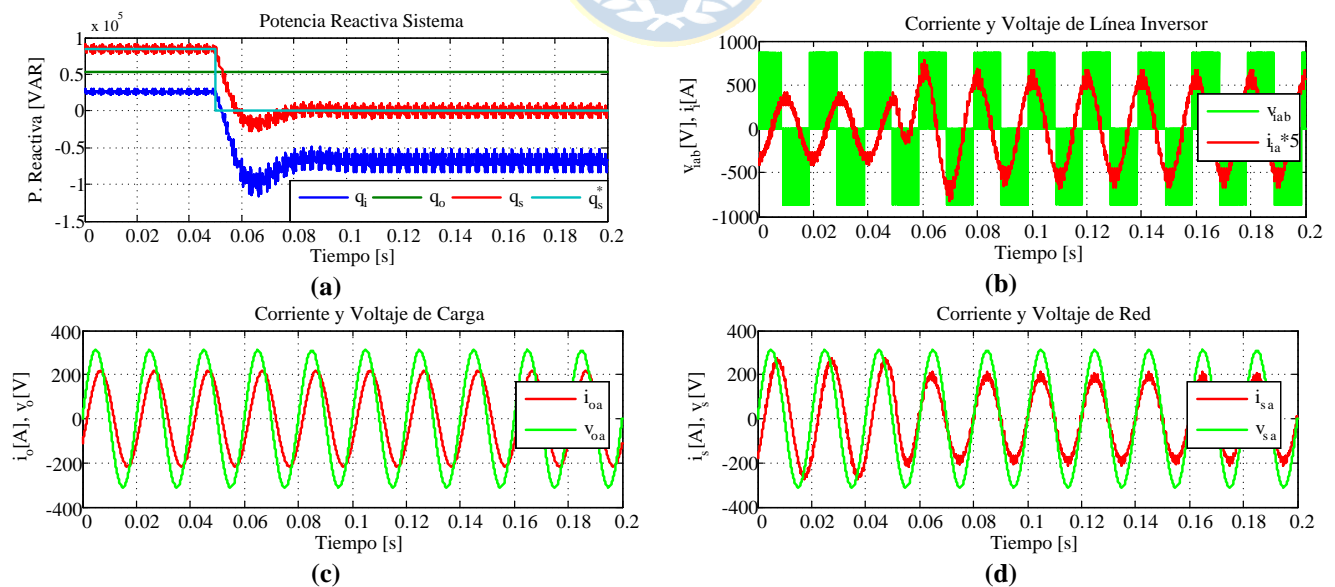


Fig. 1.3 Respuesta de un sistema STATCOM ante cambio escalón de potencia reactiva de la red.

(a) Potencia reactiva del convertidor q_i , de carga RL q_o y de la red q_s con su referencia, (b) corriente y voltaje del convertidor, (c) corriente y voltaje de carga RL, (d) corriente y voltaje de la red.

Fuente: Elaboración propia.

- Para un nivel de potencia activa dado existe una cantidad limitada de potencia reactiva que puede ser generada o absorbida por la topología.
- El máximo nivel de potencia reactiva es logrado a 0,707 veces la máxima potencia activa en ambas topologías cuando se alimenta una carga pasiva.
- En cargas activas el máximo nivel de potencia reactiva depende de la cantidad de potencia activa.
- En el modo regenerativo las topologías de frente activo son igualmente capaces de suministrar o absorber cantidades limitadas de potencia reactiva.

Junto a lo descrito anteriormente, la estabilidad de los convertidores fuente de voltaje guarda relación con las características del sistema de tal forma que, entre otras condiciones, ante una entrada de valor acotado entregue un valor de salida acotado [12]. Para estudiar la estabilidad, generalmente se estudian los polos de las Funciones de Transferencia (F. de T.) en el lugar geométrico de las raíces. En la Fig. 1.6 se estudian los polos de un convertidor fuente de voltaje considerando una carga activa (Fig. 1.5) [13]. Se puede comentar que, de acuerdo a la orientación de la carga activa, el polo de la F. de T. del bus DC c/r a la corriente de red en el eje 'd' puede estar ubicado en el semi-plano izquierdo o derecho, siendo el último cuando el convertidor opera en modo regenerativo. Por lo tanto, considerando el hecho que el lazo maestro de voltaje DC es de una dinámica más lenta que los lazos internos de corriente, se pueden considerar a éstos desacoplados y se pueden considerar las corrientes de red de referencia para el diseño del lazo exterior. Para el diseño de este lazo se hace una compensación feedforward y así simplificar la F. de T. de éste [14][15].

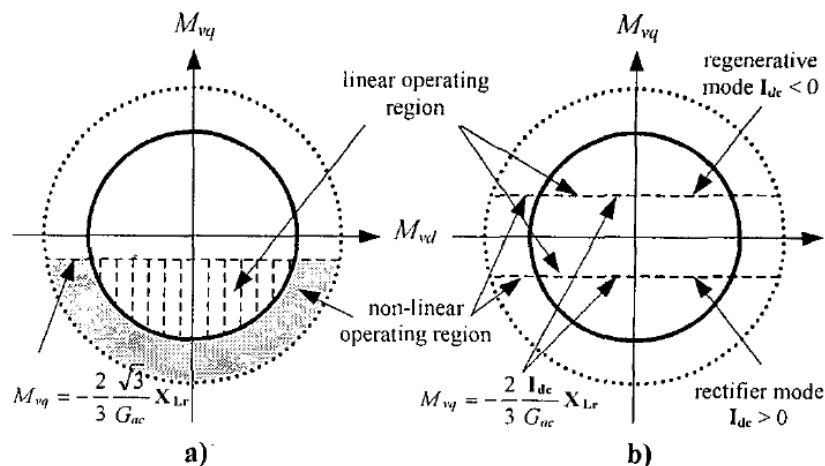


Fig. 1.4 Región de Operación del VSC trifásico (Plano M_{vd}/M_{vq}).

(a) Carga Pasiva, (b) Carga Activa.

Fuente: [11]

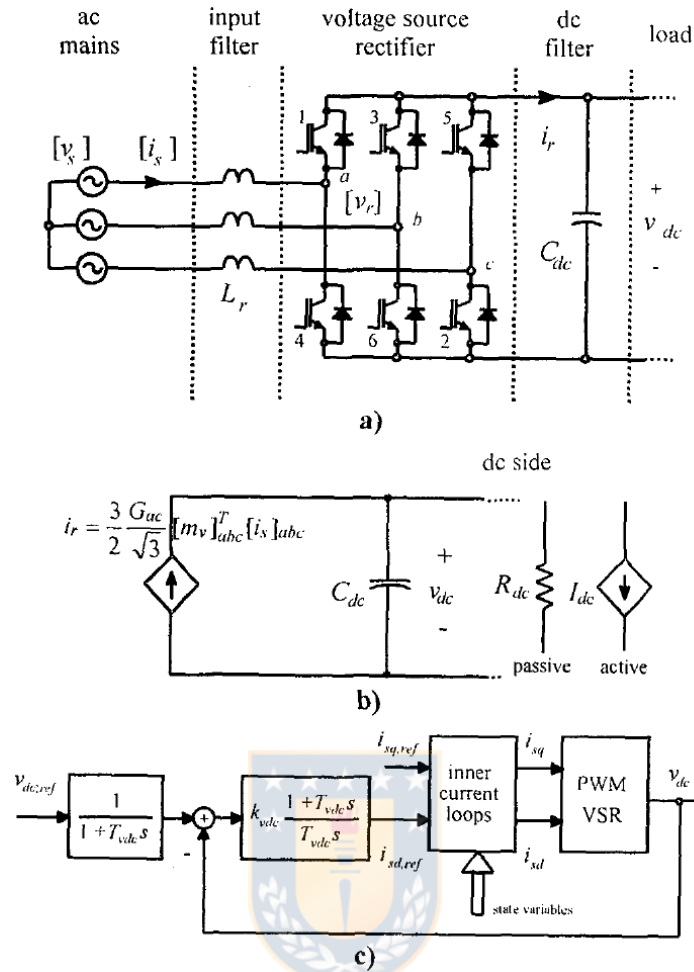


Fig. 1.5 Rectificador Fuente de Voltaje.
 (a) Circuito completo, (b) Modelo lado DC, (c) Esquemas de Control.
 Fuente: [13]

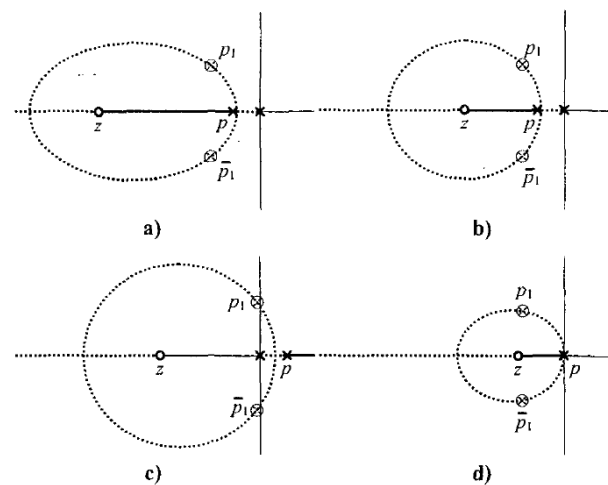


Fig. 1.6 Polos y Ceros del Rectificador Fuente de Voltaje.
 (a) Carga Resistiva (Controlador PI), (b) Carga Activa en Modo Rectificación (Controlador PI), (c) Carga Activa en Modo Generación (Controlador PI), (d) Esquema de Control No Lineal.
 Fuente: [13]

1.2.2 Sistemas de Generación Fotovoltaica

Los sistemas de generación fotovoltaica son aquellos cuya fuente de energía proviene de algún panel fotovoltaico o un conjunto de paneles conectados convenientemente. Este arreglo fotovoltaico es conectado a un convertidor o conjunto de convertidores, el cual permite la conversión de esta energía de acuerdo a las necesidades del usuario (Nota: en este trabajo se aborda la topología trifásica fuente de voltaje). Entre los tipos de sistemas de generación se encuentran los siguientes:

- Sistemas Aislados (*Stand-Alone*): Son aquellos sistemas independientes de la red eléctrica y el suministro de energía a distintas cargas depende solo del sistema de generación fotovoltaica (Fig. 1.7 (a)).
- Sistemas Conectados a la Red (*Grid-Connected*): Son aquellos sistemas de generación eléctrica que están conectados con la red de distribución. Estos son utilizados para inyectar potencia activa a la red eléctrica y/o complementar la inyección de potencia a alguna carga, en caso de existir.

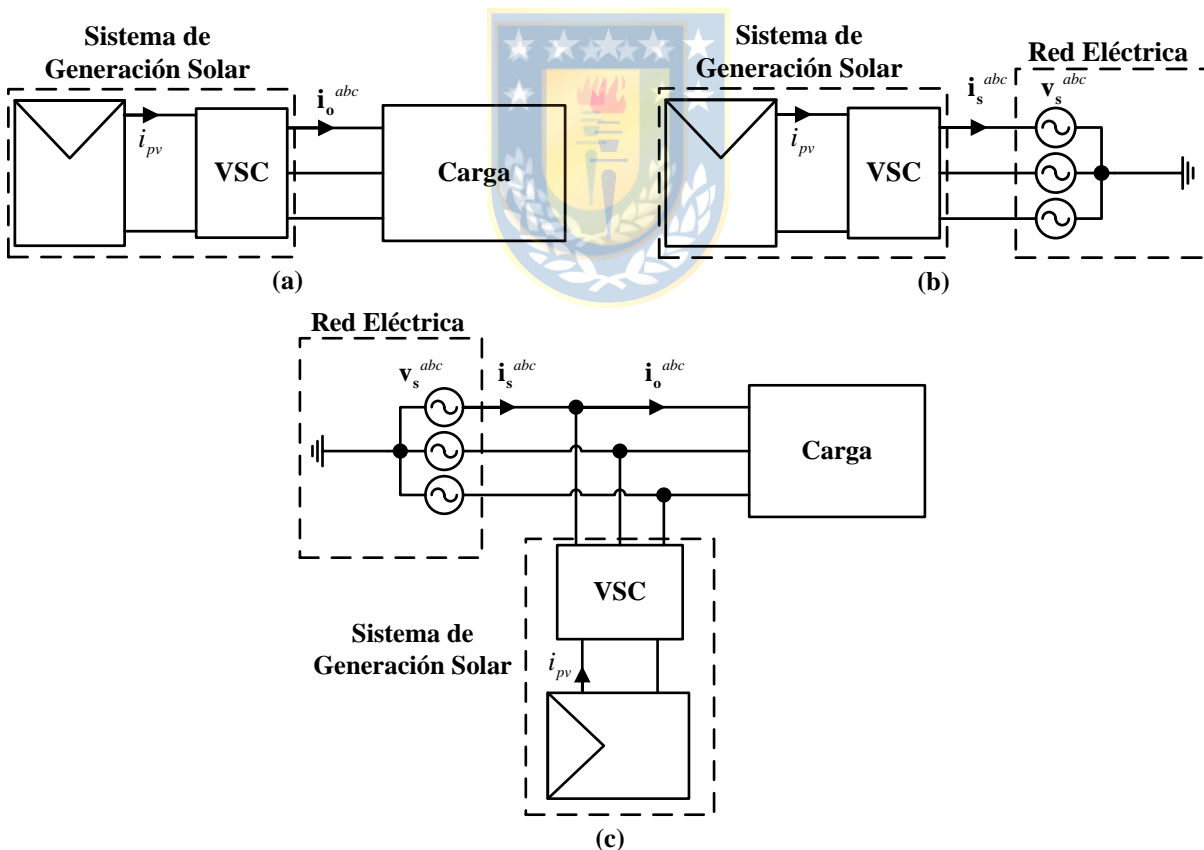


Fig. 1.7 Sistemas de Generación Fotovoltaica.

(a) Sistema aislado, (b) Sistema conectado a la red (sin carga), (c) Sistema conectado a la red (con carga).

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, la configuración del arreglo fotovoltaico depende de las necesidades requeridas para la aplicación. Entre los más usados está la configuración centralizada, en la que el arreglo se conecta a un solo convertidor; la configuración tipo string, la cual son varios arreglos fotovoltaicos conectados a cada convertidor; la configuración multi-string, que son múltiples arreglos conectados cada uno a una etapa DC/DC y que luego se conectan a un inversor central.

La estructura de un sistema fotovoltaico no cambia en demasía con respecto a un convertidor trifásico fuente de voltaje. De hecho, los lazos de control que se implementan son los mismos, es decir, lazos internos de corrientes del convertidor y el voltaje de enlace DC. No obstante, una diferencia a considerar es que la referencia del voltaje de enlace DC es obtenido a partir de algún algoritmo que se encarga de seguir el punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico, el cual puede cambiar de acuerdo a las condiciones de irradiancia y temperatura ambientales [16]-[25].

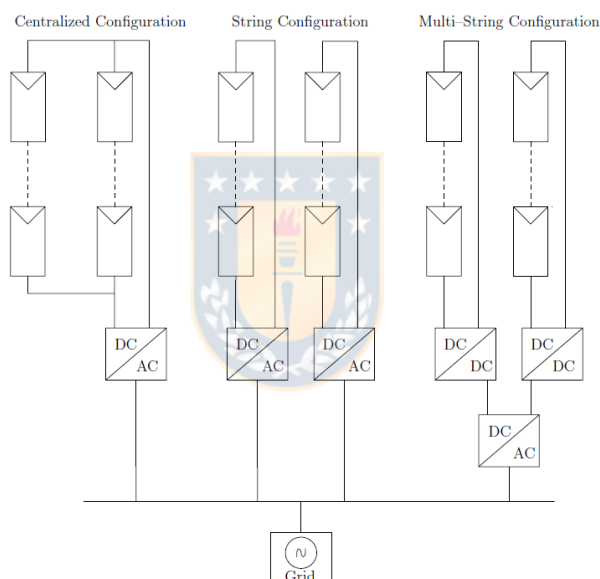


Fig. 1.8 Tipos de arreglos fotovoltaicos.

Fuente: [20].

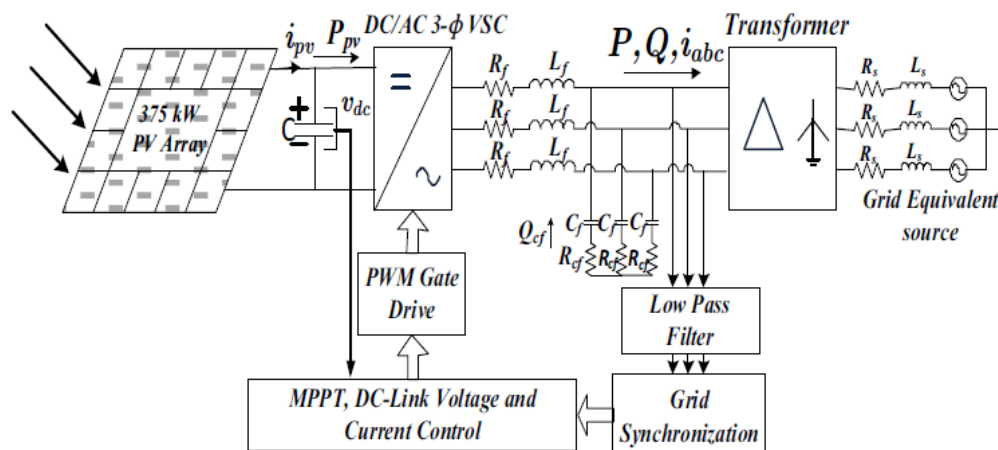


Fig. 1.9 Sistema fotovoltaico conectado a la red con diagrama en bloques de etapas de control.

Fuente: [16].

Una característica de estos sistemas fotovoltaicos es que son capaces de cumplir funciones complementarias al sistema eléctrico, en caso de estar conectados a éstos. Un ejemplo de aquello es la compensación de potencia reactiva, lo que permite mejorar la calidad de la red eléctrica reduciendo la presencia de potencia reactiva [19][21].

1.2.3 Modelo de la Celda Fotovoltaica

La celda fotovoltaica es la base de un panel fotovoltaico (Fig. 1.11). Un panel fotovoltaico está compuesto por una cantidad determinada de celdas fotovoltaicas conectadas entre sí en serie y en paralelo. Estos dispositivos funcionan a partir de la captación de luz solar y la transformación de esta luz en energía eléctrica producto del efecto fotovoltaico.

La celda fotovoltaica, desde el punto de vista eléctrico, se analiza mediante alguna representación de circuito (Fig. 1.12). Los modelos típicos en la bibliografía es el Single Diode Model (SDM), el cual posee varios elementos que lo describen, entre ellos resistencias asociadas a las pérdidas y fugas de corriente, factor de idealidad, la corriente de saturación de inversa asociada al diodo antiparalelo y una fuente de corriente que depende de la irradiancia solar [26][27]. Este modelo, sin embargo, muestra imprecisiones ante bajos niveles de iluminación. En ese aspecto, se puede mejorar el modelo anterior incorporando un segundo diodo en paralelo (DDM – *Double Diode Model*). No obstante, estos modelos consideran aseveraciones tales como que la corriente que circula a través de la celda es una superposición de dos, una debido a la polarización de las junturas y otra debido a la irradiancia, lo cual no es del todo preciso. No obstante, en la práctica estos modelos generalmente representan de manera medianamente ajustada a la curva característica corriente-voltaje y por lo tanto son herramientas útiles para evaluar el desempeño de la celda a partir de los parámetros de estos modelos [26].

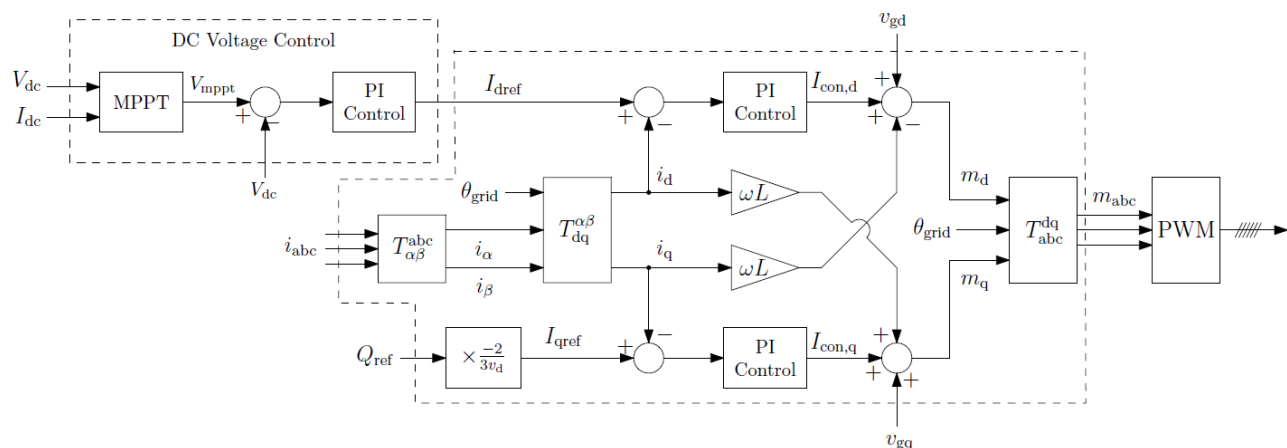


Fig. 1.10 Diagrama en bloques de control de un sistema fotovoltaico.

Fuente: [20].

1.2.4 Algoritmo MPPT

Un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*) es un conjunto de operaciones que son realizadas a partir de la medición de las variables eléctricas de un sistema fotovoltaico (voltaje y corriente generalmente), cuyo objetivo final es calcular el punto de las curvas características corriente-voltaje (I-V) y/o potencia-voltaje (P-V) donde se alcanza el valor máximo de potencia. La salida que entrega el algoritmo MPPT es generalmente alguna señal de control que genere una acción tal que haga al sistema en el cual se implementa operar en el punto de máxima potencia calculado.

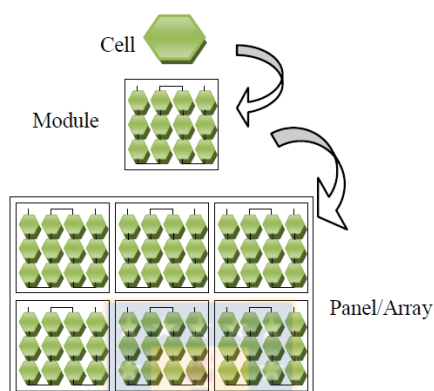


Fig. 1.11 Composición de un arreglo fotovoltaico a partir de la celda fotovoltaica.

Fuente: [26].

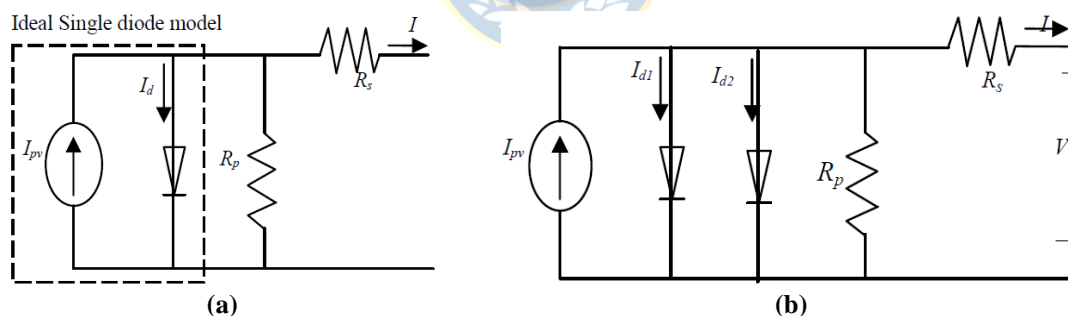


Fig. 1.12 Modelos típicos de la celda fotovoltaica.

(a) Single Diode Model (SDM), (b) Double Diode Model (DDM).

Fuente: [26].

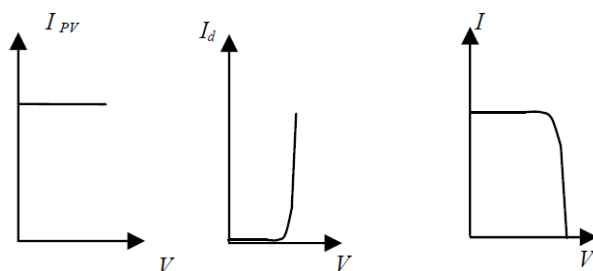


Fig. 1.13 Generación de la curva característica I-V de la celda fotovoltaica a partir de los modelos.

Fuente: [26].

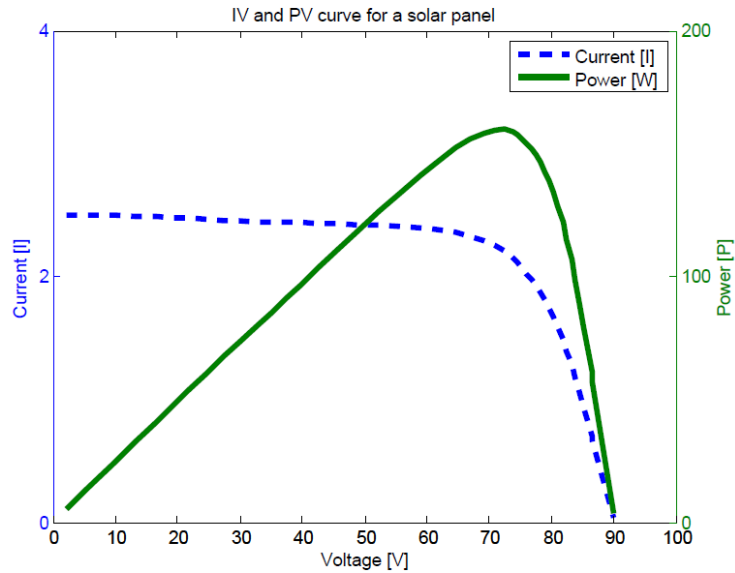


Fig. 1.14 Curvas características típicas de un panel fotovoltaico.

Fuente: [28].

En la actualidad existen distintas metodologías para alcanzar el punto de máxima potencia de un arreglo fotovoltaico a partir de un algoritmo. Entre las más estudiadas se encuentran las siguientes [28]:

A. *Escalada de Colina (Hill Climbing)*

El nombre de este tipo de algoritmo significa que éste va moviéndose por las curvas características del arreglo fotovoltaico en cada iteración hasta encontrar el punto de máxima potencia (MPP – *Maximum Power Point*) [28][29]. Entre los más populares de este estilo son:

- Perturbar y Observar (P&O): El algoritmo P&O perturba la señal que controla al convertidor, de tal forma que avanza por las curvas características del arreglo fotovoltaico. La perturbación genera un nuevo punto de operación con una nueva salida, y va haciendo esto hasta encontrar el punto de máxima potencia.
- Control de Realimentación de dP/dV : Este algoritmo está basado en la derivada de la potencia del arreglo con respecto al voltaje de éste de acuerdo a la siguiente afirmación:

$$\frac{dP}{dV} = 0, \text{ en el MPP}$$

$$\frac{dP}{dV} > 0, \text{ a la izquierda del MPP.} \quad (1.1)$$

$$\frac{dP}{dV} < 0, \text{ a la derecha del MPP}$$

El algoritmo evalúa estas definiciones y va ajustando la salida de éste de tal forma de lograr que la variación de potencia con respecto al voltaje sea cero.

- **Conductancia Incremental:** Este algoritmo es una versión mejorada del control por realimentación dP/dV , considerando que esta definición se puede expresar como

$$\frac{dV}{dP} = V \frac{dI}{dV} + I \frac{dV}{dV} = V \frac{dI}{dV} + I, \quad (1.2)$$

y combinando esta ecuación con (1.1) se tiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} \frac{dI}{dV} &= -\frac{I}{V}, \text{ en el MPP} \\ \frac{dI}{dV} &> -\frac{I}{V}, \text{ a la izquierda del MPP.} \\ \frac{dI}{dV} &< -\frac{I}{V}, \text{ a la derecha del MPP} \end{aligned} \quad (1.3)$$

Luego, estas condiciones se van evaluando en cada iteración hasta encontrar el punto de máxima potencia.

B. Control de Lógica Difusa (Fuzzy Logic Control)

La lógica difusa utiliza funciones de pertenencia y una tabla de reglas para decidir el punto de operación. Luego, las decisiones son tomadas a partir de la evaluación de una función de error:

$$E(k) = \frac{P(k) - P(k-1)}{V(k) - V(k-1)} = \frac{\Delta I}{\Delta V} + \frac{I}{V}. \quad (1.4)$$

Luego, la variación de este error está dada por

$$\Delta E(k) = E(k) - E(k-1). \quad (1.5)$$

Una vez calculados estos valores, éstos son clasificados en cinco o más tipos: Grande Negativo (NB – *Negative Big*), Pequeño Negativo (NS – *Negative Small*), Cero (ZE – *Zero*), Pequeño Positivo (PS – *Positive Small*) y Grande Positivo (PB – *Positive Big*). Esto es realizado a partir de las funciones de pertenencia (Fig. 1.9). Una vez clasificados los valores, la decisión es tomada a partir de la tabla de reglas (Tabla 1.1). Después de tomada la decisión, la *defuzzificación* ocurre, es decir, se obtiene un valor cuantificable (un nuevo punto de operación en este caso) a partir de los conjuntos difusos y sus correspondientes funciones de pertenencia.

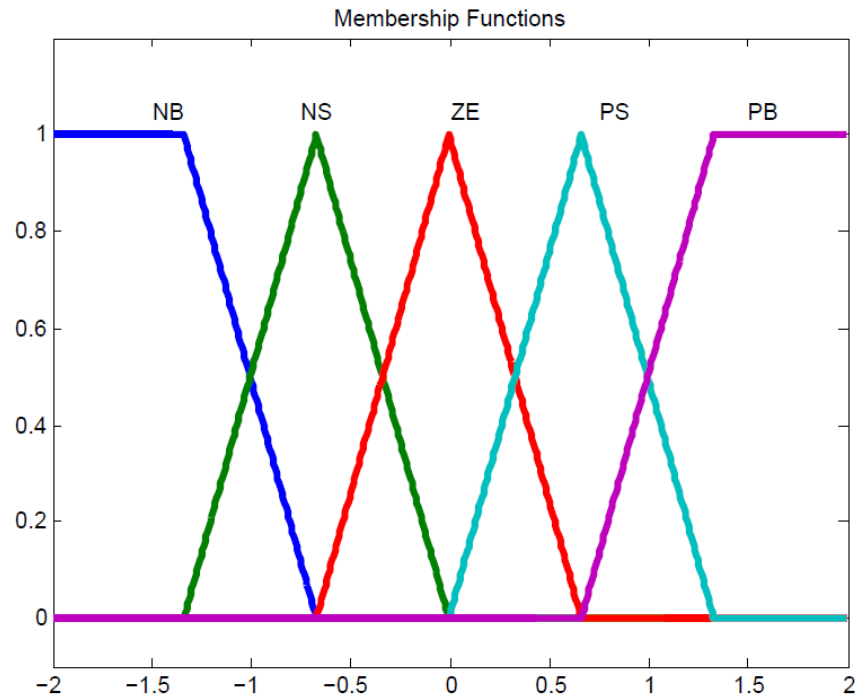


Fig. 1.15 Ejemplo de funciones de pertenencia.

Fuente: [28].

TABLA 1.1 Tabla de Reglas de la Lógica Difusa.

Fuente: [28].

| E | dE | | | | |
|----|----|----|----|----|----|
| | NB | NS | ZE | PS | PB |
| NB | NB | NS | ZE | PS | PB |
| NS | NB | NS | ZE | PS | PB |
| ZE | NB | NS | ZE | PS | PB |
| PS | NB | NS | ZE | PS | PB |
| PB | NB | NS | ZE | PS | PB |

C. Método de Barrido de Corriente

Este método obtiene la curva característica I-V del arreglo fotovoltaico a partir de la manipulación de la corriente de éste definida como una función temporal predeterminada:

$$i(t) = f(t). \quad (1.6)$$

A continuación, el voltaje del arreglo es medido y la potencia instantánea es calculada como la multiplicación entre el voltaje medido y la función corriente:

$$p(t) = v(t) \cdot i(t) = v(t) \cdot f(t). \quad (1.7)$$

Por otra parte, el punto de máxima potencia es obtenido cuando la variación de la potencia con respecto al tiempo es igual a cero, lo que en este caso resulta como

$$\frac{dp(t)}{dt} = v(t) \cdot \frac{df(t)}{dt} + f(t) \cdot \frac{dv(t)}{dt} = 0. \quad (1.8)$$

Luego, se escoge convenientemente $f(t) = k \cdot df(t)/dt$, donde k es una constante real y $df(t)/dt$ es distinto de cero en el rango de la forma de onda del barrido de corriente. Reemplazando, se obtiene que

$$\frac{dp(t)}{dt} = \frac{df(t)}{dt} \left(v(t) + k \cdot \frac{dv(t)}{dt} \right) = 0 \quad (1.9)$$

$$\frac{dp(t)}{dt} = v(t) + k \cdot \frac{dv(t)}{dt} = 0,$$

Lo anterior implica que el punto de máxima potencia puede ser obtenido resolviendo la ecuación diferencial (1.9). La ventaja de esta expresión es que está expresada en términos de voltaje y no hay que preocuparse de la corriente. Luego, la solución de la ecuación diferencial es única y está dada por $f(t) = C \cdot e^{t/k}$, (1.10)

y si se toma C como la corriente máxima del arreglo fotovoltaico y k como un número real negativo, entonces $f(t)$ describe la ecuación de descarga de un condensador a través de una resistencia. Así, se puede generar la forma de onda de barrido de corriente deseada descargando un condensador.

Además de los anteriormente descritos MPPT típicos son el Método Directo, de Voltaje Constante, Voltaje de Circuito Abierto y de Corriente de Corto Circuito [31]. También se han desarrollado técnicas basadas en los parámetros propios de la celda fotovoltaica [30] y se han estudiado modificaciones de algunos de los tradicionales para optimizar su operación [32][33].

1.2.5 PV-STATCOM

En la Fig. 1.16 se observan los resultados de simulación de un sistema de generación fotovoltaica de 50[kW] conectado en el punto de acoplamiento común a la red trifásica y a una carga inicial de 15[kW] y factor de potencia 0,85 que pasa después de un determinado tiempo, mediante un impacto de carga, hasta 85[kW], manteniendo el mismo factor de potencia. Es posible observar que el sistema se adapta a este cambio de tal forma que se mantenga tanto la inyección de potencia activa por parte del arreglo fotovoltaico conectado al convertidor y además la compensación de potencia reactiva mantenga un valor arbitrario de factor de desplazamiento en la red eléctrica. En la bibliografía, este tipo de sistemas se conocen como STATCOM fotovoltaicos (PV-STATCOM) [23]-[25].

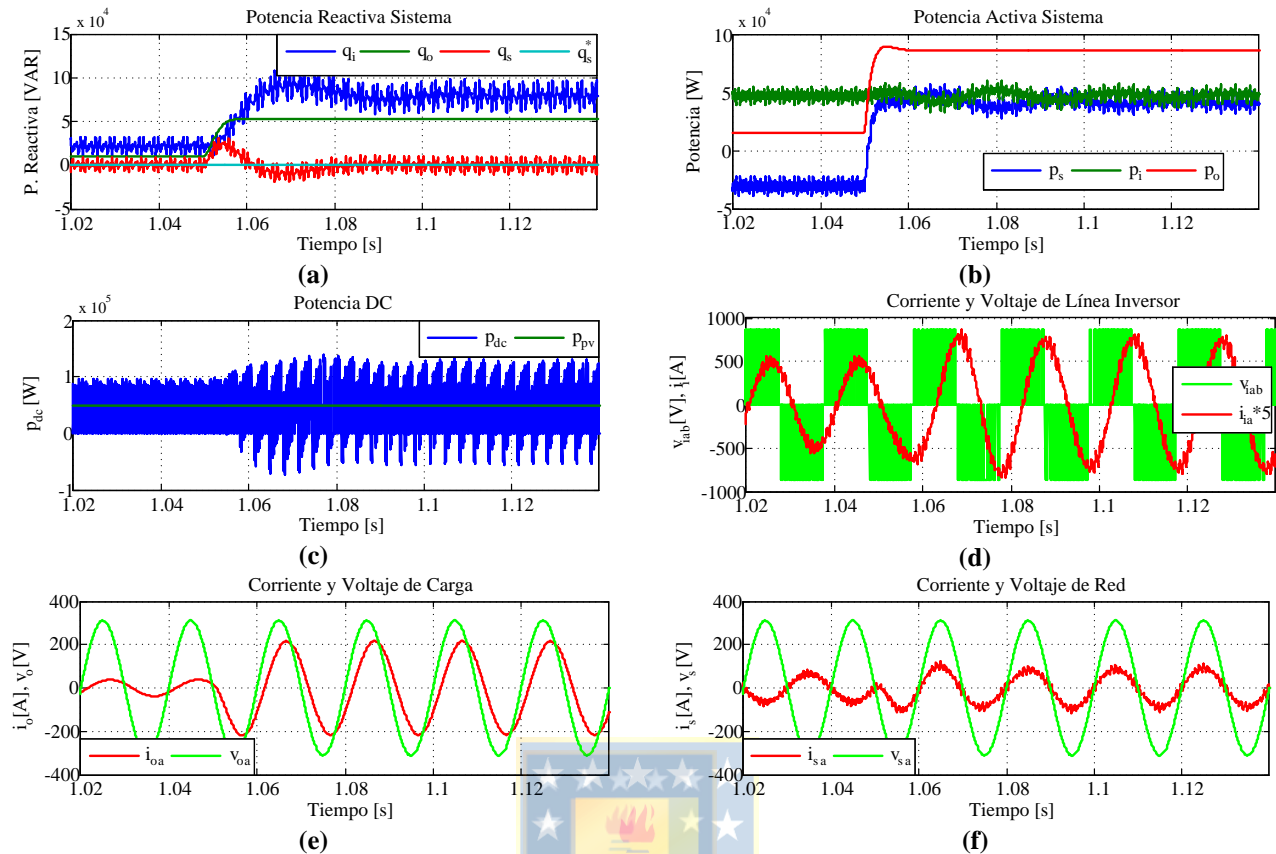


Fig. 1.16 Respuesta de un sistema fotovoltaico con carga RL ante impacto de carga escalón.

(a) Potencia reactiva del convertidor q_i , de carga RL q_o y de la red q_s con su referencia, (b) Potencia activa de la red p_s , del convertidor p_i y de la carga p_o , (c) Potencia DC del convertidor p_{dc} y potencia del arreglo fotovoltaico p_{pv} , (d) corriente y voltaje del convertidor, (e) corriente y voltaje de carga RL, (f) corriente y voltaje de la red.

Fuente: Elaboración propia.

Algunas aplicaciones de estos sistemas son discutidos en este punto. [35] establece un sistema de control con un sistema auxiliar de amortiguación (*damping control*) que utiliza la magnitud de la corriente de la línea de transmisión como señal de control, cuya F. de T. se describe de la siguiente forma:

$$F_D = G \cdot \frac{sT_w}{1 + sT_w} \cdot \left(\frac{1 + sT_1}{1 + sT_2} \right). \quad (1.11)$$

Este controlador es utilizado para amortiguar las oscilaciones del generador sincrónico y de esa forma mejorar la estabilidad del sistema durante el transiente. Este sistema auxiliar es probado utilizando un esquema de control convencional (A partir de entregar una potencia reactiva de referencia) y utilizando un esquema de control propuesto basado en el voltaje PCC, el cual el nivel de potencia reactiva se entrega de manera indirecta a partir de la comparación de este voltaje con una referencia. Los lazos de corriente interna y del voltaje DC del inversor son los vistos en la literatura. De acuerdo a las pruebas realizadas se observa lo siguiente:

- Durante la noche el máximo incremento en la transferencia de potencia se logra mediante la combinación entre el esquema de control del voltaje PCC y el damping control. Esto es debido a que durante la noche el rango de potencia reactiva del inversor está disponible para el intercambio de ésta, el cual puede ser utilizado para alcanzar el perfil apropiado de voltaje en el PCC para incrementar la transferencia de potencia, así como para el incremento de la amortiguación de las oscilaciones.
- Durante el día el máximo incremento en la transferencia de potencia se logra mediante el método convencional en conjunto con el damping control. Esto es debido a que, como se menciona en el punto anterior, la generación de potencia activa desde el sistema solar incrementa el voltaje en el PCC, y bajo este esquema esta situación es provechosa para lograr este incremento, no así en el caso anterior.

Por otra parte, en [36] se trabaja en la disminución de las oscilaciones provocadas por efectos electromecánicos de los generadores eléctricos en la red eléctrica y así mejorar la transferencia de potencia en las líneas de transmisión. Para lo cual PV-STATCOM se coordina su esquema de control con el de las unidades de Estabilizadores del Sistema de Potencia (PSS). Para lo anterior se estudian los siguientes casos bajo una perturbación: La actuación del sistema PSS por sí solo, el sistema PV-STATCOM por sí solo, la interacción no coordinada entre ambos sistemas y por último estos dos coordinados. De los casos estudiados se concluye lo siguiente:

- El sistema coordinado entre el PV-STATCOM y el PSS resulta en un amortiguamiento mucho mayor que actuando cada uno por su cuenta o ambos de forma no coordinada. Esta coordinación entre ambos sistemas de control permite en reducir el esfuerzo realizado por el PSS.
- El desempeño de un PV-STATCOM utilizando la capacidad restante del inversor (después de la generación de potencia activa) es similar al caso de un STATCOM actual de capacidades similares.

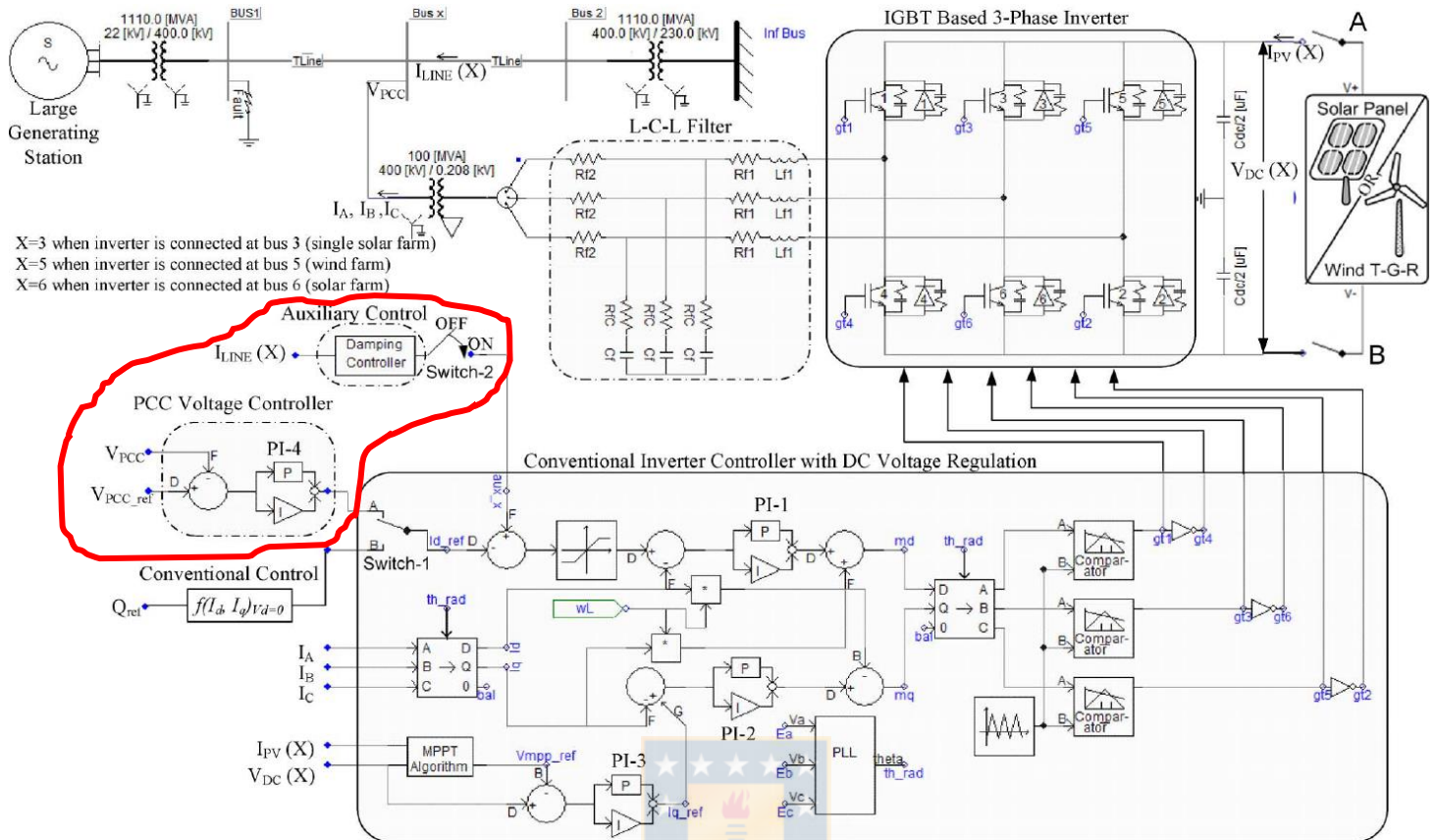


Fig. 1.17 Esquema de Control de la granja solar en conjunto con un sistema eólico.

Fuente: [35].

1.3. Discusión

El trabajo previo realizado más la revisión bibliográfica da cuenta de las bases en la que una granja solar se sustenta, analizando la topología, lazos de control, algoritmos y aplicaciones, en particular como un sistema tipo PV-STATCOM. A partir de lo estudiado se plantea el siguiente punto: si un sistema fotovoltaico es capaz también de cumplir con servicios complementarios como la compensación de potencia reactiva de tal forma que en el punto de acoplamiento común, en caso que existan cargas también conectadas en este punto, mantenga siempre un valor arbitrario de factor de desplazamiento, se podría aprovechar esta condición para plantear la posibilidad de desconectar el arreglo fotovoltaico en los momentos que sea innecesario y aun así mantener la compensación de potencia reactiva incólume. Eso es lo que se aborda en este trabajo de tesis.

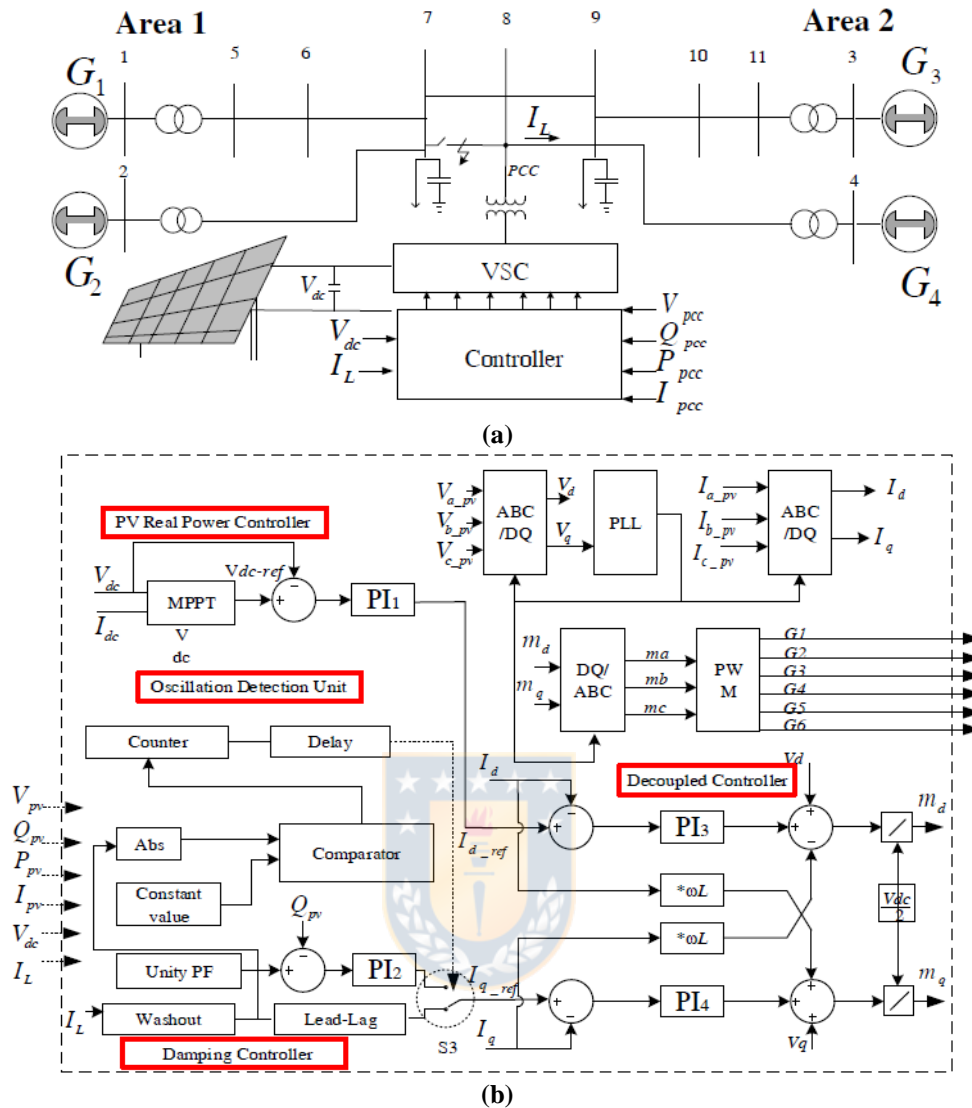


Fig. 1.18 Sistema doble-área con un sistema fotovoltaico conectado.

(a) Diagrama unilineal, (b) Esquema de controladores del PV-STATCOM

Fuente: [36].

1.4. Hipótesis de Trabajo

Es posible diseñar una estrategia de control que permita a una granja solar de paneles fotovoltaicos transitar desde máxima generación de potencia activa a nula potencia activa mientras se mantiene regulada la inyección de potencia reactiva a la red. Es decir, proponer una estrategia de control que permita superponer a una granja solar en base a paneles fotovoltaicos la operación como STATCOM independiente de la potencia activa generada.

1.5. Objetivos

1.5.1 Objetivo General

Diseñar e implementar un sistema de control que permita operar un sistema de generación fotovoltaica superponiendo el modo STATCOM independiente de la potencia activa generada. En particular, a máxima potencia y a nula potencia como es ante ausencia de radiación solar.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Dimensionar un arreglo fotovoltaico de hasta 100[kW].
- Diseñar y simular los lazos de control para un inversor trifásico fuente de voltaje que cumpla con las especificaciones indicadas y que sea capaz de entregar/absorber potencia reactiva en modo de planta fotovoltaica y modo STATCOM.
- Implementar un algoritmo MPPT que obtenga el punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico cuando el sistema opere en modo generación fotovoltaica.
- Proponer e implementar al menos un criterio de control que permita seleccionar el tipo de operación de la planta durante las transiciones día-noche o bajo condiciones climáticas extremas sin alterar la generación/absorción de potencia reactiva.
- Diseñar un sistema PLL para la sincronización de la señal generada con la tensión de la red.
- Implementar un prototipo de hasta 1[kW] de potencia para la verificación de las estrategias de control, en particular el criterio de cambio de sistema fotovoltaico/STATCOM.

1.6. Alcances y Limitaciones

Los alcances de este trabajo son los siguientes:

- Los componentes e interruptores del convertidor se asumen ideales para la modelación del sistema. Esto incluye además la impedancia de la red.
- Los sincronizadores (PLL) a estudiar son para redes trifásicas.
- Los sistemas de distribución trifásicos se consideran balanceados.
- La planta a implementar cuenta como máximo tres fuentes continuas programables y 6 paneles fotovoltaicos.

1.7. Temario y Metodología

- ⊕ Búsqueda de bibliografía mayoritariamente en IEEEExplore para conocer el estado del arte en STATCOM, sistemas solares trifásicos, algoritmos MPPT y técnicas de control.
- ⊕ Realización de un análisis y estudio teórico de la topología del inversor trifásico fuente de voltaje. Para esto se desarrollarán modelos basados en los principios físicos del convertidor.
- ⊕ Proposición de estrategias de control para el inversor operando en modo STATCOM, como generación de potencia activa hacia la red y criterio de cambio de sistema.
- ⊕ Simulación en Matlab y Mathcad para verificar los modelos y controladores propuestos. Se idealizarán los modelos del convertidor para trabajar con modelos promedios.
- ⊕ Implementación de un prototipo de bajo voltaje y baja potencia controlado por DSP. Los diseños y construcción se realizarán en el L.C.D.A..
- ⊕ Obtención de resultados experimentales para evaluar el desempeño de algoritmos utilizados y contrastarlos con las simulaciones.

Capítulo 2. Sistema de Generación Fotovoltaica

2.1. Introducción

A continuación se presenta en detalle en composición del sistema de generación fotovoltaica a implementar en este trabajo. Se estudia el modelo de este sistema planteando sus ecuaciones, así también como las estrategias de control típicas de éste, ajustándolas para que operen de manera óptima de acuerdo a los parámetros de diseño.

2.2. Convertidor Fuente de Voltaje

Uno de los componentes fundamentales de un sistema de generación fotovoltaica trifásica es un circuito convertidor. Existen distintas topologías, siendo una de las más típicas el Convertidor Fuente de Voltaje (VSC – *Voltage Source Converter*), el cual se aprecia en la **Fig. 2.1**. Esta topología es ampliamente documentada y posee diversas aplicaciones.

A continuación se describen las ecuaciones que describen el sistema de generación fotovoltaica.

2.2.1 Modelo en Ejes *abc*

El modelo del sistema, desde el punto de vista matemático, se describe mediante tres ecuaciones: la ecuación (2.1) es obtenida a partir de una malla entre la salida del convertidor y la red trifásica, la ecuación (2.2) describe la malla entre la red y la carga conectada (en este caso una carga pasiva RL) y finalmente (2.3) describe el nodo en la malla DC, es decir,

$$\frac{d\mathbf{i}_i^{abc}(t)}{dt} = \frac{1}{L_i} \left(\mathbf{v}_i^{abc}(t) - R_i \mathbf{i}_i^{abc}(t) - \mathbf{v}_s^{abc}(t) \right), \quad (2.1)$$

$$\frac{d\mathbf{i}_o^{abc}(t)}{dt} = \frac{1}{L_o} \left(\mathbf{v}_s^{abc}(t) - R_o \mathbf{i}_o^{abc}(t) \right), \text{ y} \quad (2.2)$$

$$\frac{dv_{dc}(t)}{dt} = \frac{1}{C_{dc}} \left(i_{pv}(t) - i_{dc}(t) - \frac{v_{dc}(t)}{R_{cdc}} \right), \quad (2.3)$$

donde

$$\mathbf{v}_s^{abc}(t) = \begin{bmatrix} v_s^a(t) & v_s^b(t) & v_s^c(t) \end{bmatrix}^T, \quad (2.4)$$

$$\mathbf{i}_i^{abc}(t) = \begin{bmatrix} i_i^a(t) & i_i^b(t) & i_i^c(t) \end{bmatrix}^T, \quad (2.5)$$

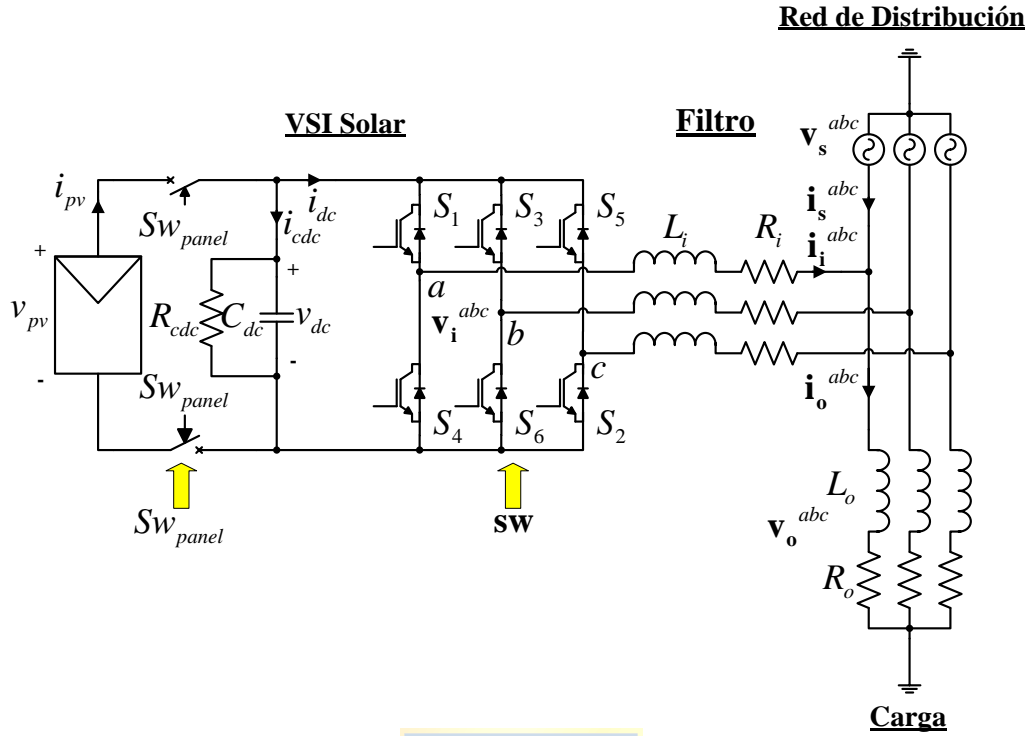


Fig. 2.1 Topología Sistema de Generación Solar.

Fuente: Elaboración propia.

$$\mathbf{i}_o^{abc}(t) = \begin{bmatrix} i_o^a(t) & i_o^b(t) & i_o^c(t) \end{bmatrix}^T. \quad (2.6)$$

Por otra parte, considerando que la suma de las corrientes del inversor es balanceada e igual a cero, es decir

$$i_i^a(t) + i_i^b(t) + i_i^c(t) = 0, \quad (2.7)$$

entonces

$$v_i^a(t) + v_i^b(t) + v_i^c(t) = 0. \quad (2.8)$$

Luego, el vector de voltajes del inversor se puede definir como

$$\mathbf{v}_i^{abc}(t) = \mathbf{T}_m \mathbf{s}^{abc}(t) \cdot v_{dc}(t) = \mathbf{T}_m \cdot \begin{bmatrix} s^a(t) & s^b(t) & s^c(t) \end{bmatrix}^T \cdot v_{dc}(t), \quad (2.9)$$

donde

$$\mathbf{T}_m = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}. \quad (2.10)$$

Finalmente, la corriente continua i_{dc} se puede definir como

$$i_{dc}(t) = (\mathbf{s}^{abc}(t))^T \mathbf{T}_m \mathbf{i}_i^{abc}(t) = \begin{bmatrix} s^a(t) & s^b(t) & s^c(t) \end{bmatrix} \cdot \mathbf{T}_m \cdot \begin{bmatrix} i_i^a(t) & i_i^b(t) & i_i^c(t) \end{bmatrix}^T, \quad (2.11)$$

y considerando (2.9) y (2.11), las ecuaciones (2.1) y (2.3) pueden ser reescritas como

$$\frac{d\mathbf{i}_i^{abc}(t)}{dt} = \frac{1}{L_i} \left(\mathbf{T}_{ln} \mathbf{s}^{abc}(t) v_{dc}(t) - R_i \mathbf{i}_i^{abc}(t) - \mathbf{v}_s^{abc}(t) \right), \text{ y} \quad (2.12)$$

$$\frac{dv_{dc}(t)}{dt} = \frac{1}{C_{dc}} \left(i_{pv}(t) - (\mathbf{s}^{abc}(t))^T \mathbf{T}_{ln} \mathbf{i}_i^{abc}(t) - \frac{v_{dc}(t)}{R_{cdc}} \right). \quad (2.13)$$

Se observa que este sistema es de orden 7, ya que existen 7 variables de estado, asociadas con los elementos almacenadores de energía como los inductores en cada fase, tanto del inversor como de la carga, y el condensador de enlace DC. Por otro lado, este sistema es no-lineal debido a que tanto en (2.12) como en (2.13) las funciones de conmutación (consideradas como entradas al sistema) multiplican a variables de estado.

Por otro lado, notar que si el arreglo fotovoltaico es desconectado del convertidor (es decir, la corriente del arreglo fotovoltaico $i_{pv} = 0$), entonces el equipo pasa de ser un sistema de generación de potencia activa a ser un compensador de potencia reactiva puro (STATCOM). Esto es válido tanto para este modelo del sistema como los que describen más adelante.

2.2.2 Modelo Promedio en Ejes abc

Para simplicidad de los futuros análisis, es conveniente utilizar el modelo promedio, es decir, solo considera la frecuencia fundamental del sistema. Dicho lo anterior, el vector de voltajes del inversor \mathbf{v}_i^{abc} y la corriente continua i_{dc} se redefinen como

$$\mathbf{v}_i^{abc}(t) = G_{ac} \mathbf{m}^{abc}(t) \cdot v_{dc}(t) = G_{ac} \cdot \begin{bmatrix} m^a(t) & m^b(t) & m^c(t) \end{bmatrix}^T \cdot v_{dc}(t), \text{ y} \quad (2.14)$$

$$i_{dc}(t) = G_{ac} \left(\mathbf{m}^{abc}(t) \right)^T \mathbf{i}_i^{abc}(t) = G_{ac} \begin{bmatrix} m^a(t) & m^b(t) & m^c(t) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_i^a(t) & i_i^b(t) & i_i^c(t) \end{bmatrix}^T, \quad (2.15)$$

en donde se observa que ambas variables dependen de G_{ac} , la cual es la ganancia asociada a la técnica de modulación SPWM (Sinusoidal Pulse Width Modulation), y también del vector del índice de modulación, que está definido como

$$m(t) = M \sin(\omega_s t + \phi_m), \quad (2.16)$$

donde M es igual a la relación de modulación de amplitud y ϕ_m corresponde a la fase del índice de modulación. Por otra parte, el valor de ganancia G_{ac} se establece como 1/2 debido a que se está considerando que el sistema opera en la región lineal del convertidor (es decir, con $M \leq 1$). Cuando la función llega a su valor máximo y considerando un voltaje DC constante, el voltaje de salida del inversor está definido como

$$V_{i,p} = G_{ac} M V_{dc} \quad (2.17)$$

Luego, con (2.14) y (2.15), las ecuaciones (2.12) y (2.13), asociadas al modelo del sistema considerando las funciones de conmutación de los interruptores, se reescriben en su forma promedio, quedando de la siguiente forma:

$$\frac{d\mathbf{i}_i^{abc}(t)}{dt} = \frac{1}{L_i} \left(G_{ac} \mathbf{m}^{abc}(t) v_{dc}(t) - R_i \mathbf{i}_i^{abc}(t) - \mathbf{v}_s^{abc}(t) \right), \quad (2.18)$$

$$\frac{dv_{dc}(t)}{dt} = \frac{1}{C_{dc}} \left(i_{pv}(t) - G_{ac} \left(\mathbf{m}^{abc}(t) \right)^T \mathbf{i}_i^{abc}(t) - \frac{v_{dc}(t)}{R_{cdc}} \right). \quad (2.19)$$

Notar que a pesar de ser un modelo más simple que el descrito en 2.2.1, posee la misma cantidad de variables de estado y sigue siendo un modelo no-lineal, con la diferencia que ahora los índices de modulación son las entradas del sistema.

2.2.3 Modelo Promedio en Ejes $dq0$

Analizar el sistema en los ejes abc resulta complicado debido al constante cambio de valores de las variables, debido a que la mayoría de éstas son señales sinusoidales. Por lo tanto, es de suma utilidad cambiar los ejes del sistema. Por lo tanto, se recurre a la transformación a ejes rotatorios $dq0$:

$$\mathbf{x}^{abc}(t) = \mathbf{T}_{dq0-abc}(t) \cdot \mathbf{x}^{dq0}(t), \quad (2.20)$$

en donde

$$\mathbf{T}_{dq0-abc}(t) = \mathbf{T}_{abc-dq0}(t)^{-1} = \mathbf{T}_{abc-dq0}(t)^T = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\omega_s t) & \cos(\omega_s t) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \sin(\omega_s t - 120^\circ) & \cos(\omega_s t - 120^\circ) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \sin(\omega_s t - 240^\circ) & \cos(\omega_s t - 240^\circ) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{pmatrix}. \quad (2.21)$$

Por otro lado, se debe tener cuidado al transformar las derivadas de las variables ejes $dq0$. Teniendo en cuenta la regla de la cadena, la transformación de las derivadas quedan de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \frac{d(\mathbf{T}_{dq0-abc}(t) \cdot \mathbf{x}^{dq0}(t))}{dt} &= \frac{d\mathbf{T}_{dq0-abc}(t)}{dt} \cdot \mathbf{x}^{dq0}(t) + \mathbf{T}_{dq0-abc}(t) \cdot \frac{d\mathbf{x}^{dq0}(t)}{dt} \\ \frac{d(\mathbf{T}_{dq0-abc}(t) \cdot \mathbf{x}^{dq0}(t))}{dt} &= \mathbf{T}_{dq0-abc}(t) \cdot \mathbf{W} \cdot \mathbf{x}^{dq0}(t) + \mathbf{T}_{dq0-abc}(t) \cdot \frac{d\mathbf{x}^{dq0}(t)}{dt}, \end{aligned} \quad (2.22)$$

donde para ω_s constante,

$$\mathbf{W} = \begin{pmatrix} 0 & -\omega_s & 0 \\ \omega_s & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}. \quad (2.23)$$

Por otra parte, considerando que en cada variable trifásica en abc la suma de los componentes de cada vector se hace igual a cero, esto provoca que en el momento de la transformación a $dq0$ la componente de cada vector en el eje '0' se anula. Por lo tanto, este eje se puede despreciar. Luego, el modelo en este nuevo sistema de ejes queda como

$$\frac{d\mathbf{i}_i^{dq}(t)}{dt} = -\mathbf{W}\mathbf{i}_i^{dq}(t) + \frac{1}{L_i} \left(G_{ac} \mathbf{m}^{dq}(t) v_{dc}(t) - R_i \mathbf{i}_i^{dq}(t) - \mathbf{v}_s^{dq}(t) \right), \quad (2.24)$$

$$\frac{d\mathbf{i}_o^{dq}(t)}{dt} = -\mathbf{W}\mathbf{i}_o^{dq}(t) + \frac{1}{L_o} \left(\mathbf{v}_s^{dq}(t) - R_o \mathbf{i}_o^{dq}(t) \right), \quad y \quad (2.25)$$

$$\frac{dv_{dc}(t)}{dt} = \frac{1}{C_{dc}} \left(i_{pv}(t) - G_{ac} \left(\mathbf{m}^{dq}(t) \right)^T \mathbf{i}_i^{dq}(t) - \frac{v_{dc}(t)}{R_{cdc}} \right). \quad (2.26)$$

Si bien existen similitudes con respecto a las ecuaciones en los ejes abc , como el hecho que el sistema sigue siendo no-lineal, se observa que el número de ecuaciones se reduce de 7 a 5 (debido a que el eje '0' no es considerado). La otra ventaja de esta transformación es que las variables alternas pasan a ser continuas, por lo que se pueden aplicar las técnicas de control de manera mucho más sencilla que en los ejes abc . En la TABLA 2.1 se establecen los datos de este sistema. **Nota:** Para este trabajo, los datos tabulados incluyen valores en por unidad y se consideran un voltaje de línea base $V_{base} = 380[V]$, una potencia nominal $S_{base} = 100[kVA]$ y una frecuencia nominal $f_{base} = 50[Hz]$.

TABLA 2.1 Parámetros del convertidor VSI y la carga RL.

| Parámetro | Valor | Valor [p.u.] |
|--|------------|--------------|
| v_s^a (voltaje de fase red de distribución RMS) | 220 [V] | 0,579 |
| v_o^a (voltaje de fase carga RL RMS) | 220 [V] | 0,579 |
| f_s (frecuencia de la red de distribución) | 50 [Hz] | 1 |
| f_{sw} (frecuencia de conmutación) | 3.750 [Hz] | 75 |
| L_i (inductor de salida del convertidor) | 1,6 [mH] | 0,348 |
| R_i (resistencia parásita del inductor L_i) | 49,3 [mΩ] | 0,034 |
| C_{dc} (capacitor de filtro DC) | 10 [mF] | 4,54 |
| R_{cdc} (resistencia parásita del capacitor C_{dc}) | 769,06 [Ω] | 532,59 |
| P_o (potencia de la carga RL) | 85 [kW] | 0,85 |
| fp_o (factor de potencia carga RL) | 0,85 - | 0,85 |
| L_o (inductor de carga) | 2,4 [mH] | 0,522 |
| R_o (resistencia de carga) | 1,227 [Ω] | 0,85 |

2.3. Arreglo Fotovoltaico

A continuación se describe el arreglo fotovoltaico. Para dimensionar la granja de generación solar es necesario estudiar la celda fotovoltaica a partir de sus modelos de circuito. La celda solar es básicamente el elemento que capta la energía proveniente del sol y la convierte en energía eléctrica. Un panel fotovoltaico está compuesto de un conjunto de celdas solares conectadas en serie y en paralelo.

2.3.1 Modelo de Celda Fotovoltaica “Single Diode Model” (SDM)

En este modelo, **Fig. 2.2**, la celda solar se compone de una fuente de corriente independiente, un diodo antiparalelo que representa el comportamiento semiconductor de la celda y resistencias que representan a las pérdidas de ésta, en particular una resistencia en paralelo a la salida del circuito (R_{sh}) y uno en serie (R_s).

Además del modelo de la celda, existen dos parámetros que caracterizan a ésta: la corriente de cortocircuito (i_{sc}) y el voltaje de circuito abierto (v_{oc}). El primero se obtiene cortocircuitando la salida de la celda. Haciendo eso se provoca que $i_{ph} = i_{sc}$. Por otra parte, el voltaje de circuito abierto es cuando la celda no está conectada, por lo que $i_{cell} = 0$ e i_{ph} no puede ser medido.

De acuerdo a la Ley de Kirchhoff, se observa a partir del circuito que la corriente de salida de la celda fotovoltaica es

$$i_{cell}(t) = i_{ph}(t) - i_D(t) - i_{sh}(t), \quad (2.27)$$

donde i_{ph} es la corriente fotovoltaica, la cual tiene su propia expresión matemática:

$$i_{ph}(t) = I_{sc0} \cdot \frac{S(t)}{S_0} + C_t (T(t) - T_0), \quad (2.28)$$

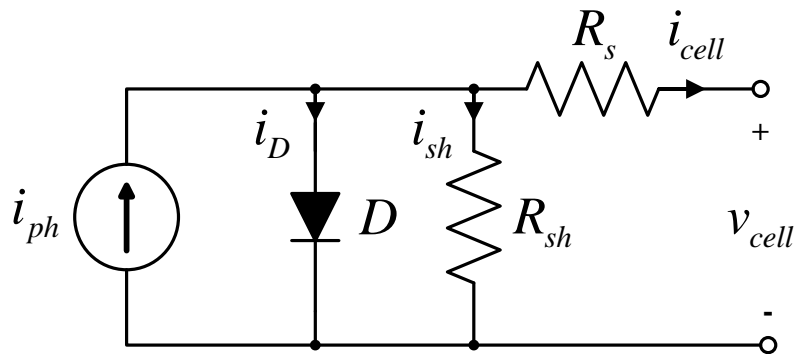


Fig. 2.2 Circuito Equivalente del modelo de la celda SDM.

Fuente: Elaboración propia.

y los elementos que acompañan a esta corriente se denominan de la siguiente forma:

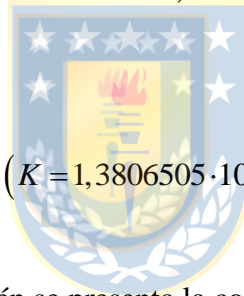
- I_{sc0} : Corriente de Cortocircuito Nominal,
- S : Radiación Solar,
- S_0 : Radiación Solar Nominal ($S_0 = 1.000[\text{W/m}^2]$),
- C_i : Constante térmica de la Celda,
- T : Temperatura Ambiental, y
- T_0 : Temperatura Nominal de Operación ($T = 298,15[\text{K}]$).

También en la ecuación (2.27) se describe a la corriente del diodo i_D :

$$i_D(t) = I_0 \cdot \left(e^{\frac{qv_D(t)}{KT(t)}} - 1 \right), \quad (2.29)$$

donde:

- I_0 : Corriente de Saturación Inversa del Diodo,
- q : Carga del Electrón ($q = 1,602 \cdot 10^{-19}[\text{C}]$),
- v_D : Voltaje del Diodo, donde
- $v_D(t) = v_{cell}(t) + i_{cell}(t) \cdot R_s$,
- K : Constante de Boltzmann ($K = 1,3806505 \cdot 10^{-23}$), y
- T : Temperatura Ambiental.



(2.30)

Por último, en la ecuación también se presenta la corriente de pérdida shunt o en paralelo i_{sh} :

$$i_{sh}(t) = \frac{v_D(t)}{R_{sh}}, \quad (2.31)$$

donde:

- v_D : Voltaje del Diodo, y
- R_{sh} : Resistencia Shunt.

Luego, reemplazando todos los elementos descritos de la corriente de salida de la celda, finalmente ésta se describe de la siguiente forma:

$$i_{cell}(t) = I_{sc0} \cdot \frac{S(t)}{S_0} + C_i (T(t) - T_0) - I_0 \cdot \left(e^{\frac{q(v_{cell}(t) + i_{cell}(t) \cdot R_s)}{KT(t)}} - 1 \right) - \left(\frac{v_{cell}(t) + i_{cell}(t) \cdot R_s}{R_{sh}} \right). \quad (2.32)$$

Las Fig. 2.3 (a) y (b) enseñan las curvas características de un conjunto de celdas fotovoltaicas que componen un panel fotovoltaico. El primer caso enseña un conjunto de curvas que varían de acuerdo al nivel de radiación solar, manteniendo una temperatura constante (en este caso de 25°C) en

donde a menor radiación, menor corriente y menor potencia generan. El segundo caso es un conjunto de curvas que varían de acuerdo a la temperatura ambiente, manteniendo una irradiancia constante (en este caso de $1.000[\text{W}/\text{m}^2]$), donde a mayor temperatura, menor voltaje y menor potencia generan. Notar que en cada figura se indica el punto de máxima potencia, el cual es el punto en donde la celda fotovoltaica o el conjunto de éstas entregan la máxima potencia de acuerdo a sus características y a las condiciones externas.

2.3.2 Modelo de Celda Fotovoltaica Propuesta

El circuito equivalente SDM describe el comportamiento de la celda fotovoltaica de manera precisa. Sin embargo, como se expone más adelante en el Capítulo 3, una de las dificultades que presenta este modelo es el enorme costo computacional de sus ecuaciones para ser utilizados como parte del algoritmo que decide el modo de operación del convertidor. Por lo tanto, se describe a continuación un modelo propuesto más simple a partir de las curvas I-V y P-V del modelo SDM.

En la Fig. 2.3 (a) se observa que ante los cambios de irradiancia la variable que influye mayormente en el cambio de comportamiento de las curvas de la celda fotovoltaica es la corriente, mientras que ante los cambios de temperatura la variable más influyente es el voltaje. Luego, a partir de estas variables se estudia la evolución de cada uno de manera separada ante cambios de irradiancia y temperatura, considerando el modelo SDM. En este caso se analizan la corriente de corto circuito y el voltaje de circuito abierto, para mayor simplicidad.

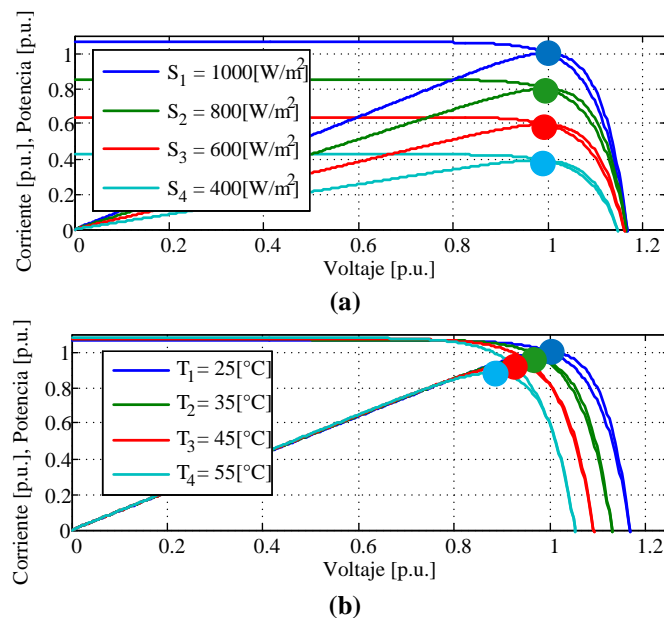


Fig. 2.3 Curvas Características del modelo de la celda fotovoltaica SDM.

(a) Curvas ante cambios de irradiancia, (b) Curvas ante cambios de temperatura.

Fuente: Elaboración propia.

La corriente de corto circuito i_{sc} se define como

$$i_{sc}(t) = I_{sc0} \cdot \frac{S(t)}{S_0} + C_t (T(t) - T_0), \quad (2.33)$$

mientras que el voltaje de circuito abierto está definido como

$$v_{oc}(t) = \frac{AKT(t)}{q} \cdot \ln \left[1 + \frac{S(t)}{S_0 i_D(t)} (I_{sc0} + C_t (T(t) - T_0)) \right], \quad (2.34)$$

en donde A es el Factor de Idealidad. A continuación, se define el modelo del panel fotovoltaico que se propone para la planta de generación fotovoltaica. En este caso, se estudia el panel fotovoltaico FVG60-156 (Fig. 2.4), disponible en el L.C.D.A. Los parámetros de la celda de este panel se describen en la TABLA 2.2 para condiciones de prueba estándar (STC) ($1[\text{kW}/\text{m}^2]$, $25[^\circ\text{C}]$).

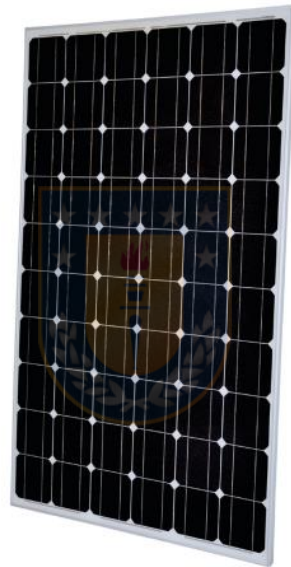


Fig. 2.4 Panel Fotovoltaico FVG60-156.

Fuente: FVGEnergy FVG60-156 6" Monocrystalline Datasheet.

TABLA 2.2 Parámetros de una celda del panel FVG60-156.

Mediciones bajo Pruebas de Condición Estándar (STC).

| Parámetro | Valor | Valor [p.u.] |
|--|-------------------------|----------------------|
| V_{oc0} (voltaje de circuito abierto) | 0,629 [V] | $1,66 \cdot 10^{-3}$ |
| I_{sc0} (corriente de corto circuito) | 8,48 [A] | 0,056 |
| V_{cell} (voltaje de salida de la celda) | 0,513 [V] | $1,35 \cdot 10^{-3}$ |
| I_{cell} (corriente de salida de la celda) | 7,97 [A] | 0,052 |
| I_0 (corriente de saturación inversa) | $1,2 \cdot 10^{-8}$ [A] | $7,9 \cdot 10^{-11}$ |
| R_s (resistencia en serie) | 35 [m Ω] | 0,024 |
| R_{sh} (resistencia shunt) | 1.000 [Ω] | 694,4 |
| C_t (constante térmica de la celda) | 0,00424 [A/K] | - |
| A (factor de idealidad) | 1,2 - | - |

En la Fig. 2.5 (a) y (b) se observa la corriente de corto circuito de la celda fotovoltaica ante cambios de irradiancia y temperatura, respectivamente, mientras que en la Fig. 2.6 (a) y (b) es el caso del voltaje de circuito abierto. Al analizar los gráficos de cada variable es posible apreciar que la corriente de corto circuito aumenta de forma constante ante el incremento de las condiciones ambientales, en específico la pendiente de la Fig. 2.5 (a) es de $8,48[\text{mA}/(\text{W}/\text{m}^2)]$ y la de (b) es de $4,24[\text{mA}/^\circ\text{C}]$. Por otra parte, en la Fig. 2.6 (a) presenta un comportamiento exponencial entre 0 a $100[\text{W}/\text{m}^2]$ aproximadamente, mientras que entre 100 a $1000[\text{W}/\text{m}^2]$ este comportamiento se puede aproximar a una pendiente de $0,472[\text{mV}/(\text{W}/\text{m}^2)]$, mientras que en Fig. 2.6 (b) el voltaje disminuye a medida que la temperatura aumenta a una razón de $-1,96[\text{mV}/^\circ\text{C}]$.

A partir de las observaciones realizadas se puede mencionar lo siguiente:

- Si bien entre la razón de cambio de la corriente de corto circuito ante cambios de irradiancia y de temperatura la diferencia es del doble, hay que considerar que en el día a día las fluctuaciones de irradiancia suelen ser mayores que las de temperatura. Por lo tanto, la influencia de la irradiancia es mayor al de la temperatura.

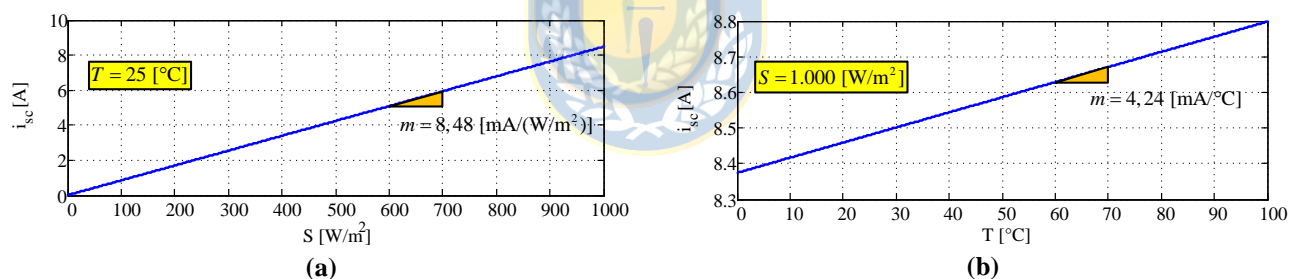


Fig. 2.5 Corriente de Corto Circuito de la celda del panel FVG60-156.

(a) Gráfico ante cambios de irradiancia, (b) Gráfico ante cambios de temperatura.

Fuente: Elaboración propia.

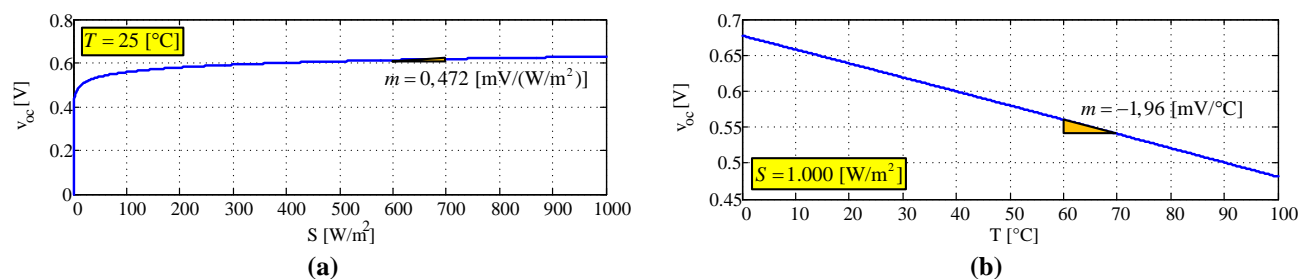


Fig. 2.6 Voltaje de Circuito Abierto de la celda del panel FVG60-156.

(a) Gráfico ante cambios de irradiancia, (b) Gráfico ante cambios de temperatura.

Fuente: Elaboración propia.

- En cuanto al voltaje de circuito abierto, el cambio de voltaje es abrupto en un rango de irradiancia bajo y que, por lo usual, se puede considerar de generación de potencia prácticamente nulo, mientras que por sobre los 100[W/m²] la razón de cambio de voltaje es muy bajo, al compararlo con la Fig. 2.6 (b). En este caso, la influencia de la temperatura en el voltaje de circuito abierto es mucho mayor que el de irradiancia.

En vista de estas observaciones, se pueden plantear expresiones simplificadas de la corriente de corto circuito y el voltaje de circuito abierto a partir de los gráficos analizados. Luego, la corriente de corto circuito se define como

$$i_{sc}(t) \approx m_{isc} S(t) = \frac{\Delta I_{sc}}{\Delta S} \cdot S(t), \text{ y} \quad (2.35)$$

$$v_{oc}(t) \approx m_{voc} (T(t) - T_0) + V_{oc0} = \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T} \cdot (T(t) - T_0) + V_{oc0}. \quad (2.36)$$

Por otra parte, la ecuación de la corriente de salida de la celda también es simplificada mediante la siguiente ecuación:

$$i_{cell}(t) \approx i_{sc}(t) \left(1 - \exp \left(\frac{v_{cell}(t) - v_{oc}(t)}{K_{pv}} \right) \right), \quad (2.37)$$

en donde se observa que ahora es solo dependiente del voltaje de salida de la celda, el voltaje de circuito abierto y la corriente de corto circuito. Esta ecuación se puede ampliar para un arreglo fotovoltaico considerando N_s celdas en serie y N_p paneles en paralelo. Luego, la corriente de salida del arreglo fotovoltaico i_{pv} queda descrita como

$$i_{pv}(t) \approx N_p i_{sc}(t) \left(1 - \exp \left(\frac{v_{pv}(t) - N_s v_{oc}(t)}{K_{pv}} \right) \right), \quad (2.38)$$

donde v_{pv} es el voltaje de salida del arreglo fotovoltaico. Notar que la constante K_{pv} es un valor que es ajustado a conveniencia. En este caso, K_{pv} se diseña considerando los valores observados en la TABLA 2.2, basados en el panel escogido:

$$K_{pv} = \frac{N_s (V_{cell} - V_{oc0})}{\ln \left(1 - \frac{I_{cell}}{I_{sc0}} \right)} \quad (2.39)$$

En la Fig. 2.7 (a) y (b) se observan las curvas I-V y P-V del modelo propuesto de la celda fotovoltaica en STC, mientras que en la Fig. 2.8 se ilustra un gráfico comparativo entre el modelo SDM y el modelo aproximado propuesto. Se puede observar que las curvas del modelo aproximado propuesto se comportan de manera muy similar al modelo SDM, solo que el voltaje de circuito abierto

y la corriente de corto circuito son ligeramente mayores en por unidad con respecto al modelo anterior. Estas diferencias se deben principalmente a que el modelo aproximado no considera las pérdidas del modelo SDM y las ecuaciones asociadas al modelo propuesto son más simples.

A partir del modelo propuesto se dimensiona el arreglo fotovoltaico para el sistema de generación fotovoltaica, la cual se diseña para que sea capaz de entregar una potencia de 50[kW] bajo las condiciones de prueba estándar (TABLA 2.3). Se actualizan los datos de voltaje y corriente, considerando los asociados a este modelo, el cual se emplea en este trabajo.

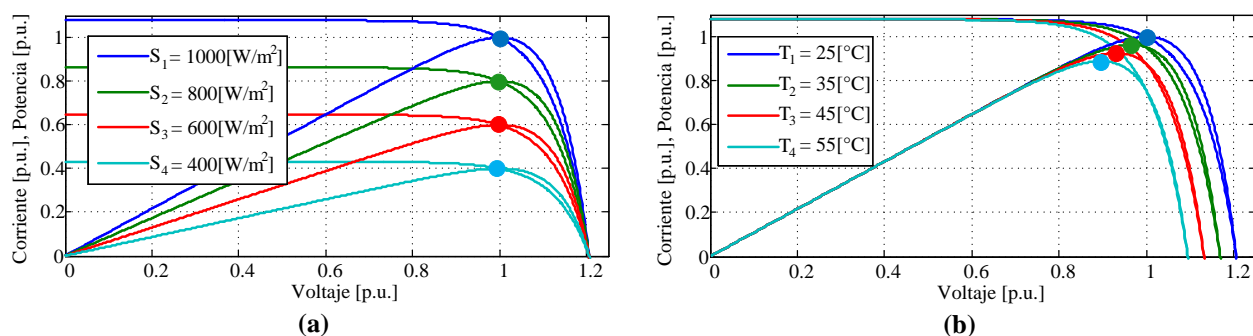


Fig. 2.7 Curvas Características del modelo propuesto de la celda fotovoltaica.

(a) Gráfico ante cambios de irradiancia, (b) Gráfico ante cambios de temperatura.

Fuente: Elaboración propia.

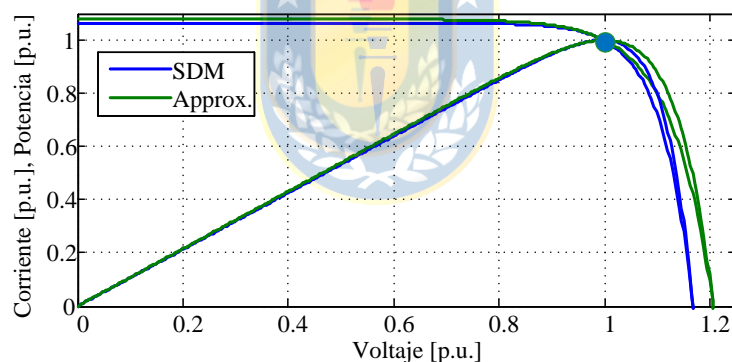


Fig. 2.8 Gráfico comparativo entre el modelo SDM y el modelo propuesto.

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 2.3 Parámetros del arreglo fotovoltaico con panel FVG60-156 (modelo aproximado propuesto).

Mediciones bajo Pruebas de Condición Estándar (STC).

| Parámetro | Valor | Valor [p.u.] |
|---|-----------|----------------------|
| V_{oc0} (voltaje de circuito abierto) | 0,629 [V] | $1,66 \cdot 10^{-3}$ |
| I_{sc0} (corriente de corto circuito) | 8,48 [A] | 0,056 |
| V_{cell} (voltaje de salida de la celda) | 0,522 [V] | $1,37 \cdot 10^{-3}$ |
| I_{cell} (corriente de salida de la celda) | 7,86 [A] | 0,052 |
| N_s (número de celdas en serie) | 1.680 - | 1.680 |
| N_p (número de celdas en paralelo) | 7 - | 7 |
| K_{pv} (constante modelo de celda aproximado) | 69,13 - | 69,13 |
| P_{pv} (potencia del arreglo fotovoltaico) | 50 [kW] | 0,5 |

2.4. Lazos de Control

A continuación se describen los lazos de control que permiten la regulación del Sistema de Generación Fotovoltaica Trifásica. Los objetivos de control son principalmente poder regular la potencia reactiva presente en la red y mantener regulada la tensión de enlace DC. Sin embargo, con la presencia del arreglo fotovoltaico es importante poder obtener de éste el punto donde es capaz de entregar su potencia máxima. Por lo tanto, las etapas de control presentes en este sistema son los siguientes:

- Algoritmo de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT).
- Regulación del Voltaje de Enlace.
- Regulación de Potencia Reactiva de la Red Eléctrica.

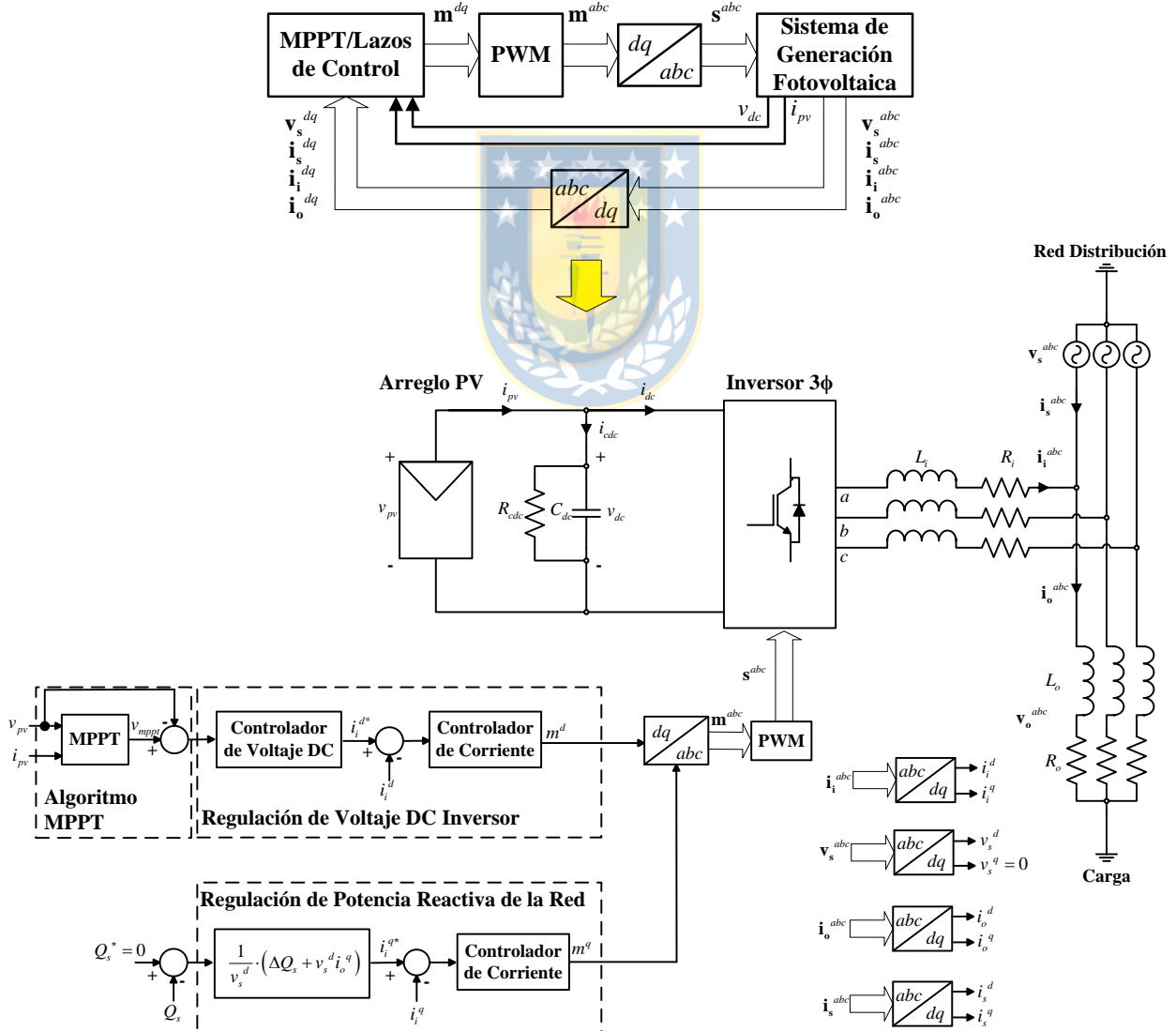


Fig. 2.9 Diagrama en Bloques esquema de Control Sistema Solar Trifásico.
Fuente: Elaboración propia.

A. Algoritmo del Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

Para este trabajo se plantea utilizar un algoritmo tipo "Hill-Climbing". Este tipo de técnica consiste en que el algoritmo va obteniendo y actualizando valores de voltaje, corriente y potencia del arreglo fotovoltaico hasta llegar al punto de máxima potencia. Por eso, cuando se ilustra el funcionamiento de este método pareciera que cada punto de potencia calculada en la curva P-V estuviese intentando llegar a la cima, donde está ubicado el punto de máxima potencia. Este tipo de algoritmos son de los más sencillos de implementar y son bastante efectivos, por lo que se opta por estos motivos utilizarlo. Entre los métodos mencionados anteriormente de "Hill-Climbing" se encuentran:

- Perturbar y Observar (P&O).
- Conductancia Incremental (CI).
- Control por Realimentación de la variación de la potencia c/r al voltaje.

En el caso de la topología abordada en este trabajo, el resultado del algoritmo de seguimiento de máxima potencia entrega el voltaje de enlace de referencia al controlador de voltaje, es decir, el voltaje de enlace requerido para que el sistema solar fotovoltaico esté inyectando la potencia máxima posible.

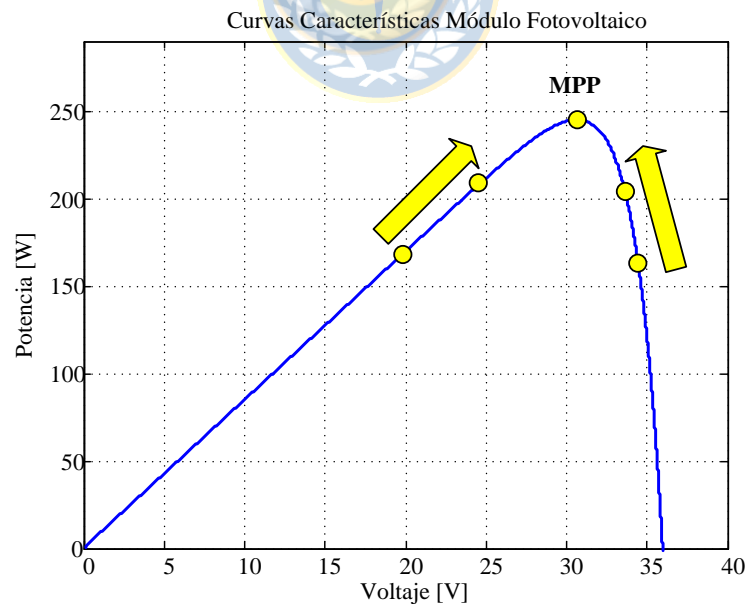


Fig. 2.10 Ilustración del método "Hill-Climbing" para la obtención del punto de máxima potencia.

Fuente: Elaboración propia.

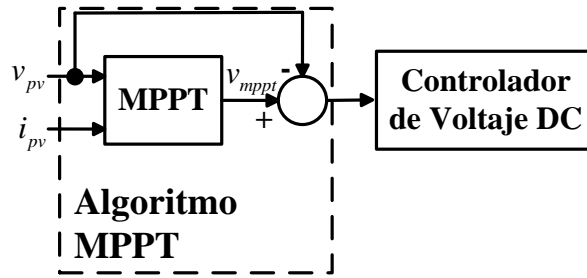


Fig. 2.11 Diagrama en Bloques Algoritmo MPPT para referencia de voltaje de enlace DC.
Fuente: Elaboración propia.

B. Regulación del Voltaje de Enlace DC

La regulación del voltaje enlace DC de este sistema de generación fotovoltaica genera la referencia de corriente del inversor en el eje 'd', la cual está relacionada con la potencia activa que en este caso es inyectada a la red y a la carga. Por otra parte, la que la referencia de voltaje de enlace es generada por el algoritmo MPPT. La Fig. 2.12 representa la configuración del lazo de control para la regulación del voltaje para este sistema solar trifásico.

C. Regulación de Potencia Reactiva de la Red Eléctrica

La regulación de la potencia reactiva de la red eléctrica permite regular el factor de desplazamiento de la red de acuerdo a cuánta potencia reactiva absorbe o entrega el convertidor para lograr tal propósito. En particular, el objetivo que se busca con este lazo es mantener en la red eléctrica un factor de desplazamiento unitario. Dicho lo anterior, la expresión de la potencia reactiva de la red queda de la siguiente forma:

$$Q_s(t) = -v_s^d(t) \cdot i_s^q(t) = 0, \quad (2.40)$$

en donde v_s^d es el voltaje de red en el eje 'd' e i_s^q es la corriente de red en el eje 'q'. Por otra parte, la corriente de la red eléctrica es la resta entre la corriente de salida del convertidor y la corriente de carga:

$$i_s^q(t) = i_o^q(t) - i_i^q(t). \quad (2.41)$$

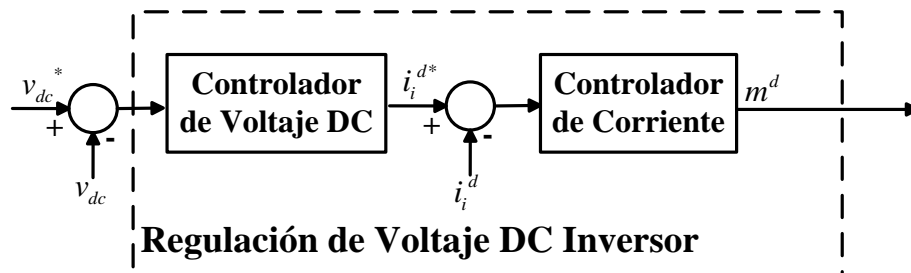


Fig. 2.12 Diagrama en Bloques Lazo de Regulación de Voltaje de Enlace.
Fuente: Elaboración propia.

Luego, con (2.41) en (2.40) se tiene que

$$Q_s(t) = -v_s^d(t) \cdot (i_o^q(t) - i_i^q(t)) = 0, \quad (2.42)$$

y reordenando se obtiene finalmente que

$$i_i^q(t) = i_o^q(t). \quad (2.43)$$

A continuación se desarrolla el análisis de los lazos de control asociados a las regulaciones presentadas. Inicialmente se detallan los lazos de corriente del inversor y luego el lazo de control del voltaje de enlace DC.

2.4.2 Lazos de Corriente

Los lazos de corriente de salida del inversor son utilizados para obtener salidas con formas de onda sinusoidales, un factor de desplazamiento especificado y un determinado voltaje de enlace DC. De la ecuación (2.24) se observa que el sistema se comporta como un sistema acoplado y no lineal. En vista de lo anterior, se utiliza el método de Linealización por Realimentación, o también llamado Compensación Feed-Forward [14]. Luego, para alcanzar el estado estacionario, se definen los índices de modulación en los ejes dq como

$$m^d(t) = \frac{-L_i \omega_s i_i^q(t) + v_s^d(t) + u_i^d(t)}{G_{ac} v_{dc}(t)}, \text{ y} \quad (2.44)$$

$$m^q(t) = \frac{L_i \omega_s i_i^d(t) + v_s^q(t) + u_i^q(t)}{G_{ac} v_{dc}(t)}, \quad (2.45)$$

donde u_i^d y u_i^q son las nuevas variables de entrada, de acuerdo a la técnica de linealización por realimentación, definidas como

$$u_i^d(t) = L_i \omega_s i_i^q(t) + G_{ac} m^d(t) v_{dc}(t) - v_s^d(t), \text{ y} \quad (2.46)$$

$$u_i^q(t) = -L_i \omega_s i_i^d(t) + G_{ac} m^q(t) v_{dc}(t) - v_s^q(t). \quad (2.47)$$

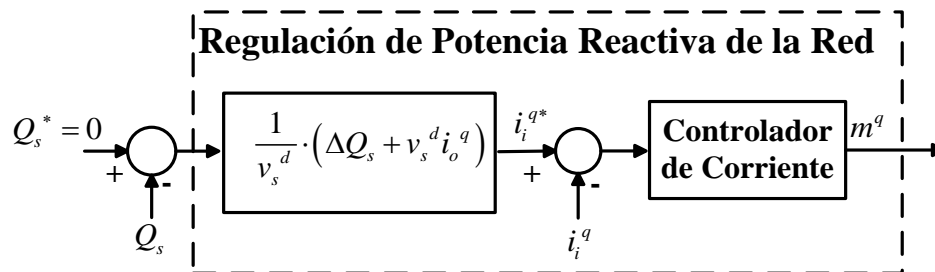


Fig. 2.13 Diagrama en Bloques Lazo de Regulación de Potencia Reactiva de la Red Eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

Luego, descomponiendo la ecuación (2.24) y con (2.46) y (2.47), se redefine la malla entre la salida del convertidor y la red de distribución como

$$\frac{di_i^d(t)}{dt} = \frac{1}{L_i} (u_i^d(t) - R_i i_i^d(t)), \text{ y} \quad (2.48)$$

$$\frac{di_i^q(t)}{dt} = \frac{1}{L_i} (u_i^q(t) - R_i i_i^q(t)). \quad (2.49)$$

Finalmente, al usar la Transformada de Laplace y con condiciones iniciales nulas, en ambas ecuaciones se obtiene la misma Función de Transferencia, definida como

$$h_i(s) = \frac{i_i^d(s)}{u_i^d(s)} = \frac{i_i^q(s)}{u_i^q(s)} = \frac{1}{sL_i + R_i}. \quad (2.50)$$

Se puede notar que (2.50) es una F. de T. de primer orden y es válida tanto para la corriente del inversor en el eje d como el eje q . Por lo tanto, basta con diseñar un controlador PI para asegurar una dinámica estable y con un error en estado estacionario nulo ante entrada escalón para ambas variables:

$$h_{ci}(s) = \frac{u_i^d(s)}{e_i^d(s)} = \frac{u_i^q(s)}{e_i^q(s)} = k_{pi} \left(1 + \frac{1}{sT_{ii}} \right), \quad (2.51)$$

en el que k_{pi} es la ganancia proporcional y T_{ii} es el tiempo integral de los controladores. Por otro lado, la ganancia de lazo, o lazo directo, se define como

$$G_i(s) = h_{ci}(s)h_i(s) = k_{pi} \cdot \frac{sT_{ii} + 1}{sT_{ii}} \cdot \frac{1}{sL_i + R_i}. \quad (2.52)$$

Finalmente, considerando una realimentación unitaria, la expresión de lazo cerrado de cada corriente se define como

$$h_{i,LC}(s) = \frac{i_i^d(s)}{i_i^{d*}(s)} = \frac{i_i^q(s)}{i_i^{q*}(s)} = \frac{k_{pi} \left(\frac{s}{L_i} + \frac{1}{L_i T_{ii}} \right)}{s^2 + s \frac{(k_{pi} + R_i)}{L_i} + \frac{k_{pi}}{L_i T_{ii}}}. \quad (2.53)$$

Ahora, al comparar la ecuación característica de (2.53) con la forma canónica de un sistema de segundo orden $s^2 + 2\xi_i \omega_{n,i} s + \omega_{n,i}^2$, donde ξ_i es el coeficiente de amortiguamiento y $\omega_{n,i}$ la frecuencia natural para este lazo, se tiene que

$$\omega_{n,i}^2 = \frac{k_{pi}}{L_i T_{ii}}, \text{ y} \quad (2.54)$$

$$2\xi_i \omega_{n,i} = \frac{k_{pi} + R_i}{L_i}, \quad (2.55)$$

y despejando se tiene que,

$$T_{ii} = \frac{1}{\omega_{n,i}^2} \left(2\xi_i \omega_{n,i} - \frac{R_i}{L_i} \right), \quad (2.56)$$

$$k_{pi} = 2\xi_i \omega_{n,i} L_i - R_i. \quad (2.57)$$

Por lo tanto, definiendo la frecuencia natural, el coeficiente de amortiguamiento y/u otros parámetros asociados con la dinámica de una respuesta de segundo orden (tiempo de asentamiento, sobrepaso, etc.), se calculan los parámetros del controlador adecuados. La Fig. 2.14 ilustra los diagramas en bloque asociados con los lazos de corriente, mientras que en la TABLA 2.4 se definen los parámetros asociados a éstos.

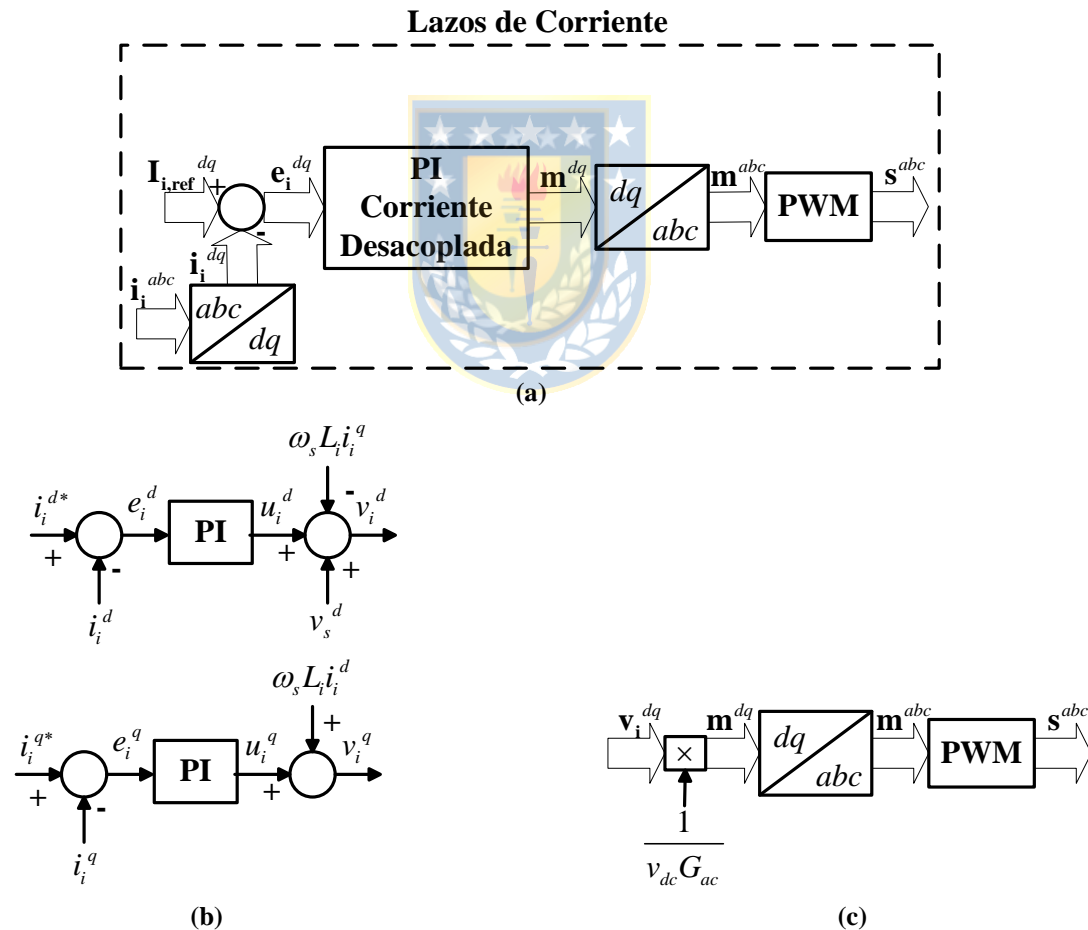


Fig. 2.14 Diagramas en bloques lazos de control de corrientes del convertidor.

(a) Esquema general, (b) Detalle lazos desacoplados de corrientes i_i^d e i_i^q , (c) Salida de los lazos de corriente.

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 2.4 Parámetros lazos de corriente del convertidor.

| Parámetro | Valor |
|--|----------------|
| ζ_i (coeficiente de amortiguamiento) | 0,707 - |
| $\omega_{n,i}$ (frecuencia natural) | 276,67 [rad/s] |
| k_{pi} (ganancia proporcional) | 0,267 - |
| T_{ii} (tiempo integral) | 4,8 [ms] |

2.4.3 Lazo de Voltaje DC

La ecuación (2.26) se puede dejar expresada en términos de potencia al multiplicar en ambos lados de ésta el término del voltaje de enlace DC:

$$v_{dc}(t)C_{dc} \frac{dv_{dc}(t)}{dt} = v_{dc}(t)i_{pv}(t) - \left(G_{ac} m^d(t)v_{dc}(t)i_i^d(t) + G_{ac} m^q(t)v_{dc}(t)i_i^q(t) \right) - \frac{v_{dc}^2(t)}{R_{cdc}}, \quad (2.58)$$

en la que se aprecia que, al igual que en el caso anterior, el sistema se comporta de forma acoplada y no lineal. Sin embargo, considerando que la salida de este lazo de control entrega la corriente de salida del inversor en el eje d de referencia i_i^{d*} al lazo de corriente, para alcanzar el estado estacionario, esta variable puede ser definida como:

$$i_i^{d*}(t) = \frac{i_{pv}(t) - G_{ac} m^q(t)i_i^q(t) - \frac{v_{dc}(t)}{R_{cdc}} - u_v(t)}{m^d(t)G_{ac}}, \quad (2.59)$$

$$u_v(t) = i_{pv}(t) - \left(G_{ac} m^d(t)i_i^d(t) + G_{ac} m^q(t)i_i^q(t) \right) - \frac{v_{dc}(t)}{R_{cdc}}, \quad (2.60)$$

donde u_v es la nueva variable de entrada de este lazo al aplicar la técnica de linealización por realimentación. Luego, con (2.60) en (2.58), se tiene que

$$v_{dc}(t)C_{dc} \frac{dv_{dc}(t)}{dt} = v_{dc}(t)u_v(t), \quad (2.61)$$

y al aplicar la Transformada de Laplace en (2.61) se tiene que la F. de T. asociado al lado DC del sistema de generación fotovoltaico es

$$h_v(s) = \frac{v_{dc}(s)}{u_v(s)} = \frac{1}{sC_{dc}}. \quad (2.62)$$

Se puede notar que (2.62) es una F. de T. de primer orden con un polo en el origen. Por lo tanto, bastaría con diseñar un controlador P para asegurar una dinámica estable y con un error en estado estacionario nulo ante entrada escalón para ambas variables. Sin embargo, para efectos de

manejar más parámetros a la hora de diseñar el controlador es recomendable utilizar un controlador PI:

$$h_{cv}(s) = \frac{u_v(s)}{e_v(s)} = k_{pv} \left(1 + \frac{1}{sT_{iv}} \right), \quad (2.63)$$

en el que k_{pv} es la ganancia proporcional y T_{iv} es el tiempo integral del controlador. Ahora, al momento de definir la expresión de la ganancia de lazo, algo que se debe tener en cuenta es que la dinámica del voltaje de enlace DC es más lenta que la de las corrientes. Si la razón entre la velocidad de respuesta entre las corrientes del inversor y el voltaje DC es considerable (se suele tomar al menos 10 veces más lenta), el lazo de corriente se puede considerar como una ganancia unitaria. Luego, la ganancia de lazo de voltaje se define como

$$G_v(s) = h_{cv}(s)h_{i,LC}(s)h_v(s) = k_{pv} \cdot \frac{sT_{iv} + 1}{sT_{iv}} \cdot 1 \cdot \frac{1}{sC_{dc}}. \quad (2.64)$$

Finalmente, considerando una realimentación unitaria, la expresión de lazo cerrado del voltaje de enlace DC se define como

$$h_{v,LC}(s) = \frac{v_{dc}(s)}{v_{dc}^*(s)} = \frac{k_{pv} \left(\frac{s}{C_{dc}} + \frac{1}{C_{dc}T_{iv}} \right)}{s^2 + s \frac{k_{pv}}{C_{dc}} + \frac{k_{pv}}{C_{dc}T_{iv}}} \quad (2.65)$$



Ahora, al comparar la ecuación característica de (2.65) con la forma canónica de un sistema de segundo orden $s^2 + 2\xi_v\omega_{n,v} + \omega_{n,v}^2$, donde ξ_v es el coeficiente de amortiguamiento y $\omega_{n,v}$ la frecuencia natural para este lazo, se tiene que

$$\omega_{n,v}^2 = \frac{k_{pv}}{C_{dc}T_{iv}}, \quad \text{y} \quad (2.66)$$

$$2\xi_v\omega_{n,v} = \frac{k_{pv}}{C_{dc}}, \quad (2.67)$$

y despejando se tiene que,

$$T_{iv} = \frac{2\xi_v}{\omega_{n,v}}, \quad \text{y} \quad (2.68)$$

$$k_{pv} = 2\xi_v\omega_{n,v}C_{dc}. \quad (2.69)$$

Al igual que con los lazos de corriente, definiendo la frecuencia natural, el coeficiente de amortiguamiento y/u otros parámetros asociados con la dinámica de una respuesta de segundo orden (tiempo de asentamiento, sobrepaso, etc.), se calculan los parámetros del controlador adecuados. La

Fig. 2.15 ilustra los diagramas en bloque asociados con los lazos de voltaje, mientras que en la TABLA 2.5 se definen los parámetros asociados a éstos.

2.4.4 Algoritmo MPPT

El algoritmo a utilizar para este trabajo es el algoritmo Perturbar y Observar (P&O), el cual es uno de los algoritmos de seguimiento tipo “Hill Climbing”. En la Fig. 2.16 se ilustra el diagrama de flujo, el cual consiste lo siguiente:

- Se miden el voltaje de enlace v_{dc} y la corriente del arreglo fotovoltaico i_{pv} . A partir de estas mediciones, se calculan la potencia del arreglo fotovoltaico p_{pv} , la diferencia ΔP_{pv} y ΔV_{pv} , definidas como la diferencia de potencia y voltaje medidos en el instante actual con el instante anterior, respectivamente.
- De acuerdo a los valores de ΔP_{pv} y ΔV_{pv} calculados, se actualiza la variable de salida del algoritmo, en este caso, el voltaje de referencia del voltaje de enlace DC V_{ref} . Esta referencia aumenta o disminuye su valor en una cantidad denominada ΔV .
- Finalmente, los valores de voltaje y potencia v_{dc} e i_{pv} se actualizan y se realiza la siguiente iteración.

En la TABLA 2.6 se registran los parámetros asociados al MPPT Perturbar y Observar a implementar en esta etapa del trabajo, en donde el tiempo de iteración se escoge en un tiempo suficiente para la estabilización del voltaje de enlace DC y el diferencial de voltaje ajustado en ~2% del voltaje de referencia.

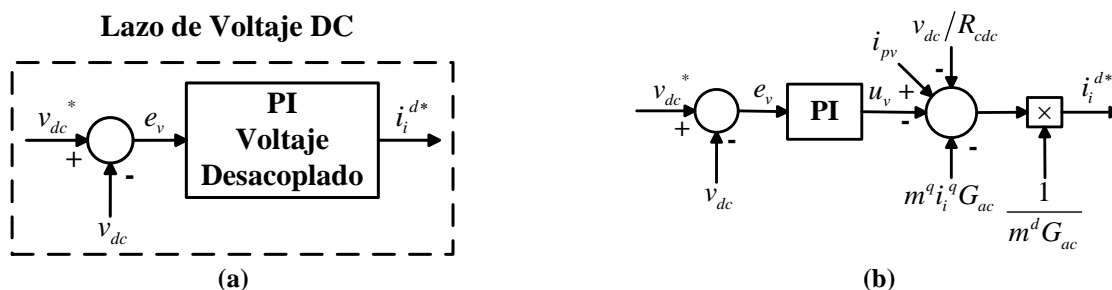


Fig. 2.15 Diagramas en bloques lazo de voltaje de enlace DC.

(a) Esquema general, (b) Detalle lazo desacoplado de voltaje v_{dc} .

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 2.5 Parámetros lazo de voltaje de enlace DC.

| Parámetro | Valor |
|--|--------------|
| ζ_v (coeficiente de amortiguamiento) | 0,707 - |
| $\omega_{n,v}$ (frecuencia natural) | 12,3 [rad/s] |
| k_{pv} (ganancia proporcional) | 1,51 - |
| T_{iv} (tiempo integral) | 115,3 [ms] |

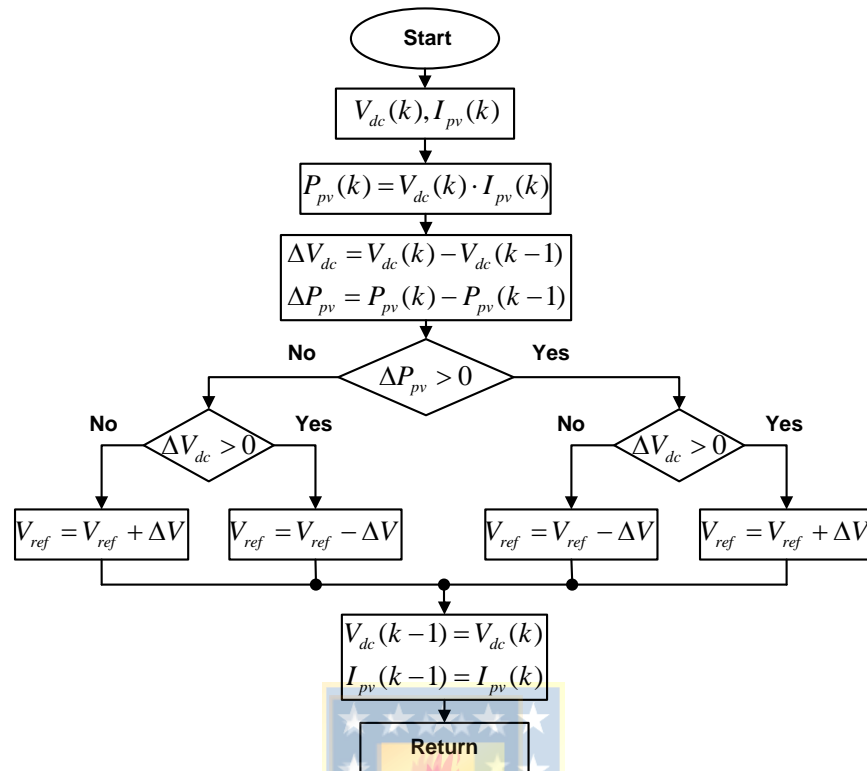


Fig. 2.16 Diagrama de Flujo Algoritmo MPPT Perturbar y Observar.
Fuente: Elaboración propia.

TABLA 2.6 Parámetros algoritmo MPPT P&O.

| Parámetro | Valor | Valor [p.u.] |
|--|----------|--------------|
| T_{mppt} (periodo de iteración algoritmo MPPT) | 100 [ms] | - |
| V_{ref} (voltaje de enlace DC de referencia) | 875 [V] | 2,3 |
| ΔV (diferencial de voltaje) | 15 [V] | 0,039 |

2.5. Simulaciones

A continuación se presenta en la Fig. 2.17 resultados de simulación del sistema solar trifásico considerando los elementos detallados y para los valores registrados en las tablas. Se simula considerando una condición de $1.000[\text{W}/\text{m}^2]$ y $25[^\circ\text{C}]$. A partir de las imágenes se observa lo siguiente:

- Del lado del inversor se observa que éste proporciona al sistema tanto un aporte de potencia activa como de potencia reactiva. Esto se ve reflejado en las corrientes de salida del inversor, en la que la asociada a la componente d es positiva como la componente q negativa, indicando que el sistema de generación fotovoltaica cumple su función principal (inyección de potencia activa) como otras funciones auxiliares (en este caso, la compensación de potencia reactiva).

- El voltaje de enlace DC va actualizando su valor cada 100[ms], de acuerdo al tiempo de iteración del algoritmo MPPT, haciendo que tenga un comportamiento escalonado. Sin embargo, se observa que cuando el sistema opera en torno al punto de máxima potencia, el voltaje de enlace DC varía en torno a un valor, en particular, el algoritmo provoca un comportamiento oscilatorio en torno al voltaje asociado al punto de máxima potencia, las cuales también se reflejan en el lado AC del inversor y en la red eléctrica.
- El índice de modulación en estas condiciones posee una amplitud $M \approx 0,85$ (Fig. 2.17 (d)), es decir, opera en torno a la zona lineal.
- Las Fig. 2.17 (e), (f) y (g) dan cuenta de la compensación de potencia reactiva por parte del inversor que permite que el factor de desplazamiento de la red eléctrica es prácticamente unitario, es decir, la potencia reactiva en la red de distribución se anula. En consecuencia, la corriente de la red se encuentra en fase con el voltaje de fase de ésta. Por otra parte, el consumo por parte de la carga permanece constante.

A modo de discusión, estos resultados ilustran el comportamiento de un sistema de generación fotovoltaica para condiciones normales o condiciones estándar de irradiancia y temperatura. Por otra parte, estas condiciones cambian constantemente en el día a día, ya sea producto del ciclo día-noche y viceversa, o producto de las condiciones de nubosidad. Por lo tanto, es importante estudiar qué debiese hacer el sistema de generación fotovoltaica para adecuarse a estos cambios, en particular, decidir si éste debe seguir inyectando la potencia activa disponible en esos instantes, si es que es posible hacerlo, o hacer que el convertidor opere solamente como un compensador de potencia reactiva puro.

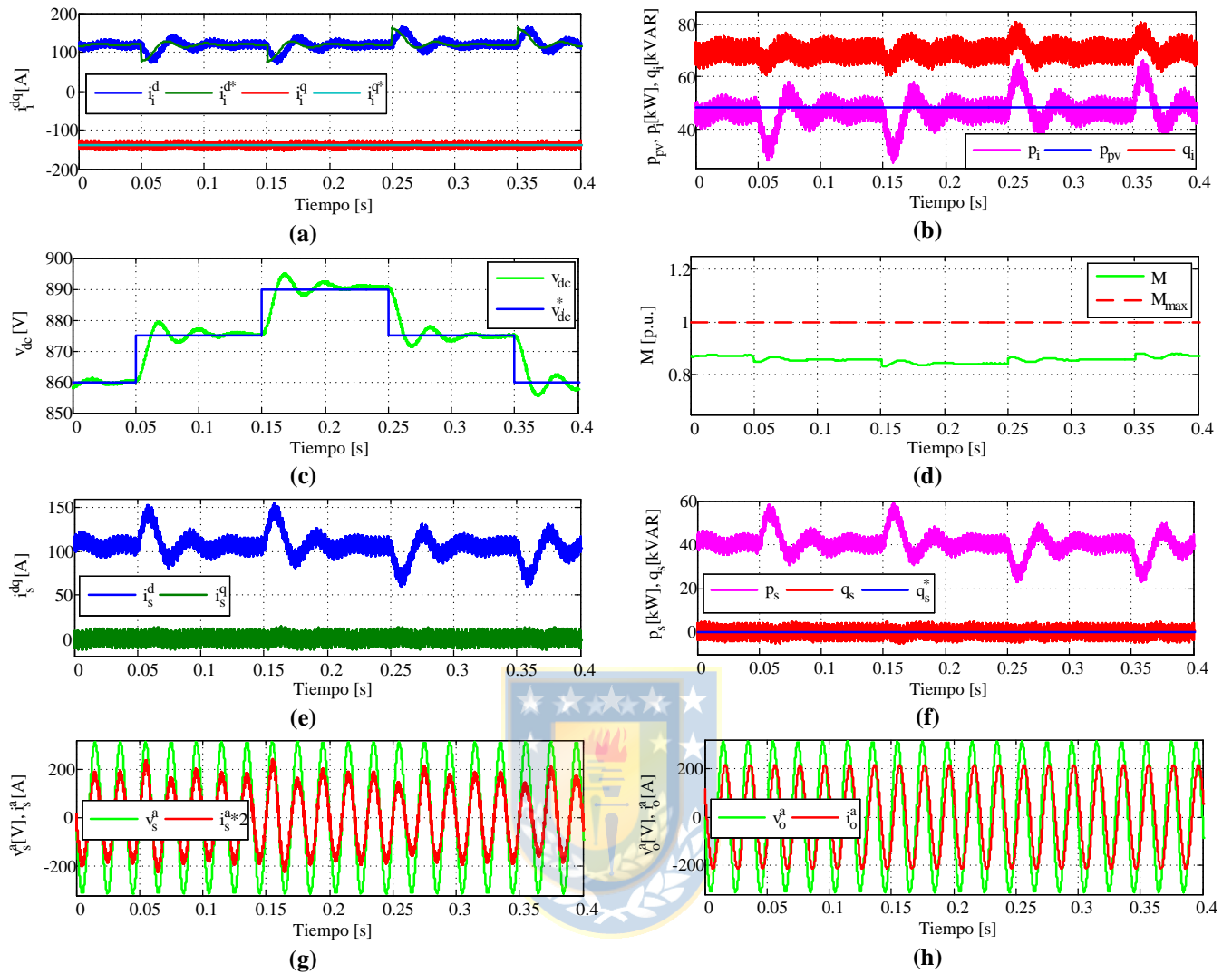


Fig. 2.17 Resultados de simulación sistema de generación fotovoltaica.

(a) Corrientes del inversor y sus referencias en dq , (b) Potencia activa y reactiva del inversor, (c) Voltaje de enlace DC y su referencia, (d) Amplitud índice de modulación, (e) Corrientes de la red de distribución en ejes dq , (f) Potencia activa y reactiva de la red de distribución, (g) Voltaje y corriente de la red de distribución en eje a , (h) Voltaje y corriente de la carga RL en el eje a .

Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 3. Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor

3.1. Introducción

En este capítulo se detalla el algoritmo que es capaz de determinar cuándo debe desconectarse el arreglo fotovoltaico del sistema para que el convertidor opere simplemente como un STATCOM puro y cuándo deben volver a conectarse para que nuevamente inyecte potencia activa. [34] presenta previamente un trabajo que encamina lo que se desarrolla en este capítulo. A modo complementario, se presenta una versión modificada del algoritmo MPPT P&O que se amolda de mejor forma a la operación del convertidor bajo estas condiciones.

3.2. Principio de Operación del Algoritmo

El *Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor* conecta o desconecta el arreglo fotovoltaico al capacitor de enlace DC y al mismo tiempo cambia la fuente de donde se obtiene la referencia del voltaje de enlace DC, debido a las condiciones ambientales (Fig. 3.1). El algoritmo propuesto opera de la siguiente forma:

- Primero se chequea si el arreglo fotovoltaico está conectado o no.
- Si el arreglo fotovoltaico está conectado se chequea el voltaje de enlace DC y se evalúa la potencia del arreglo. Si el voltaje de enlace DC está por debajo de un mínimo predefinido o si la potencia del arreglo es menor a las pérdidas del convertidor, los paneles son desconectados y la referencia de voltaje cambia a la definida para el modo STATCOM. Se agregan factores de seguridad f_{vdc} y f_p para el voltaje de enlace DC y la potencia fotovoltaica, respectivamente.
- Si el arreglo fotovoltaico está desconectado se estiman el voltaje de enlace DC y la potencia del arreglo en el punto de máxima potencia a partir de dos celdas de referencia (una en circuito abierto y otra en corto circuito). Si el voltaje de enlace estimado es mayor a su mínimo predefinido y la potencia del arreglo fotovoltaico estimada es mayor a las pérdidas, entonces los paneles son conectados al convertidor y la referencia de voltaje de enlace es entregada por el algoritmo de seguimiento de máxima potencia (MPPT).

El tercer punto menciona el uso de celdas de referencia para estimar las variables de corriente, voltaje y potencia en el punto de máxima potencia [30]. A continuación, se describe cómo son calculadas esas estimaciones.

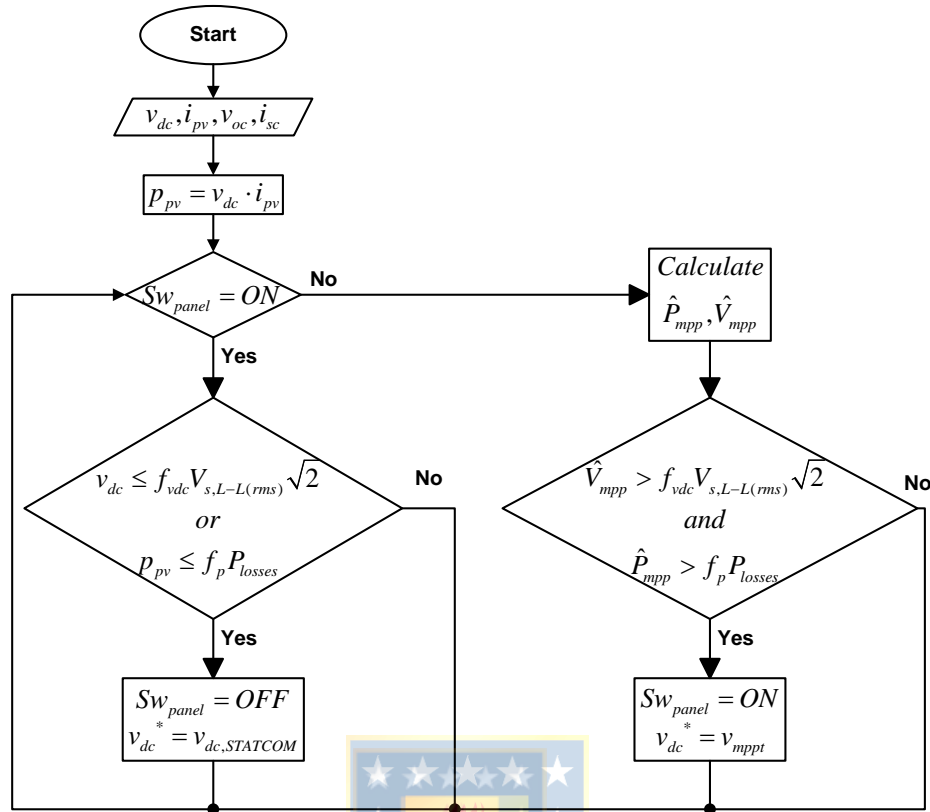


Fig. 3.1 Diagrama de Flujo Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor.
Fuente: Elaboración propia.

TABLA 3.1 Parámetros Algoritmo del Modo de Operación del Convertidor.

| Parámetro | Valor |
|---|--------------|
| T_{alg} (periodo de iteración algoritmo) | 100 [ms] |
| f_{vdc} (factor de seguridad voltaje de enlace DC) | 1,3 - |
| f_p (factor de seguridad potencia arreglo fotovoltaico) | 1,2 - |
| P_{losses} (pérdidas asociadas al convertidor) | 10% P_{pv} |

3.2.1 Estimación del Punto de Máxima Potencia con Celdas de Referencia

Para estimar el voltaje de enlace DC y la potencia del arreglo fotovoltaico en el punto de máxima potencia. [30] desarrolla este punto, pero a partir del modelo SDM de la celda fotovoltaica. En este caso, se debe desarrollar de acuerdo al modelo de la celda propuesto para este trabajo.

Las siguientes variables son estimadas: \hat{S} es la irradiancia, \hat{T} es la temperatura, \hat{v}_{mpp} es el voltaje de salida de la celda, \hat{i}_{mpp} es la corriente de salida de la celda y \hat{p}_{mpp} es la potencia de la celda, estas tres en el punto de máxima potencia. A continuación, se toman las ecuaciones del modelo aproximado de la celda para obtener cada una de estas variables.

A partir de la celda de corto circuito, con la ecuación (2.35) se obtiene que

$$\hat{S}(t) = \frac{\Delta S}{\Delta I_{sc}} \cdot i_{sc}(t), \quad (3.1)$$

mientras que usando la celda de circuito abierto, con la ecuación (2.36) se tiene que

$$\hat{T}(t) = \frac{\Delta T}{\Delta V_{oc}} (v_{oc}(t) - V_{oc0}) + T_0. \quad (3.2)$$

Por otra parte, para estimar el voltaje y la corriente en el punto de máxima potencia, de las curvas características de la celda fotovoltaica (Fig. 2.7), se observa que la siguiente condición debe cumplirse:

$$\frac{\partial p_{cell}}{\partial v_{cell}} = i_{cell} + v_{cell} \frac{\partial i_{cell}}{\partial v_{cell}} = 0. \quad (3.3)$$

Por lo tanto, con (3.1), (3.2) y (2.37) en la ecuación (3.3), se tiene que el voltaje estimado en el punto de máxima potencia es

$$\hat{v}_{mpp}(t) = v_{oc}(t) - K_{pv} \ln \left(1 + \frac{\hat{v}_{mpp}(t)}{K_{pv}} \right), \quad (3.4)$$

y la corriente estimada en el punto de máxima potencia es definida como

$$\hat{i}_{mpp}(t) = i_{sc}(t) \left(1 - \exp \left(\frac{\hat{v}_{mpp}(t) - v_{oc}(t)}{K_{pv}} \right) \right), \quad (3.5)$$

por lo que finalmente,

$$\hat{p}_{mpp}(t) = \hat{v}_{mpp}(t) \hat{i}_{mpp}(t). \quad (3.6)$$

Definidas las variables estimadas de voltaje, corriente y potencia para una celda, estas expresiones se pueden ampliar considerando el número de celdas en serie y en paralelo del arreglo fotovoltaico. Entonces, se define la potencia estimada del arreglo fotovoltaico como

$$\hat{P}_{mpp}(t) = \hat{V}_{mpp}(t) \hat{I}_{mpp}(t), \quad (3.7)$$

donde

$$\hat{V}_{mpp}(t) = N_s \hat{v}_{mpp}(t), \quad y \quad (3.8)$$

$$\hat{I}_{mpp}(t) = N_p \hat{i}_{mpp}(t). \quad (3.9)$$

3.2.2 MPPT P&O Modificado

En la Fig. 3.2 se observa un gráfico del funcionamiento del *Algoritmo del Modo de Operación del Convertidor* preliminar, en donde, a temperatura constante de 25[°C] varía la irradiancia de tal

forma que la potencia que entrega el arreglo fotovoltaico disminuye cuando ésta baja y luego aumenta cuando la irradiancia vuelve a incrementarse, simulando un efecto de cambio día-noche y viceversa, o el paso de nubosidad sobre el arreglo.

En la Fig. 3.2 (a) se observa que a medida que la irradiancia disminuye, la potencia del arreglo también disminuye, lo cual también es indicado por el valor estimado por parte de las celdas de referencia. Una vez que la potencia del arreglo llega al mínimo indicado, éste es desconectado y pasa a modo STATCOM ($S_{w_{panel}} = 0$). Una vez que la irradiancia aumenta nuevamente, cuando el valor estimado llega al mínimo aceptado, el arreglo fotovoltaico vuelve a ser conectado para inyectar potencia activa ($S_{w_{panel}} = 1$).

En un principio se ratifica el correcto funcionamiento en el algoritmo, pero si se observa la Fig. 3.2 (b) el voltaje de enlace DC, una vez desconectado el arreglo de paneles, la referencia se mantiene en un valor fijo, pero cuando se reconecta y vuelve a activarse el algoritmo MPPT, se aprecia que la referencia se aleja del valor máximo estimado durante el tiempo que la irradiancia vuelve a aumentar. Esto ocurre debido a que el algoritmo MPPT P&O, durante el cambio sostenido de las condiciones ambientales, calcula de manera errónea la referencia de voltaje de enlace DC [32][33]. Una vez que la irradiancia se estabiliza, el algoritmo lleva la referencia hacia el valor correcto.

Para corregir esta situación, se propone modificar el algoritmo MPPT P&O utilizando las estimaciones calculadas a partir de las celdas de referencia. En la Fig. 3.3 se tiene el diagrama de flujo de esta versión modificada del algoritmo P&O y que funciona de la siguiente forma:

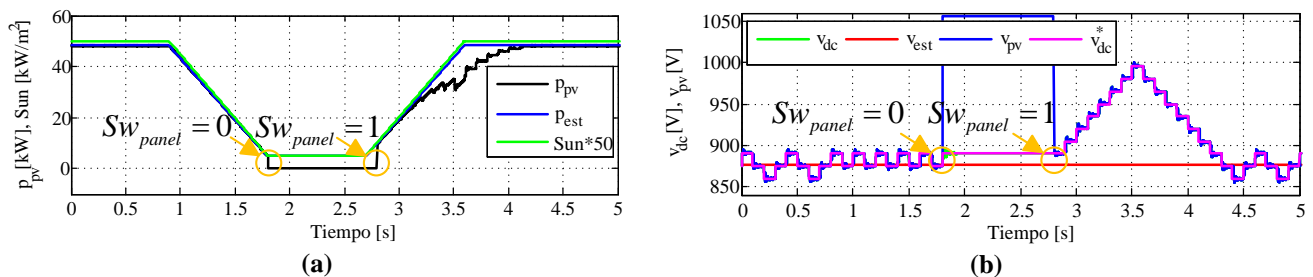


Fig. 3.2 VSI Solar con Algoritmo del Modo de Operación del Convertidor ante cambios de Irradiancia.

(a) Irradiancia y potencia del arreglo fotovoltaica y su estimado, (b) Voltaje de enlace DC, su estimado y el voltaje del arreglo fotovoltaico.

Fuente: Elaboración propia.

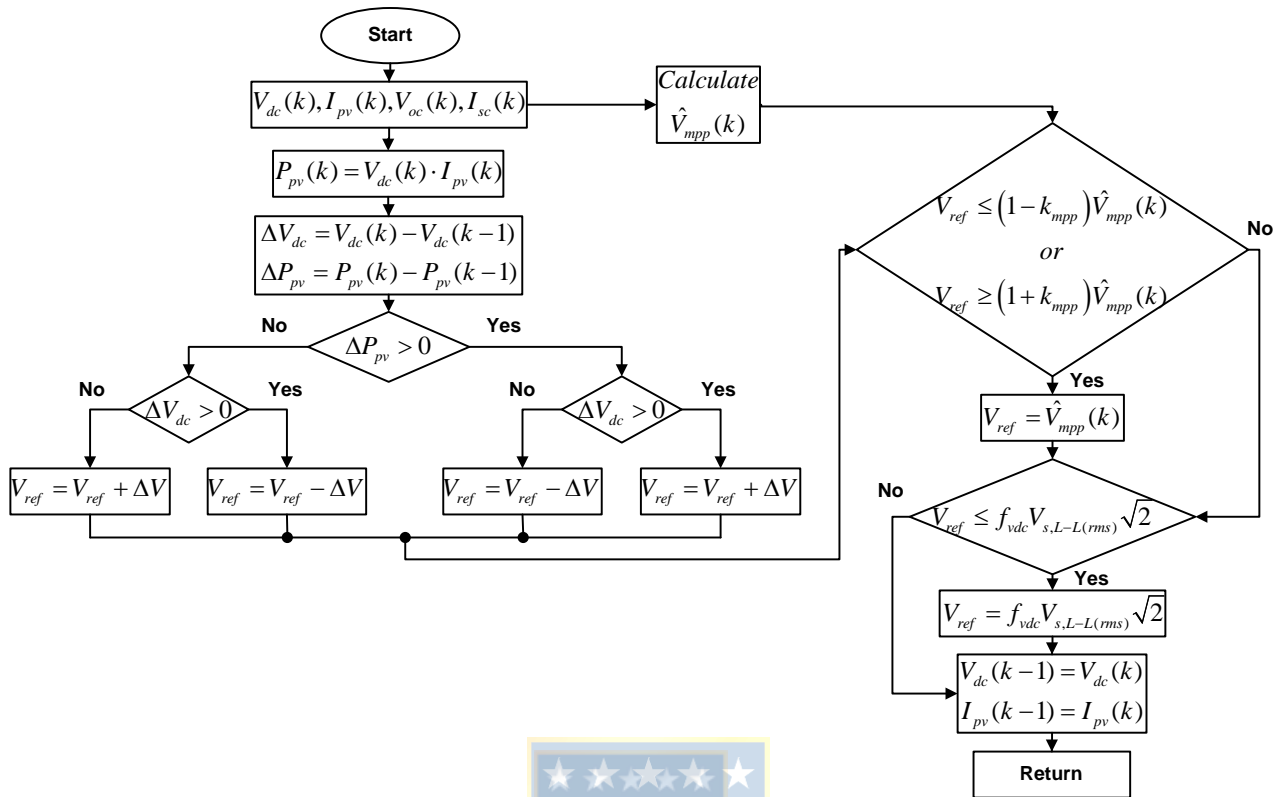


Fig. 3.3 Diagrama de Flujo Algoritmo MPPT Perturbar y Observar Modificado.

Fuente: Elaboración propia.

- Se miden el voltaje de enlace v_{dc} , la corriente del arreglo fotovoltaico i_{pv} , el voltaje de circuito abierto de la celda de referencia v_{oc} y la corriente de corto circuito de la celda de referencia i_{sc} . A partir de estas mediciones, se calculan la potencia del arreglo fotovoltaico p_{pv} , la diferencia ΔP_{pv} y ΔV_{pv} , y el voltaje estimado \hat{V}_{mpp} .
- De acuerdo a los valores de ΔP_{pv} y ΔV_{pv} calculados, se actualiza la variable de salida del algoritmo, en este caso, el voltaje de diferencia del voltaje de enlace DC V_{ref} . Esta referencia aumenta o disminuye su valor en una cantidad denominada ΔV .
- Se compara V_{ref} con el voltaje estimado en el punto de máxima potencia \hat{V}_{mpp} . Si V_{ref} llega a ser mayor a \hat{V}_{mpp} multiplicado por $(1 + k_{mpp})$ o menor a \hat{V}_{mpp} multiplicado por $(1 - k_{mpp})$, en donde k_{mpp} es una constante usada como margen, entonces V_{ref} toma el valor de \hat{V}_{mpp} .
- Luego, se compara V_{ref} con el valor mínimo predefinido. Si se calcula un valor mínimo a ese mínimo, entonces V_{ref} adquiere ese valor.
- Finalmente, los valores de voltaje y potencia v_{dc} e i_{pv} se actualizan y se realiza la siguiente iteración.

En la Fig. 3.5 (a) se aprecia que a medida que la irradiancia disminuye también lo hace la potencia del arreglo fotovoltaico, mientras que el voltaje de enlace DC se mantiene prácticamente constante (Fig. 3.5 (b)). Una vez que la potencia alcanza el valor mínimo, el algoritmo de operación ordena desconectar los paneles y el sistema opera como STATCOM, imponiendo una referencia de voltaje de enlace DC. Luego, al aumentar nuevamente la irradiancia, de acuerdo a las estimaciones de voltaje DC y de potencia obtenidas a partir de las celdas de referencia llega un momento en que la potencia estimada sobrepasa al umbral mínimo, mientras que el voltaje estimado se mantiene similar al real. Por lo tanto, el algoritmo indica que el sistema opera como un sistema fotovoltaico y por lo tanto los paneles se vuelven a conectar y la referencia del voltaje de enlace lo impone el algoritmo MPPT. Por otra parte, las corrientes en el eje d tanto del inversor (Fig. 3.5 (c)) como de la red (Fig. 3.5 (d)) varían de acuerdo a las condiciones de irradiancia, pero no así las corrientes en el eje q , lo que indica que la compensación de potencia reactiva se mantiene incólume independiente de las variaciones de potencia activa del sistema (Fig. 3.5 (e) y (f)), lo cual se refleja, con aumento, en la corriente y voltaje de la red en fase en todo momento. Finalmente, se observa que con la variación de potencia produce una leve disminución de amplitud de las moduladoras durante la operación STATCOM, por lo que el efecto de la irradiancia sobre éstas es bajo, en este caso.

En la Fig. 3.6 se aprecian resultados similares a los vistos en la Fig. 3.5 para cambios de temperatura. En este caso, el voltaje disminuye a medida que aumenta la temperatura, mientras que la potencia del arreglo fotovoltaico disminuye ligeramente. Una vez que el voltaje alcanza el mínimo, el algoritmo de operación ordena desconectar los paneles y el sistema opera como STATCOM, imponiendo una referencia de voltaje de enlace DC ($Sw_{panel} = 0$). El sistema vuelve a operar nuevamente como sistema fotovoltaico al momento que el voltaje estimado aumenta y supera el mínimo, producto de la disminución de temperatura, conectando nuevamente los paneles. En el caso de las corrientes, mientras éstas en el eje d presentan variaciones debido a las condiciones de temperatura, las corrientes en el eje q permanecen constantes, así como la compensación de potencia reactiva. Por otra parte, se observa también que a medida que el voltaje de enlace DC disminuye, la amplitud de la moduladora aumenta, tal como se puede deducir a partir de la ecuación (2.17). Por otra parte, en la Fig. 3.6 (i) se aprecia un aumento amplitud de las moduladoras, pasando a un estado de sobremodulación cerca del cambio de operación a modo STATCOM. Esto es provocado por la disminución del voltaje de enlace DC. Luego, las moduladoras disminuyen su amplitud una vez que el voltaje de enlace DC vuelve a aumentar después de la reconexión.

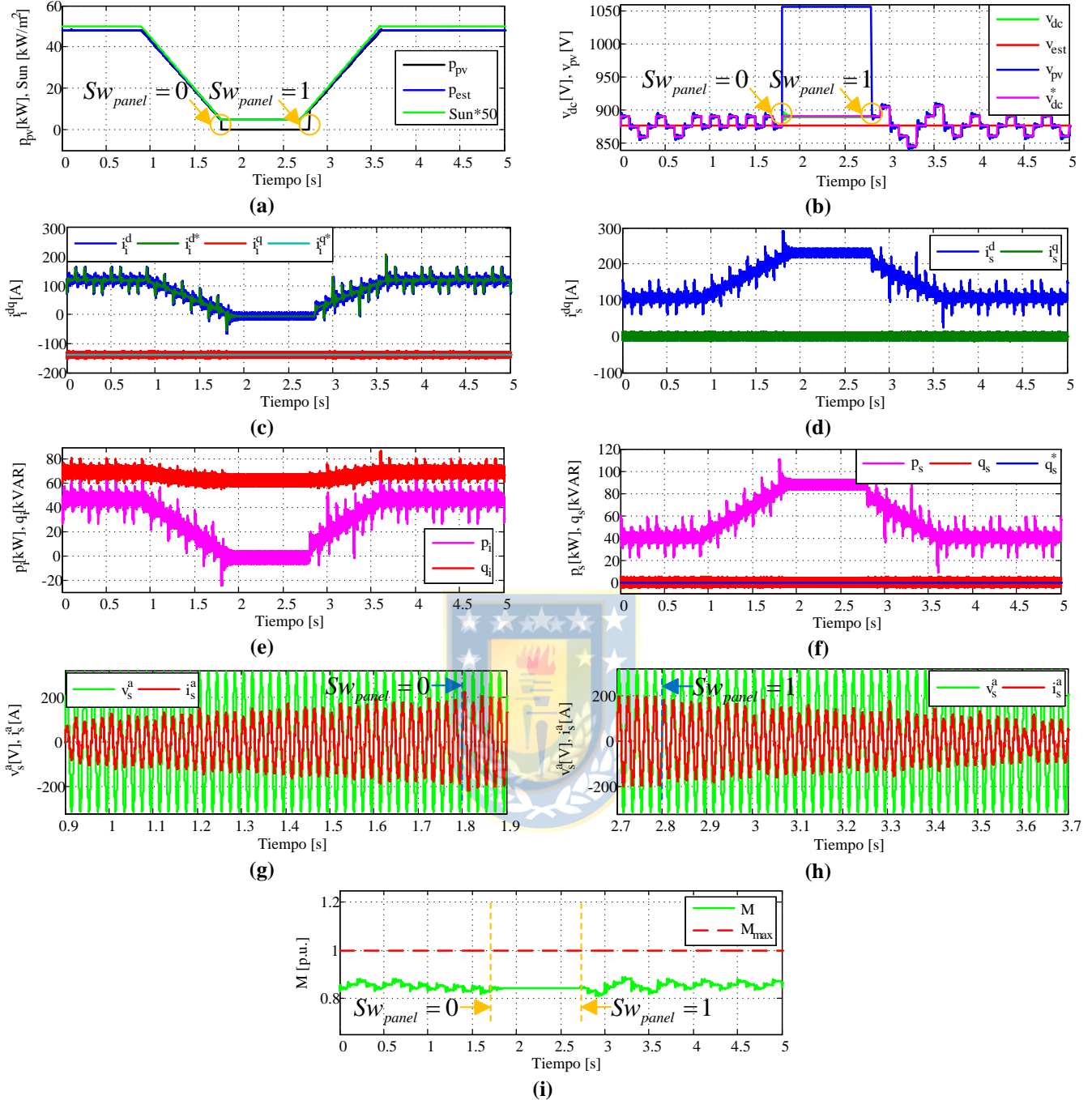


Fig. 3.5 Sistema Fotovoltaico con Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor ante Cambios de Irradiancia.

(a) Potencia del arreglo fotovoltaico, su estimación y la irradiancia, (b) Voltaje de enlace DC y su referencia, su estimación y el voltaje del arreglo fotovoltaico, (c) Corrientes del inversor y sus referencias en dq , (d) Corrientes de la red de distribución en ejes dq , (e) Potencia activa y reactiva del inversor, (f) Potencia activa y reactiva de la red de distribución, (g) Voltaje y corriente de la red de distribución en eje a ($Sw_{panel} = 0$), (h) Voltaje y corriente de la red de distribución en eje a ($Sw_{panel} = 1$), (i) Amplitud índice de modulación.

Fuente: Elaboración propia.

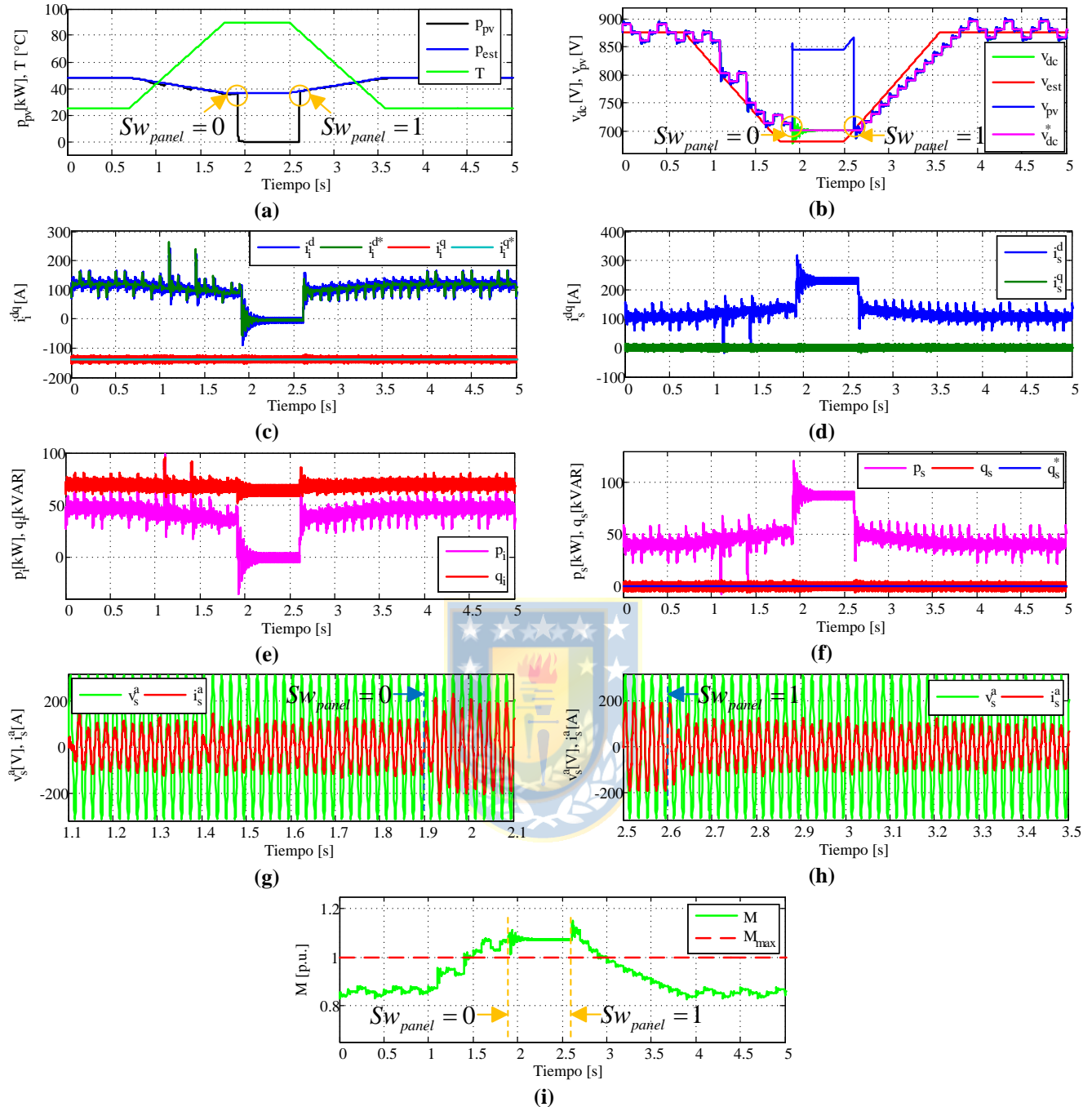


Fig. 3.6 Sistema Fotovoltaico con Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor ante Cambios de Temperatura.

(a) Potencia del arreglo fotovoltaico, su estimación y la temperatura, (b) Voltaje de enlace DC y su referencia, su estimación y el voltaje del arreglo fotovoltaico, (c) Corrientes del inversor y sus referencias en dq , (d) Corrientes de la red de distribución en ejes dq , (e) Potencia activa y reactiva del inversor, (f) Potencia activa y reactiva de la red de distribución, (g) Voltaje y corriente de la red de distribución en eje a ($Sw_{panel} = 0$), (h) Voltaje y corriente de la red de distribución en eje a ($Sw_{panel} = 1$), (i) Amplitud índice de modulación.

Fuente: Elaboración propia.

3.3. Mejoramiento de los Algoritmos Propuestos

Los resultados presentados anteriormente ilustran que el *Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor* y el algoritmo MPPT P&O propuestos cumplen con el objetivo de determinar los momentos en que el sistema opera en modo generación o STATCOM y seguir la referencia en el punto de máxima potencia, respectivamente. Sin embargo, estos algoritmos no se hacen cargo de algunas situaciones que pueden ocurrir durante los cambios de operación. Por ejemplo, ante cambios de temperatura importantes, las moduladoras se pueden saturar (Fig. 3.6 (i)), pero esos incrementos de temperatura son excepcionales. Un tema que es de mayor consideración son los transientes de corriente y voltaje durante la reconexión del arreglo fotovoltaico al convertidor. En este punto se discuten estos inconvenientes y se proponen mejoras a los algoritmos propuestos originalmente.

3.3.1 Transientes en la Reconexión del Arreglo Fotovoltaico

Al momento que el algoritmo da la orden de reconectar el arreglo fotovoltaico al convertidor, idealmente las variables de corriente y voltaje de los paneles se ajustan a los lazos de control y a lo indicado por el algoritmo MPPT sin valores transitorios importantes, a pesar de las diferencias importantes que posiblemente tengan el condensador de enlace DC y el voltaje del arreglo fotovoltaico en circuito abierto. Sin embargo, si se consideran las impedancias propias del cableado entre el convertidor y el arreglo, éstas interactúan con las propias impedancias de éstos, provocando picos de corriente y voltaje que van sometiendo al sistema de generación fotovoltaica a condiciones de estrés en cada reconexión. En la Fig. 3.7 se observan, considerando una inductancia de cable $L_{cable} = 100[\mu\text{H}]$, los voltajes de enlace DC y del arreglo fotovoltaico y la corriente de los paneles ante los mismos cambios de irradiancia de la Fig. 3.5. En estas variables se observa la magnitud del efecto resonante entre la inductancia del cable y el condensador de enlace al momento de reconexión de los paneles, la cual alcanzan valores importantes antes de poder acomodarse a las condiciones del sistema.

Una alternativa que permite atenuar los efectos antes mencionados es utilizar un sistema de carga basado en un contactor y una red RL, tal como se observa en la Fig. 3.8. El contactor permanece cerrado al circuito hasta que la diferencia de voltaje entre el enlace DC y de los paneles sea mayor a un determinado valor, mientras que éste se abre al momento en que ese valor es superado. En la Fig. 3.9 se tiene el mismo sistema sometido a cambios de irradiancia y se analizan las mismas variables que en el caso anterior. Se consideran una inductancia $L_{net} = 1[\text{mH}]$ y una resistencia $R_{net} = 10[\Omega]$. Se considera también que el contactor Sw_{net} permanece conectado cuando la diferencia entre el voltaje de enlace DC y del arreglo es menor a $30[\text{V}]$. En comparación a la Fig. 3.7, se observa una disminución

importante de las amplitudes de corriente y voltaje del arreglo fotovoltaico al momento de reconectarse este último al convertidor. Al observar detenidamente el momento de la conexión se aprecia el efecto de amortiguación provocado por la red RL , el cual permite que tenga una transición más suave de un modo de operación al otro.

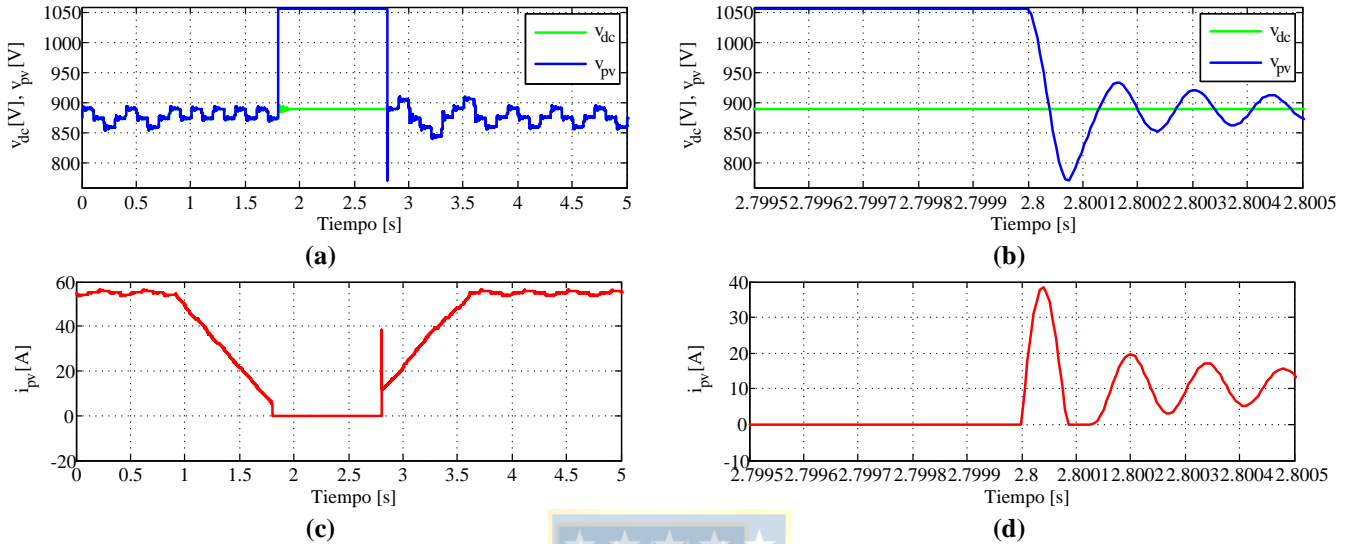


Fig. 3.7 Efectos de Impedancia del Cable en Sistema Fotovoltaico con Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor ante Cambios de Irradiancia.

(a) Voltaje de enlace DC y el voltaje del arreglo fotovoltaico, (b) Zoom de transientes de voltaje durante reconexión, (c) Corriente del arreglo fotovoltaico, (d) Zoom del transiente de corriente durante reconexión.

Fuente: Elaboración propia.

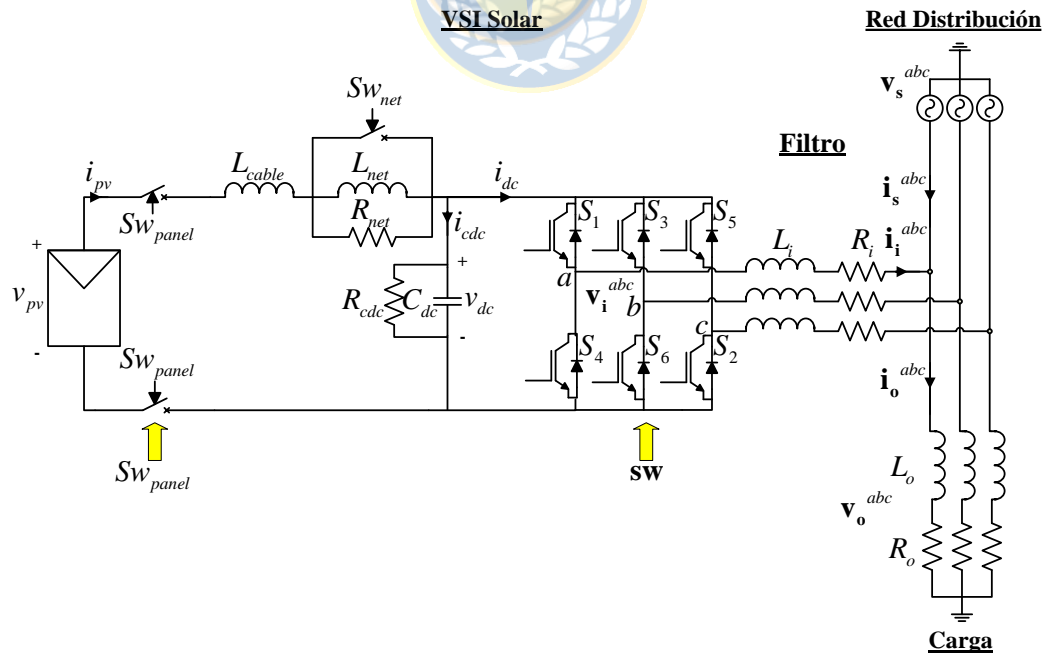


Fig. 3.8 Topología del Convertidor Solar con Red de Carga y considerando Inductancia del Cable.

Fuente: Elaboración propia.

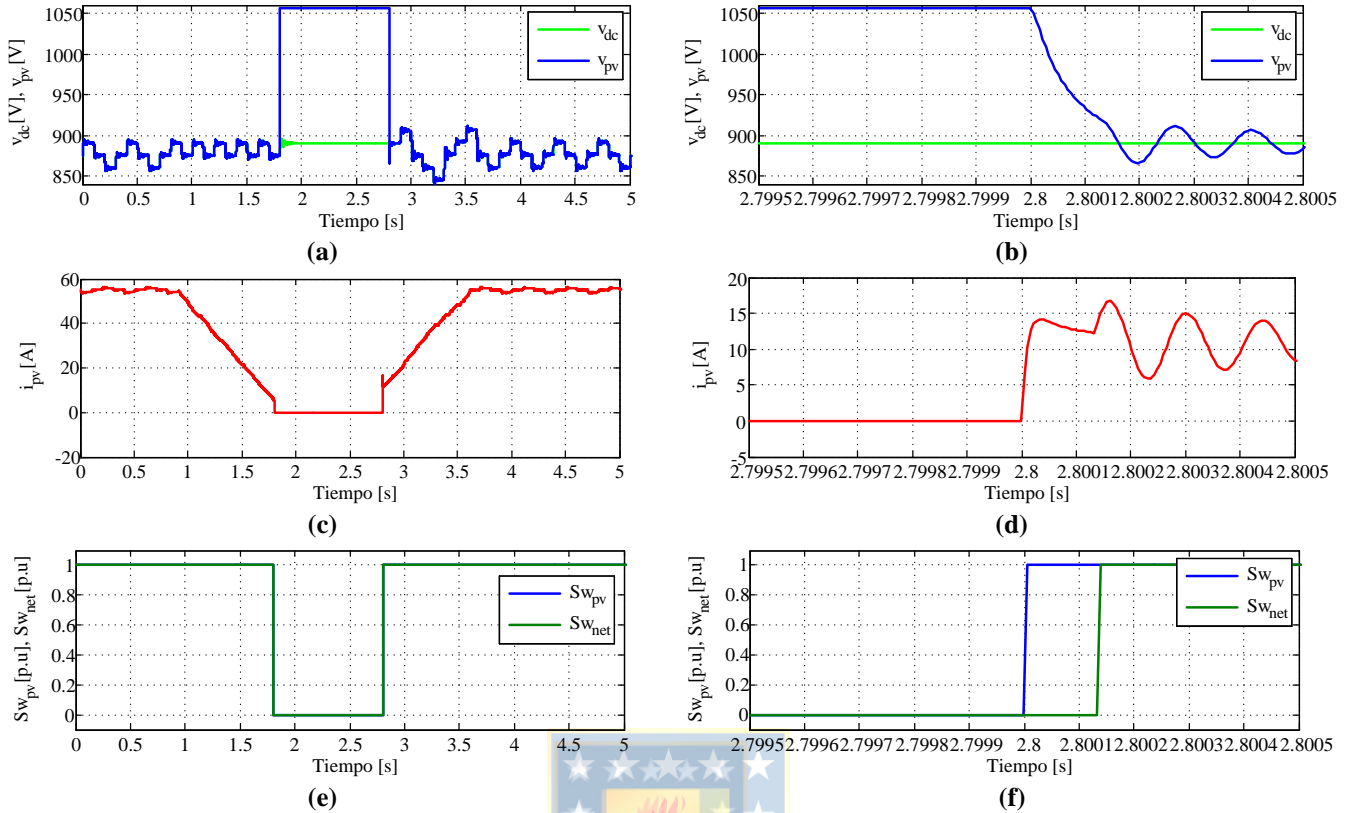


Fig. 3.9 Sistema Fotovoltaico con Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor ante Cambios de Irradiancia con Red de Carga e Inductancia del Cable.

(a) Voltaje de enlace DC y el voltaje del arreglo fotovoltaico, (b) Zoom de transientes de voltaje durante reconexión, (c) Corriente del arreglo fotovoltaico, (d) Zoom del transiente de corriente durante reconexión, (e) Interruptor del arreglo fotovoltaico Sw_{panel} y de la red de carga Sw_{net} , (f) Zoom de transientes de interruptores durante reconexión.

Fuente: Elaboración propia.

3.3.2 Algoritmo del Modo de Operación Modificado

Considerando lo mencionado en el punto anterior, una alternativa para atenuar los picos de transientes de reconexión del arreglo fotovoltaico al convertidor es disminuir la brecha entre el voltaje de circuito abierto del arreglo y el voltaje de enlace DC previo a la reconexión. A partir de ese punto, se propone una nueva versión del algoritmo de modo de operación del convertidor (Fig. 3.10), el cual se encarga de decidir si este último opera en modo de generación solar o como STATCOM. Esta versión se diferencia en la anterior en los siguientes puntos:

1. Cuando los paneles están desconectados, se compara el voltaje de enlace DC con el voltaje del arreglo fotovoltaico. Mientras el voltaje de enlace DC sea inferior al del arreglo fotovoltaico (ahora en circuito abierto) multiplicado por k_2 , se modifica la referencia del voltaje de enlace hasta que sea igual o mayor.
2. Si los paneles están conectados al convertidor, se chequea previamente si el voltaje del enlace es menor o igual al voltaje de máxima potencia estimado multiplicado por k_1 . Si ese es el caso,

entonces se evalúa la condición que decide si dadas las condiciones se desconecta el arreglo fotovoltaico. En caso contrario, el sistema sigue operando en modo generación.

Los motivos los cuales se agregan estas condiciones son las siguientes:

- Disminuir la diferencia entre el voltaje de enlace y del arreglo fotovoltaico en circuito abierto, con el objetivo de reducir los estreses de corriente y voltaje al momento de la reconexión de los paneles al sistema, una vez cumplidas las condiciones impuestas por el algoritmo.
- Si se eleva la tensión de enlace hasta un voltaje cercano al de circuito abierto del arreglo fotovoltaico, al momento de la reconexión la potencia generada por éste puede estar por debajo al valor mínimo permitido por el algoritmo, pudiendo provocar a su vez que los paneles se desconecten del convertidor nuevamente de forma casi inmediata. Por lo tanto, se impone la segunda condición para permitir que el sistema tenga tiempo de alcanzar un punto de potencia cercano al máximo de acuerdo a las condiciones de irradiancia y/o temperatura.

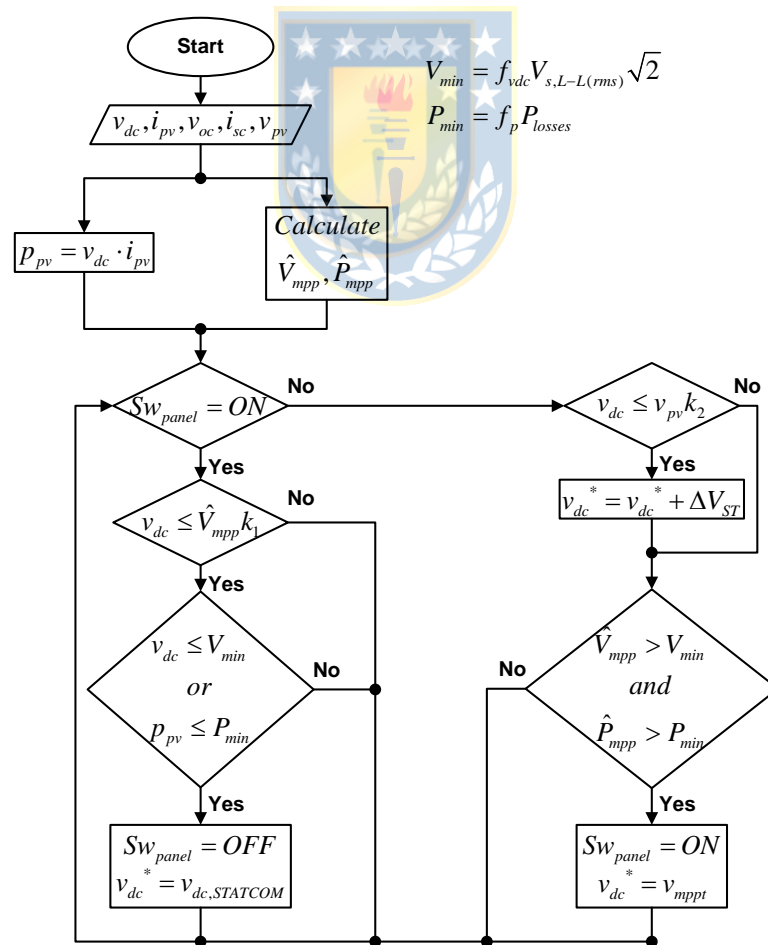


Fig. 3.10 Diagrama de Flujo Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor Modificado.

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 3.3 Parámetros Algoritmo del Modo de Operación del Convertidor Modificado.

| Parámetro | Valor | Valor [p.u.] |
|---|--------------|--------------|
| T_{alg} (periodo de iteración algoritmo) | 100 [ms] | - |
| f_{vdc} (factor de seguridad voltaje de enlace DC) | 1,3 - | - |
| f_p (factor de seguridad potencia arreglo fotovoltaico) | 1,2 - | - |
| k_1 (factor de tolerancia) | 1,2 - | - |
| k_2 (factor de tolerancia) | 0,95 - | - |
| ΔV_{ST} (diferencial de voltaje modo STATCOM) | 45 [V] | 0,12 |
| P_{losses} (pérdidas asociadas al convertidor) | 10% P_{pv} | - |

3.3.3 MPPT Perturbar y Observar Definitivo

El Algoritmo MPPT P&O modificado tiene como objetivo mantener la referencia de voltaje lo más cercano posible al estimado por el voltaje en el punto de máxima potencia estimado, forzando a establecerse en ese valor. Esto es especialmente conveniente ante cambios continuos de irradiancia y temperatura, en donde el algoritmo MPPT P&O normal se confunde para alcanzar el punto de máxima potencia. Sin embargo, como se observa especialmente en Fig. 3.6 (b), existen momentos en que forzar la referencia de voltaje de enlace DC al valor estimado provoca importantes cambios en su valor. Para lograr una corrección más suave durante estos cambios, se propone un nuevo MPPT P&O (Fig. 3.11), en donde la diferencia con el anterior radica en lo siguiente:

- Si el voltaje de referencia calculado es mayor al voltaje del punto de máxima potencia estimado multiplicado por un factor, se aplica una resta de $2\Delta V$ para corregirlo.
- Si el voltaje de referencia calculado es menor al voltaje del punto de máxima potencia estimado multiplicado por un factor, se aplica una suma de $2\Delta V$ para corregirlo.

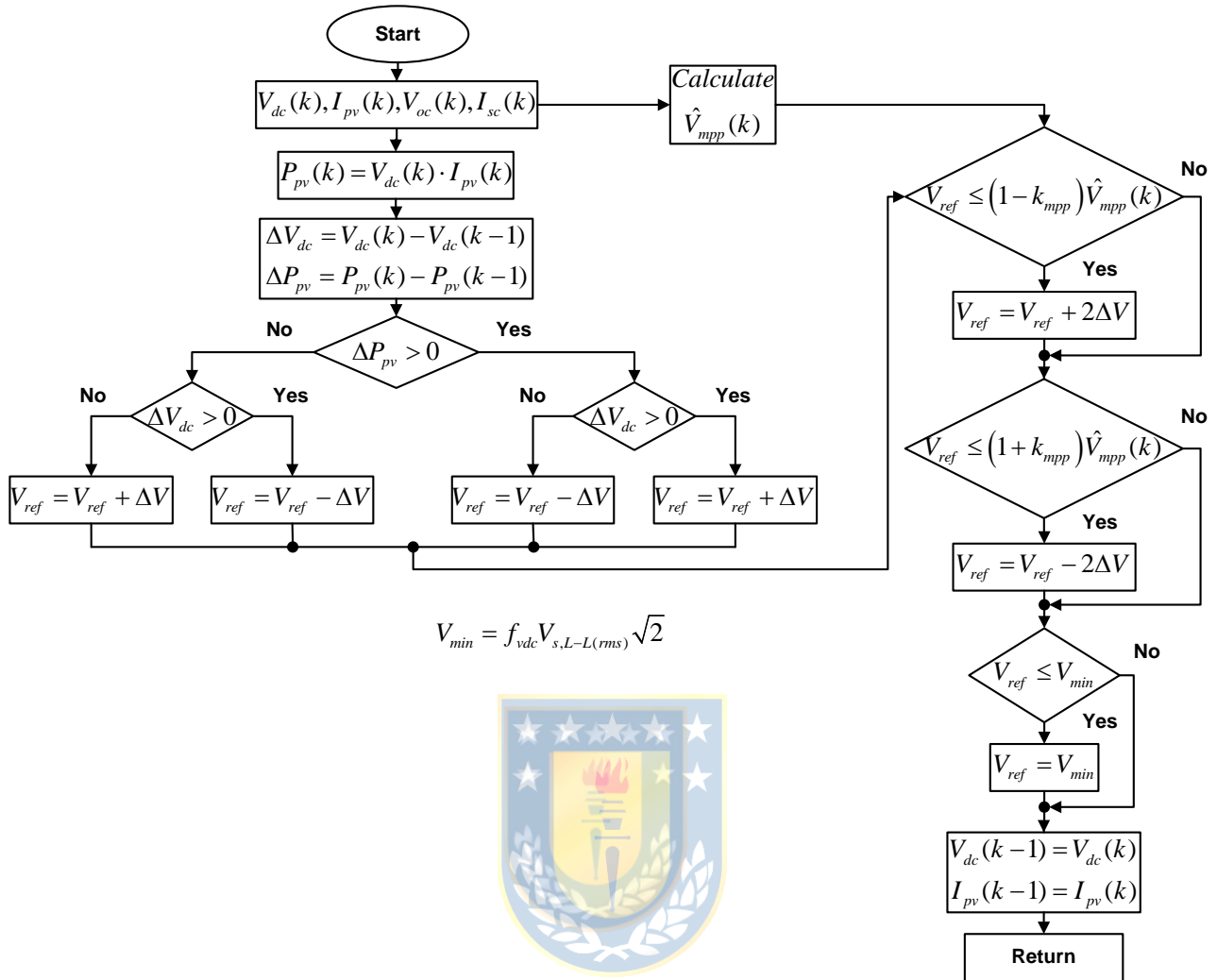


Fig. 3.11 Diagrama de Flujo Algoritmo MPPT Perturbar y Observar Definitivo.

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 3.4 Parámetros Algoritmo MPPT P&O Definitivo.

| Parámetro | Valor | Valor [p.u.] |
|--|----------|--------------|
| T_{mppt} (periodo de iteración algoritmo MPPT) | 100 [ms] | - |
| V_{ref} (voltaje de enlace DC de referencia) | 875 [V] | 2,3 |
| ΔV (diferencial de voltaje) | 15 [V] | 0,039 |
| f_{vdc} (factor de seguridad voltaje de enlace DC) | 1,3 - | - |
| k_{mpp} (factor de tolerancia voltaje de ref. DC) | 0,05 - | - |

3.3.4 Simulación del Sistema incluyendo Algoritmos Modificados

Se presentan a continuación resultados de simulación del sistema fotovoltaico considerando los nuevos algoritmos. En cada gráfico se indican 6 tiempos, en donde:

- t_1/t_6 : Condiciones de operación se encuentran a $S = 1000[\text{W}/\text{m}^2]$ y $T = 25[^\circ\text{C}]$.
- t_2 : Ocurre la disminución de irradiancia (Fig. 3.12) y el aumento de temperatura (Fig. 3.13).
- t_3 : Ocurre el cambio de modo de generación a STATCOM y se evalúa si el voltaje del enlace DC es menor al de la granja fotovoltaica en circuito abierto por k_2 .
- t_4 : El voltaje del enlace alcanza o supera la condición de voltaje de t_3 .
- t_5 : Ocurre la reconexión del arreglo fotovoltaico al sistema y las condiciones de irradiancia y temperatura vuelven a las originales, respectivamente.

Por otra parte, para efectos de apreciar el funcionamiento de los algoritmos, se desprecia la impedancia del cable que conecta el arreglo con el convertidor.

En la Fig. 3.12 se aprecia que el sistema se comporta de forma similar al caso de la Fig. 3.5 ante cambios de irradiancia, logrando que el convertidor mantenga su compensación de potencia reactiva sin importar lo que ocurra con el sistema fotovoltaico. Eso incluye también considerando las modificaciones hechas al algoritmo de modo de operación, en donde se incrementa el voltaje del enlace DC una vez que entra en modo STATCOM. Se puede observar que los cambios de voltaje de enlace DC, en especial en t_5 , son más pequeños y no someten al sistema a tanto estrés cuando se vuelve a reconectar el arreglo fotovoltaico. La desventaja de este sistema con estos cambios con respecto al caso anterior es que tarda un poco más en alcanzar el punto de máxima potencia, pero lo que pierde en velocidad se compensa con cambios más suaves y menos severos para el sistema. Estas mismas observaciones se pueden realizar en la Fig. 3.13, que se comporta de manera similar al caso de la Fig. 3.6, pero para cambios de temperatura.

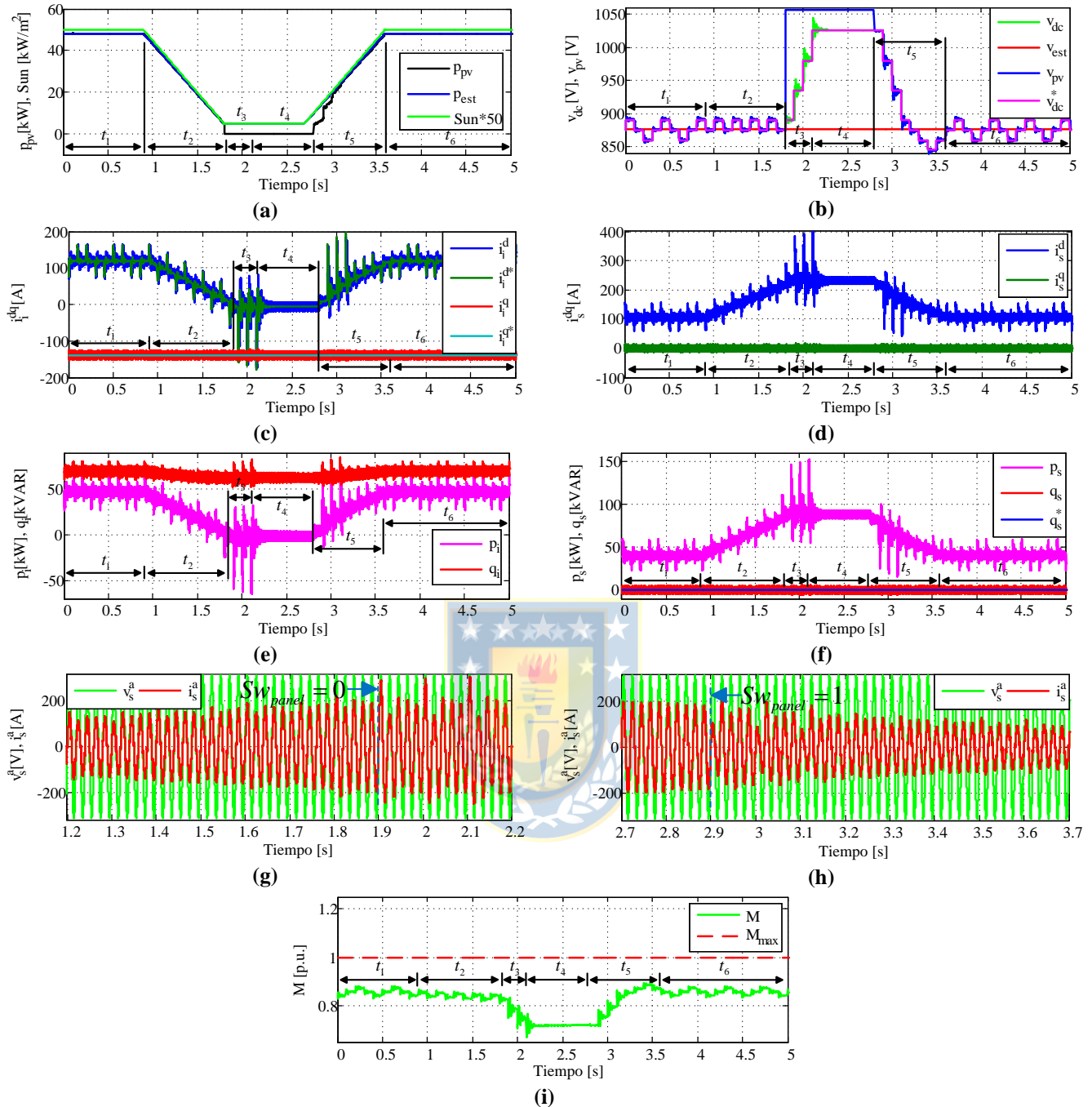


Fig. 3.12 Sistema Fotovoltaico con algoritmos modificados ante Cambios de Irradiancia.

(a) Potencia del arreglo fotovoltaico, su estimación y la irradiancia, (b) Voltaje de enlace DC y su referencia, su estimación y el voltaje del arreglo fotovoltaico, (c) Corrientes del inversor y sus referencias en dq , (d) Corrientes de la red de distribución en ejes dq , (e) Potencia activa y reactiva del inversor, (f) Potencia activa y reactiva de la red de distribución, (g) Voltaje y corriente de la red de distribución en eje a ($S_{w_{panel}} = 0$), (h) Voltaje y corriente de la red de distribución en eje a ($S_{w_{panel}} = 1$), (i) Amplitud índice de modulación.

Fuente: Elaboración propia.

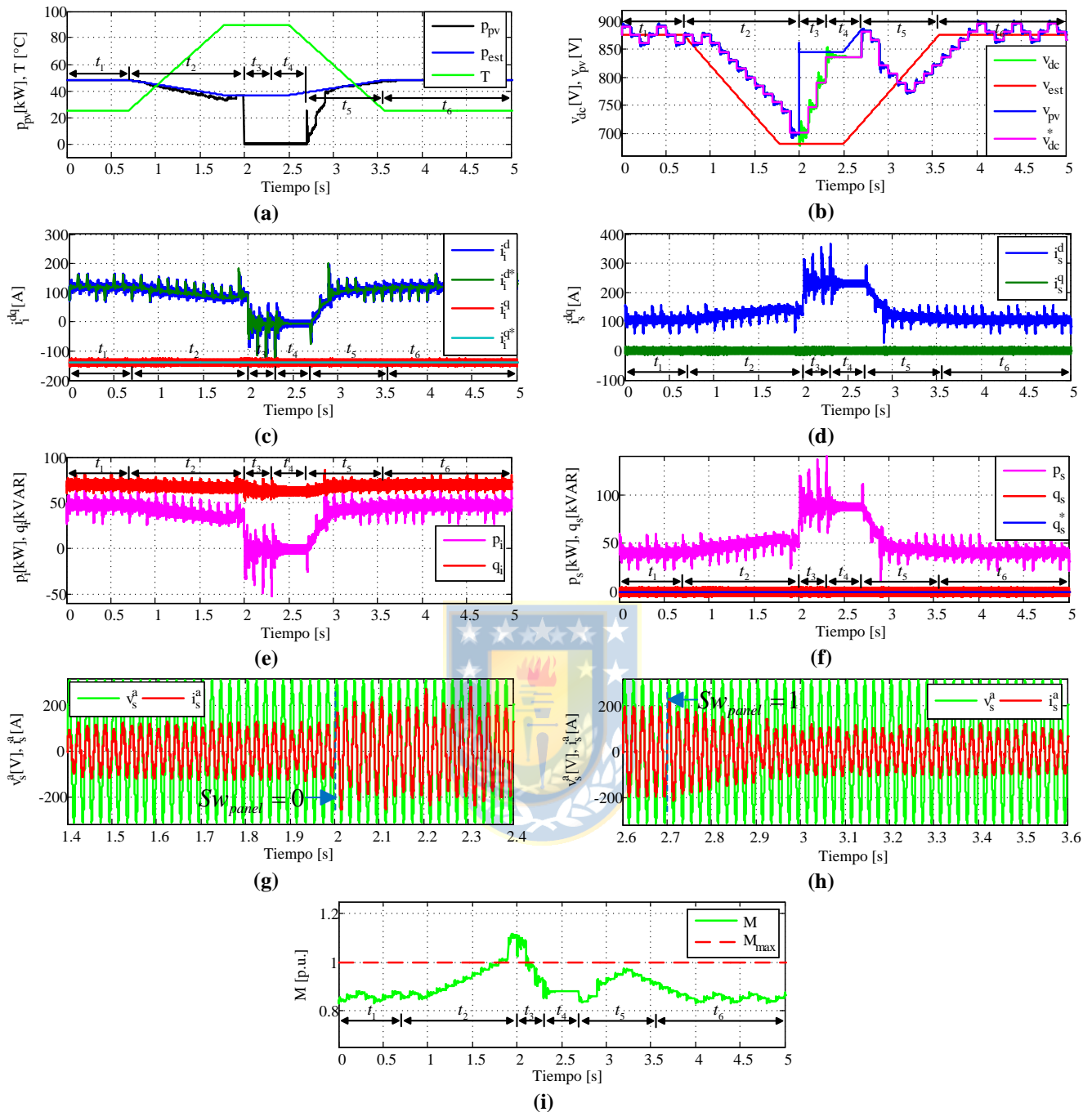


Fig. 3.13 Sistema Fotovoltaico con algoritmos modificados ante Cambios de Temperatura.

(a) Potencia del arreglo fotovoltaico, su estimación y la temperatura, (b) Voltaje de enlace DC y su referencia, su estimación y el voltaje del arreglo fotovoltaico, (c) Corrientes del inversor y sus referencias en dq , (d) Corrientes de la red de distribución en ejes dq , (e) Potencia activa y reactiva del inversor, (f) Potencia activa y reactiva de la red de distribución, (g) Voltaje y corriente de la red de distribución en eje a ($Sw_{panel} = 0$), (h) Voltaje y corriente de la red de distribución en eje a ($Sw_{panel} = 1$), (i) Amplitud índice de modulación.

Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 4. Resultados Experimentales

4.1. Introducción

Una vez abordada la teoría detrás de este trabajo se procede a implementar el sistema de generación fotovoltaica en el Laboratorio de Control Digital Aplicado (L.C.D.A.) en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción. A continuación se presentan los componentes y equipos a utilizar en este experimento y sus resultados.

4.2. Estructura del Circuito Experimental

La Fig. 4.1 ilustra el equipo a utilizar para la obtención de resultados experimentales de este trabajo de tesis, en la cual se puede dividir en equipos y elementos asociados con el circuito de potencia, así como también los equipos que comandan las acciones de control hacia el circuito de potencia, como los disparos de los interruptores del convertidor y la conexión y desconexión del emulador PV de éste.

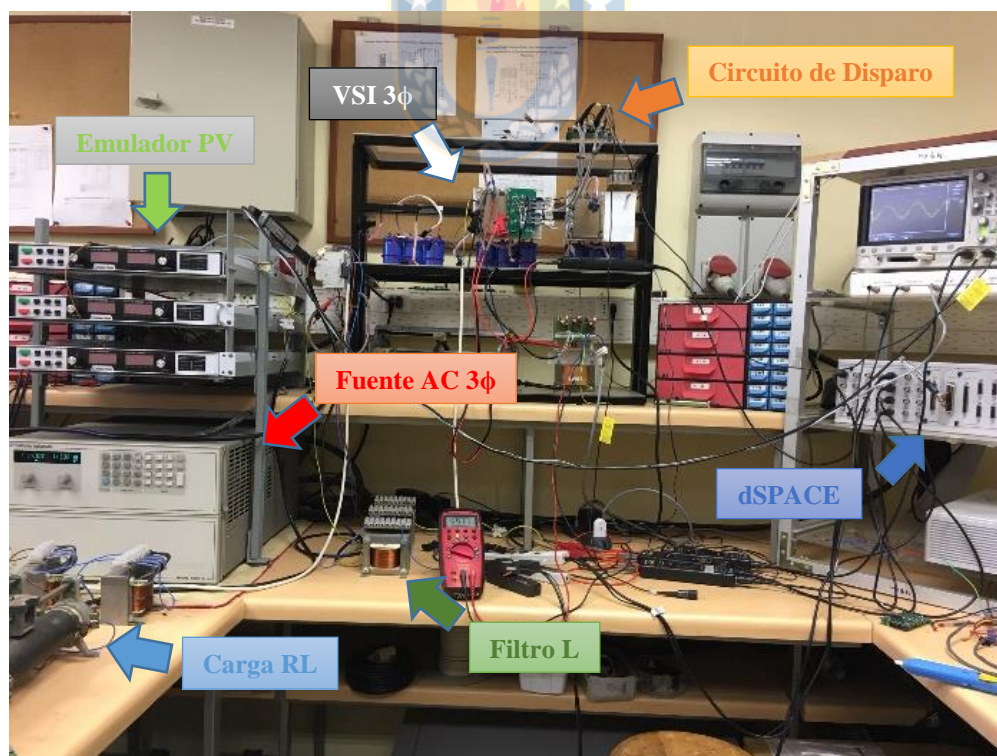


Fig. 4.1 Set-up experimental utilizado en el L.C.D.A..
Fuente: Elaboración propia.

4.2.1 Circuito de Potencia

A continuación se realiza una descripción de los equipos y elementos asociados a lo que se denomina circuito de potencia, es decir, aquel circuito que manipula la energía eléctrica proveniente de fuentes tales como la red de distribución y arreglos fotovoltaicos (Fig. 4.2).

A. Convertidor Fuente de Voltaje 6MBP50RA120

La Fig. 4.2 (a) muestra el convertidor fuente de voltaje que consiste en un módulo con seis IGBTs, dos por pierna; tres conexiones de corriente alterna “U”, “V” y “W”; conexión DC con el positivo “P” y negativo “N”; y una conexión “B” para freno regenerativo, el cual no es utilizado para este experimento.

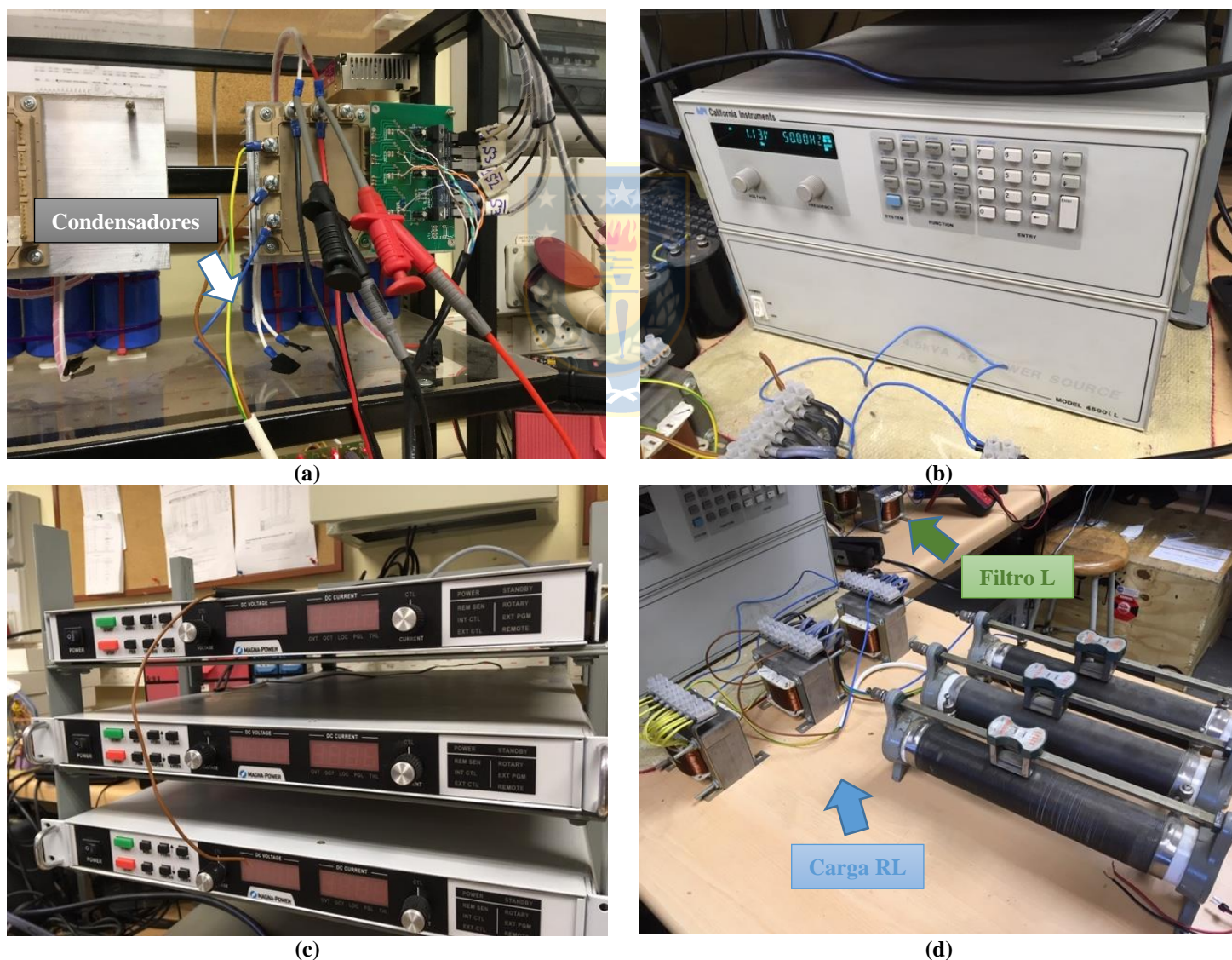


Fig. 4.2 Equipos del circuito de potencia.

(a) Convertidor y sus elementos, (b) Fuente de voltaje AC trifásica, (c) Emulador fotovoltaico, (d) Carga RL y Filtro L.
Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, este módulo también posee 16 pines que reciben las señales de control para su operación. La TABLA 4.1 y la TABLA 4.2 indican los datos eléctricos máximos y los pines de control de este convertidor.

B. Fuente Trifásica California Instruments 4500 iL

La Fig. 4.2 (b) ilustra la fuente de corriente alterna trifásica utilizada para este experimento. Esta fuente tiene la característica de ser programable en distintas variables, dentro de determinados rangos indicados en la TABLA 4.3, como el voltaje, corriente, frecuencia y fase. A su vez, esta fuente es capaz de incorporarse a través de un software especializado el poder generar formas de ondas de potencia distintas a la sinusoidal, pero para efectos de este trabajo no se aborda este último punto.

TABLA 4.1 Parámetros Máximos Convertidor 6MBP50RA120.

| Parámetro | Valor | Valor [p.u.] |
|---|--------------|----------------------|
| $V_{dc,max}$ (voltaje de enlace DC máximo) | 900 [V] | 2,37 |
| $V_{CE,max}$ (voltaje colector-emisor máximo) | 1.200 [V] | 3,16 |
| $I_{C,max}$ (corriente de colector máxima) | ± 50 [A] | $\pm 0,33$ |
| $V_{CC,max}$ (voltaje de alimentación sección pre-driver) | 20 [V] | 0,053 |
| $V_{in,max}$ (voltaje de señal de entrada) | 8 [V] | 0,021 |
| $I_{in,max}$ (corriente de señal de entrada) | 1 [mA] | $6,58 \cdot 10^{-6}$ |
| $f_{Sw,max}$ (frecuencia de conmutación máxima) | 20 [kHz] | 400 |

TABLA 4.2 Pines Sección de Control Convertidor 6MBP50RA120.

| Pin | Descripción |
|-----|--|
| 1 | tierra GND_U |
| 2 | voltaje de señal de entrada V_{inU} |
| 3 | voltaje de alimentación pre-driver V_{CCU} |
| 4 | tierra GND_V |
| 5 | voltaje de señal de entrada V_{inV} |
| 6 | voltaje de alimentación pre-driver V_{CCV} |
| 7 | tierra GND_W |
| 8 | voltaje de señal de entrada V_{inW} |
| 9 | voltaje de alimentación pre-driver V_{CCW} |
| 10 | tierra GND |
| 11 | voltaje de alimentación pre-driver V_{CC} |
| 12 | NC |
| 13 | voltaje de señal de entrada V_{inX} |
| 14 | voltaje de señal de entrada V_{inY} |
| 15 | voltaje de señal de entrada V_{inZ} |
| 16 | alarma ALM |

TABLA 4.3 Parámetros Fuente AC 4500 iL.

| Parámetro | Valor | Valor [p.u.] |
|---|-------------------------|--------------|
| $S_{s,max}$ (potencia aparente máxima) | 4.500 [VA] | 0,045 |
| $f_{s,min}$ (frecuencia mínima) | 45 [Hz] | 0,9 |
| $f_{s,max}$ (frecuencia máxima) | 5.000 [Hz] | 100 |
| $V_{s,max}$ (voltaje de salida fuente máxima) | 300 [V _{rms}] | 0,79 |
| $I_{s,max}$ (corriente de salida fuente máxima) | 15 [A _{rms}] | 0,099 |

C. Emulador PV Magna-Power SL600-4.3

La Fig. 4.2 (c) muestra un conjunto de emuladores fotovoltaicos disponibles en el L.C.D.A., de las cuales se utiliza uno. Estos equipos son capaces de operar de forma local (es decir, desde las teclas y perillas de la fuente) o de manera remota mediante un ordenador conectado por un cable de comunicación tipo RS-232 y funcionan ya sea como fuente de voltaje, fuente de corriente, o mediante el software de la misma empresa Magna-Power Electronics “Photovoltaic Power Profile Emulation” crear un perfil, es decir, una curva característica de un panel fotovoltaico típico (Fig. 4.3).

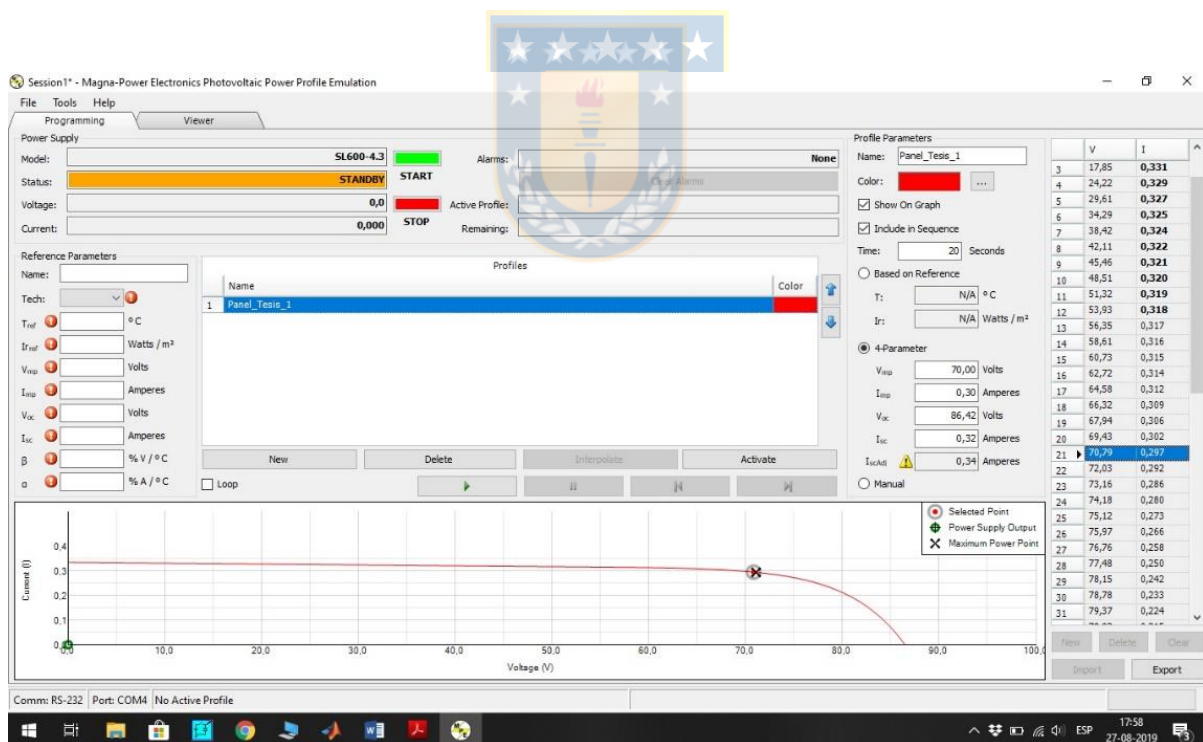


Fig. 4.3 Software del emulador fotovoltaico Magna-Power SL600-4.3.
Fuente: Elaboración propia.

TABLA 4.4 Parámetros Emulador PV Magna-Power SL600-4.3.

| Parámetro | Valor | Valor [p.u.] |
|---|-----------|--------------|
| $P_{pv,max}$ (potencia emulador PV máxima) | 2.600 [W] | 0,026 |
| $V_{pv,max}$ (voltaje emulador PV máximo) | 600 [V] | 1,58 |
| $I_{pv,max}$ (corriente emulador PV máxima) | 4,3 [A] | 0,028 |

D. Elementos Pasivos

La Fig. 4.2 (a) y (d) ilustran los elementos pasivos a utilizar en este experimento y disponibles en el L.C.D.A.. Este conjunto de elementos, como inductores, reóstatos y condensadores electrolíticos, son dimensionados de acuerdo a los niveles de potencia que el circuito opera y son utilizados como filtros y carga.

4.2.2 Módulo dSPACE

El módulo dSPACE y el circuito de adquisición de las señales provenientes de este primer equipo, Fig. 4.4, son los encargados de calcular y ejecutar las estrategias de control pertinentes a este sistema fotovoltaicos.



Fig. 4.4 Equipos para la implementación de sistemas de control.
 (a) Módulo dSPACE DS1103, (b) Circuito de adquisición señales desde dSPACE.
 Fuente: Elaboración propia.

El módulo controlador dSPACE DS1103 PPC y el panel conector CP1103 son un conjunto de hardware diseñados para el desarrollo de controladores digitales multivariables de alta velocidad y de simulaciones en tiempo real en varios campos [42]. En la Fig. 4.5 se muestra el frontis del panel CP1103 posee distintos tipos de conectores, destacándose entre éstos la unidad del conversor analógico/digital (ADC) con 20 entradas; la unidad del conversor digital/analógico (DAC) con 8 salidas; y una unidad de entrada/salida digital, con 32 canales. Por otra parte, la programación de los

algoritmos de control en la dSPACE es realizada a través de un PC mediante el software Simulink de MATLAB. Además, las señales de entrada y salida, analógicas y digitales, pueden ser monitoreadas en tiempo real mediante el software Control Desk.

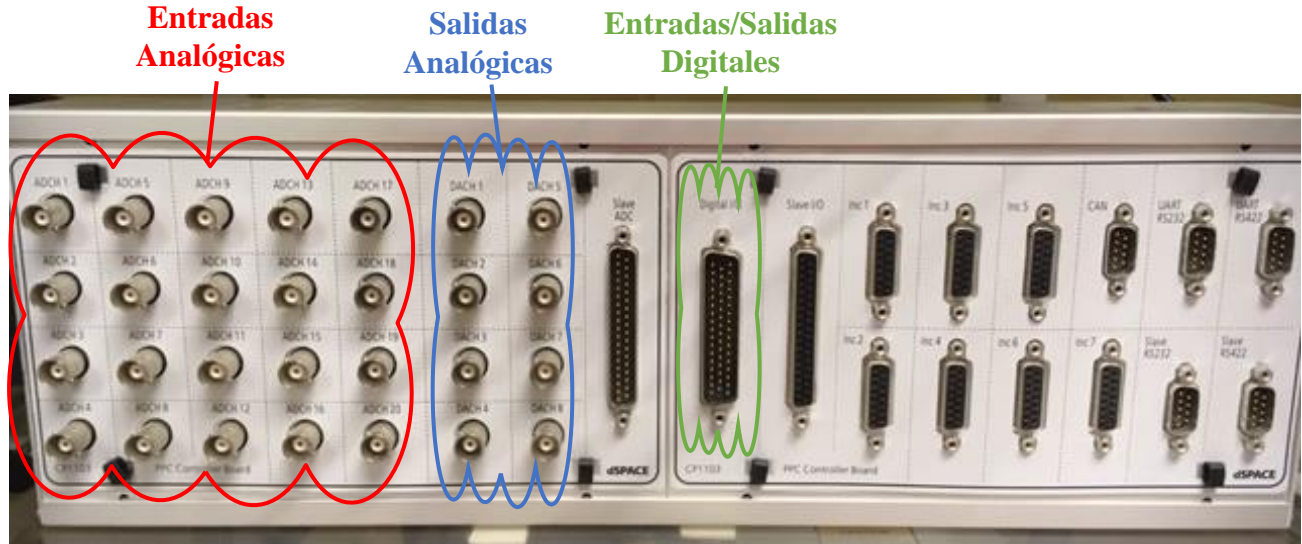


Fig. 4.5 Panel Conector dSPACE CP1103.
Fuente: Elaboración propia.

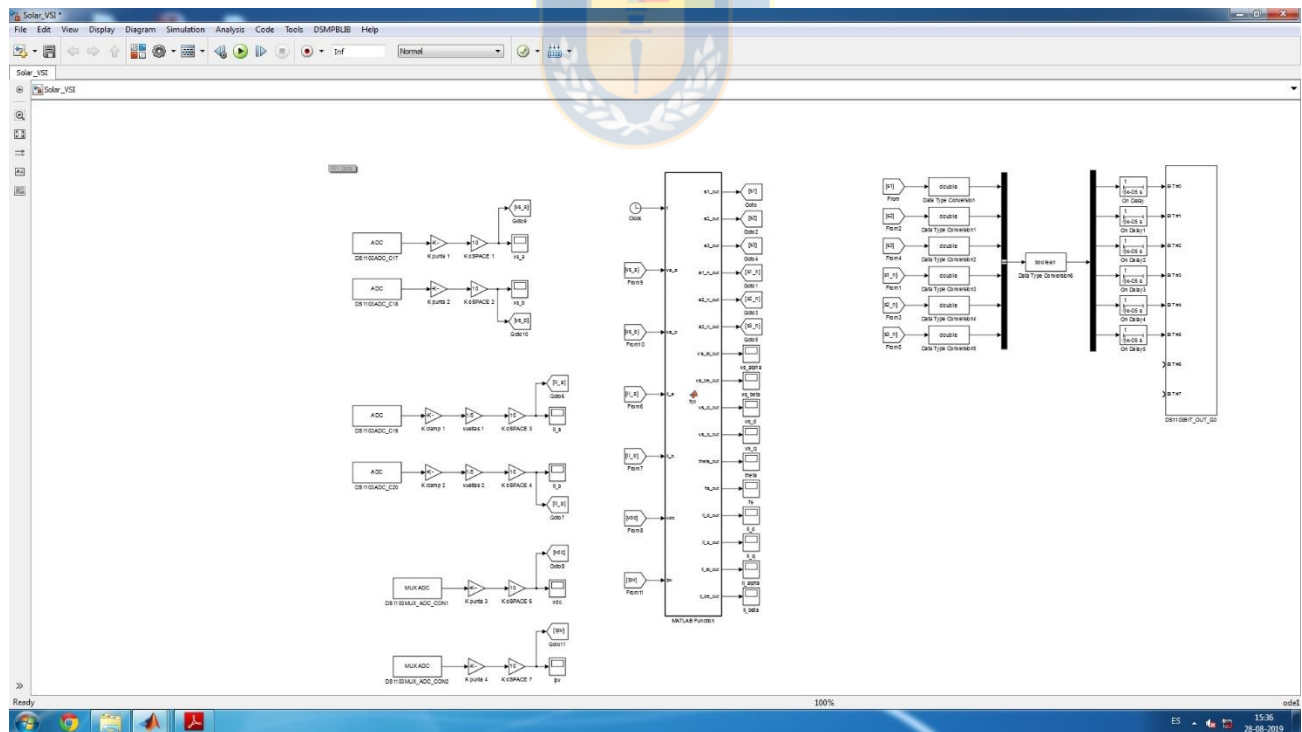


Fig. 4.6 Bloques simulink para implementación de estrategias de control.
Fuente: Elaboración propia.

4.2.3 Conexión y Desconexión Emulador PV

El mecanismo por el cual el emulador fotovoltaico es conectado o desconectado del convertidor debe ser lo suficientemente robusto para soportar transientes de corriente y/o voltaje en el enlace DC. Por lo tanto, se implementa un circuito interruptor con dos IGBTs y un diodo de bloqueo. Uno de los IGBTs se conecta en paralelo al emulador, mientras que el otro se conecta en serie, al igual que el diodo de bloqueo (Fig. 4.8). La activación o desactivación de estos transistores es determinada por el *Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor* programada en la dSPACE. Para que el panel se conecte al convertidor, el IGBT en paralelo debe estar abierto y el IGBT en serie cerrado; por otra parte, la desconexión es cuando se comanda al IGBT en paralelo cerrarse y al IGBT en serie abrirse.

En la Fig. 4.9 se observa el circuito interruptor implementado en el L.C.D.A. que opera de acuerdo a lo descrito en el párrafo anterior. La TABLA 4.5 y TABLA 4.6 describen las características de los IGBTs y el diodo utilizado para este circuito.



Fig. 4.7 Software de visualización Control Desk.

Fuente: Elaboración propia.

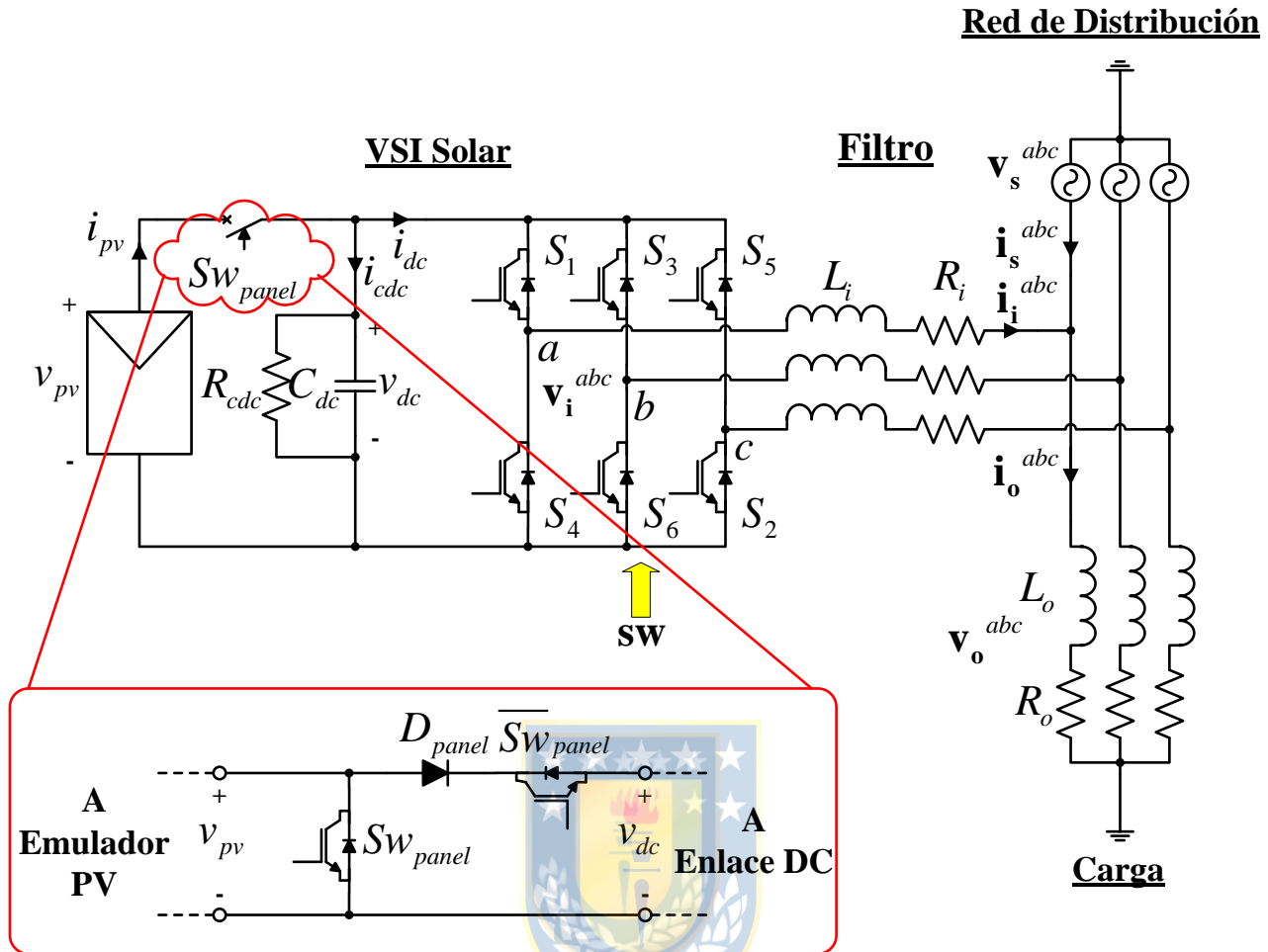


Fig. 4.8 Detalle de circuito de conexión/desconexión panel fotovoltaico a implementar.

Fuente: Elaboración propia.

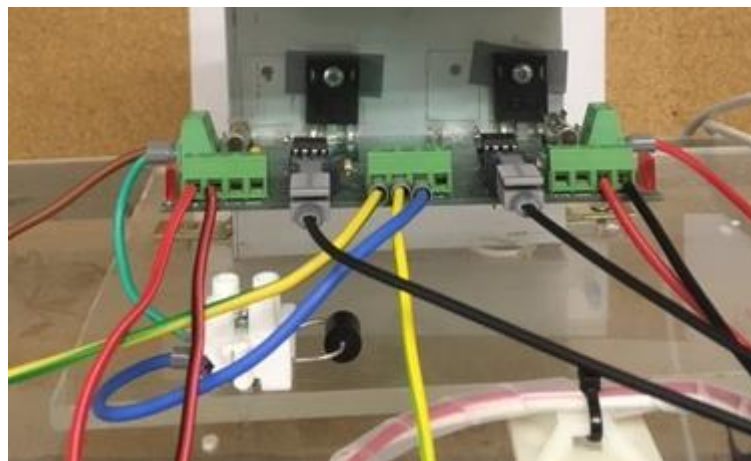


Fig. 4.9 Circuito de conexión/desconexión panel fotovoltaico.

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 4.5 Parámetros Máximos IGBT G4PC40UD.

| Parámetro | Valor | Valor [p.u.] |
|---|----------|---------------------|
| $V_{CE,max}$ (voltaje colector-emisor máximo) | 600 [V] | 1,58 |
| $I_{C,max}$ (corriente de colector máxima) | 40 [A] | 0,26 |
| $V_{GE,max}$ (voltaje compuerta-emisor máximo) | 20 [V] | 0,053 |
| $P_{D,max}$ (potencia de disipación máxima) | 160 [W] | $1,6 \cdot 10^{-3}$ |
| $f_{sw,max}$ (frecuencia de conmutación máxima) | 40 [kHz] | 800 |

TABLA 4.6 Parámetros Máximos Diodo P600B.

| Parámetro | Valor | Valor [p.u.] |
|---|--------------|----------------------|
| V_F (voltaje de juntura) | 0,9 [V] | $2,37 \cdot 10^{-3}$ |
| $I_{F,max}$ (corriente directa máxima) | 40 [A] | 0,26 |
| V_{BR} (voltaje de ruptura) | 100 [V] | 0,26 |
| I_R (corriente de saturación inversa) | 5 [μ A] | $3,29 \cdot 10^{-8}$ |

4.2.4 Estructura Experimental

El sistema fotovoltaico experimental está estructurado en tres partes: el circuito de potencia, la etapa de monitoreo y la etapa de adquisición de datos de control. En el circuito de potencia interactúan el módulo convertidor, los filtros, la fuente trifásica AC y el emulador fotovoltaico, en el cual es programada su curva característica a través de un notebook. Por otra parte, las variables de voltaje y corriente del circuito de potencia son sensadas a través de puntas diferenciales de voltaje y pinzas de corriente, respectivamente, las cuales algunas son conectadas a un osciloscopio exclusivamente monitoreo y otras se conectan a la dSPACE DS1103 para desempeñar labores de monitoreo y de control. Es en la dSPACE DS1103 donde son programadas, a través de una versión de MATLAB en el existen bloques asociados a las unidades analógicas y digitales del controlador para Simulink. Luego, las variables sensadas se conectan a las entradas analógicas, se digitalizan y luego son utilizadas como variables intermedias en la programación de los lazos de control, el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia y el *Algoritmo del Modo de Operación del Convertidor*. Finalmente, a través de bloques de salidas digitales se envían al convertidor las señales de disparo de los transistores y también se envían al circuito de conexión/desconexión del emulador PV las señales de apertura y cierre de los IGBTs.

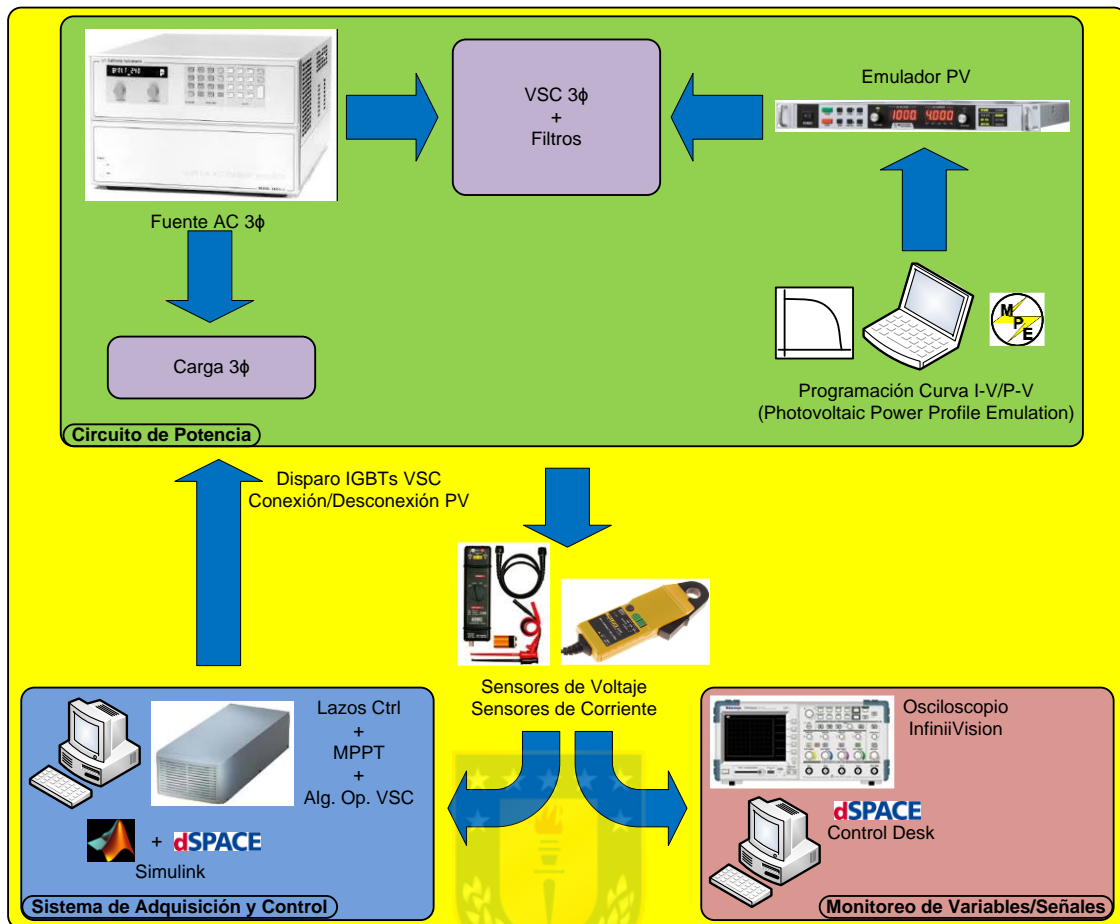


Fig. 4.10 Diagrama en bloques esquema experimental.

Fuente: Elaboración propia.

A continuación se especifican el valor de los parámetros de operación de este sistema fotovoltaico, así como el número de elementos utilizados para este experimento.

TABLA 4.7 Parámetros del convertidor VSI y la carga RL implementado.

| Parámetro | Valor | Valor [p.u.] |
|--|-------------------|-------------------|
| v_s^a (voltaje de fase fuente trifásica RMS) | 15 [V] | 0,039 |
| v_o^a (voltaje de fase carga RL RMS) | 15 [V] | 0,039 |
| f_s (frecuencia de la fuente trifásica) | 50 [Hz] | 1 |
| T_{smp} (tiempo de muestreo dSPACE) | 50 [μ s] | - |
| L_i (inductor de salida del convertidor) | 25 [mH] | 5,43 |
| R_i (resistencia parásita del inductor L_i) | 0,79 [Ω] | 0,55 |
| C_{dc} (capacitor de filtro DC) | 7,33 [mF] | 3,33 |
| R_{cdc} (resistencia parásita del capacitor C_{dc}) | 500 [Ω] | 347,22 |
| P_o (potencia de la carga RL) | 80 [W] | $8 \cdot 10^{-4}$ |
| fp_o (factor de potencia carga RL) | 0,85 - | 0,85 |
| L_o (inductor de carga) | 12 [mH] | 2,61 |
| R_o (resistencia de carga) | 6,1 [Ω] | 4,24 |

TABLA 4.8 Parámetros perfil fotovoltaico programado en emulador PV SL600-4.3.
Mediciones bajo Pruebas de Condición Estándar (STC).

| Parámetro | Valor | Valor [p.u.] |
|--|-----------|----------------------|
| V_{oc0} (voltaje de circuito abierto) | 98,76 [V] | 0,26 |
| I_{sc0} (corriente de corto circuito) | 0,68 [A] | $4,48 \cdot 10^{-3}$ |
| V_{mpp} (voltaje de salida de la celda) | 82,61 [V] | 0,22 |
| I_{mpp} (corriente de salida de la celda) | 0,61 [A] | $4,02 \cdot 10^{-3}$ |
| P_{pv} (potencia del arreglo fotovoltaico) | 50 [W] | $5 \cdot 10^{-4}$ |

TABLA 4.9 Parámetros lazos de control implementados.

| Parámetro | Valor |
|---|--------------|
| ξ_v (coeficiente de amortiguamiento lazo de voltaje DC) | 0,707 - |
| $\omega_{n,v}$ (frecuencia angular lazo de voltaje DC) | 1,32 [rad/s] |
| k_{pv} (ganancia proporcional lazo de voltaje DC) | 0,0466 - |
| T_{iv} (tiempo integral lazo de voltaje DC) | 917 [ms] |
| ξ_{PLL} (coeficiente de amortiguamiento lazo PLL) | 0,707 - |
| $\omega_{n,PLL}$ (frecuencia angular lazo PLL) | 27,7 [rad/s] |
| k_{pPLL} (ganancia proporcional lazo PLL) | 2,44 - |
| T_{iPLL} (tiempo integral lazo PLL) | 51,3 [ms] |

TABLA 4.10 Parámetros algoritmo MPPT P&O implementado.

| Parámetro | Valor | Valor [p.u.] |
|--|--------|----------------------|
| T_{mppt} (periodo de iteración algoritmo MPPT) | 10 [s] | - |
| V_{ref} (voltaje de enlace DC de referencia) | 80 [V] | 0,21 |
| ΔV (diferencial de voltaje) | 1 [V] | $2,63 \cdot 10^{-3}$ |

4.3. Resultados

A continuación se presentan los resultados experimentales obtenidos.

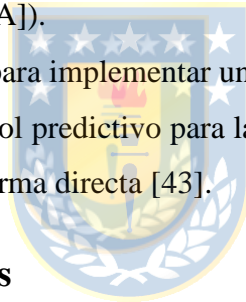
4.3.1 Alcances del Experimento

Debido a limitaciones en cuanto a la cantidad de equipamiento y en las capacidades de hardware para captar información, procesarla y desplegarla hace que las pruebas experimentales para este trabajo de tesis no puedan ser abordadas de la misma forma vista en los resultados de simulación. Luego, los alcances para este experimento son los siguientes:

- La cantidad de variables adquiridas y/o medidas está limitada de acuerdo a la disponibilidad de sensores de voltaje y corriente. En particular, se cuentan con tres puntas diferenciales de voltaje que obtienen las mediciones del voltaje de enlace DC v_{dc} y las fases ‘a’ y ‘b’ del voltaje de la fuente AC v_s^{abc} , y cuatro pinzas de corrientes de efecto Hall que captan la corriente del

emulador i_{pv} , las fases ‘a’ y ‘b’ de la corriente del convertidor i_i^{abc} y la fase ‘a’ de la corriente de la fuente AC i_s^{abc} .

- La desconexión y reconexión del emulador fotovoltaico son programadas de acuerdo a condiciones temporales (se programan momentos de conexión y desconexión), en vez de las condiciones de irradiancia y temperatura. Lo anterior es debido a la dificultad de incorporar celdas de referencia al experimento y así obtener valores estimados de voltaje, corriente y potencia en el punto de máxima potencia para utilizarse en algún algoritmo.
- En el momento de la desconexión del emulador fotovoltaico la referencia de voltaje se mantiene en el último valor calculado por el algoritmo MPPT, tal como en el punto 3.2.3.
- Se considera la dirección de las corrientes entrando al convertidor, en vez de como se ilustra en las simulaciones, que salen del convertidor.
- La referencia de potencia reactiva es entregada directamente a partir del valor de la corriente del inversor en el eje ‘q’ en el punto de operación del sistema fotovoltaico implementado en este experimento ($I_i^{q*} = 1,9083[A]$).
- Debido al costo computacional para implementar un esquema de modulación SPWM, se opta por utilizar la estrategia de control predictivo para las corrientes del inversor y generando los pulsos hacia el convertidor de forma directa [43].



4.3.2 Resultados Experimentales

A. Sincronización con la Fuente AC

Para poder operar el sistema fotovoltaico con la red de distribución (en este caso representada por una fuente AC trifásica) es necesario implementar una malla de enganche de fase (PLL – Phase Locked Loop). Para efectos de simplicidad se opta por el esquema “Synchronous Reference Frame PLL” [37]. En la Fig. 4.11 se aprecia que para la fase de la fuente AC θ_s se observa que la frecuencia de ésta se mantiene centrada en $\sim 50[Hz]$, con desviaciones del orden de los $\pm 2[Hz]$ aproximadamente. Este mismo efecto se puede observar también en las componentes d y q del voltaje de la fuente, en donde el valor del voltaje v_s^d se mantiene centrada en aproximadamente $32[V]$, con variaciones de $\pm 5[V]$, mientras que v_s^q se mantiene centrada en aproximadamente $0[V]$, también con variaciones similares a las de la componente d . Luego, el objetivo del PLL se cumple al buscar como objetivo la sincronización con la fuente AC a establecer una referencia de voltaje $v_s^{q*} = 0[V]$.

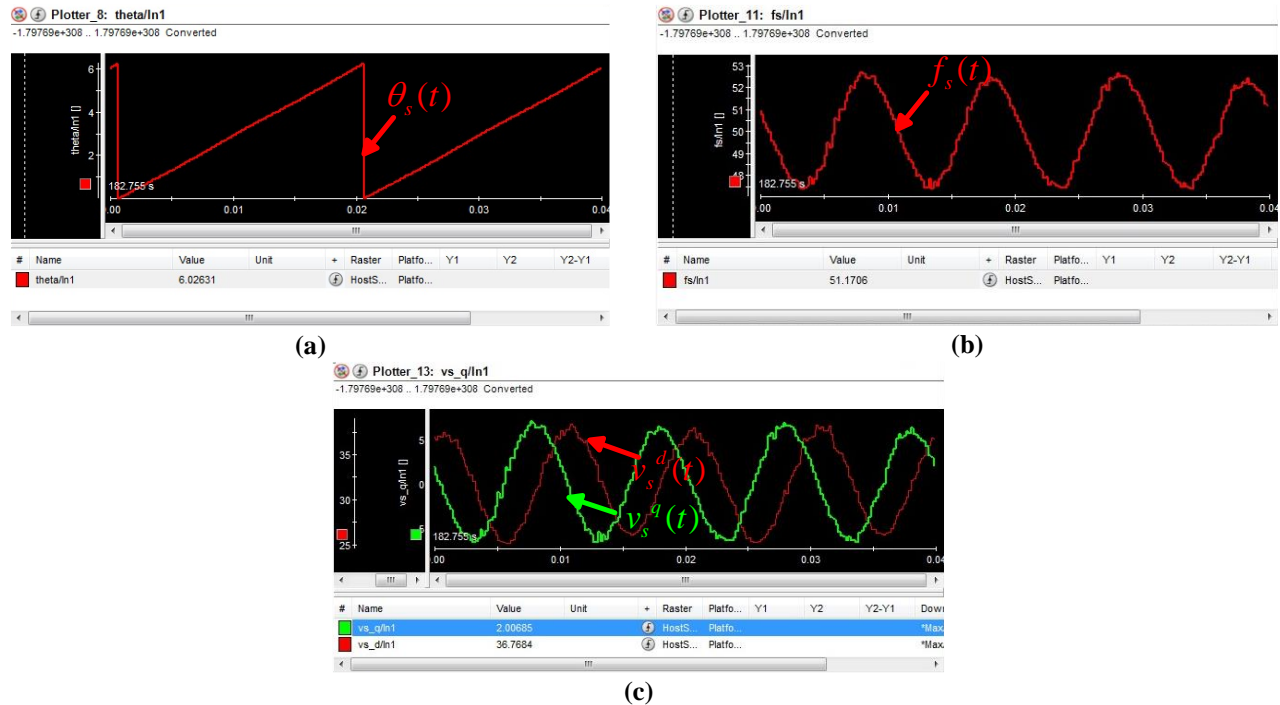


Fig. 4.11 Operación de PLL para la sincronización con la fuente AC.

(a) Fase de la fuente AC, (b) Frecuencia de la fuente AC, (c) Voltajes de la fuente AC en ejes dq
Fuente: Elaboración propia.

B. Sistema operando como STATCOM puro

En la Fig. 4.12 se aprecia cómo al operar el convertidor conectado al punto de acoplamiento común compensa la potencia reactiva de la fuente AC. Como se observa en Fig. 4.12 (a) el sistema inicialmente opera con la carga RL cuyo factor de potencia posee un carácter inductivo. Luego, al momento de operar el convertidor como STATCOM en Fig. 4.12 (b) la corriente, que inicialmente estaba en retraso con respecto al voltaje, es modificada en su fase de tal manera que se alinee con este último, logrando así que en la fuente AC se logre un factor de desplazamiento de $\sim 0,99$, lo cual es muy cercano al valor unitario buscado (Fig. 4.12 (c)).

Por otra parte, mediante el programa de visualización de la dSPACE Control Desk se visualizan el voltaje de enlace DC y las corrientes del inversor en ejes dq (Fig. 4.13). En la primera variable mencionada se observa que ésta sigue la referencia entregada de 80[V] de manera muy precisa con un rizado bajo de aproximadamente 2[V] peak-to-peak; en el caso de las corrientes del inversor, para la componente directa se aprecia que la referencia sigue un comportamiento rizado como el voltaje de enlace, lo cual es esperable producto que a partir de éste se genera la referencia, sin embargo se observa que la variable no está centrada con respecto a ésta, lo cual es debido a que el esquema de control predictivo no asegura el error en estado estacionario, situación que también se observa en la

corriente en el eje ‘q’. No obstante lo anterior, los valores que alcanzan son lo bastante cercanos a las referencias, en términos promedio, lo cual se refleja en los resultados vistos en la Fig. 4.12.

C. Sistema operando en Modo de Generación Fotovoltaica

A continuación se incorpora al sistema el emulador fotovoltaico y el algoritmo MPPT en el esquema de control. Observando los resultados experimentales del ahora sistema de generación fotovoltaica de las variables asociadas a la fuente AC se tiene que hay una disminución de la amplitud de la corriente de $\sim 2,5[A]$ a $\sim 0,5[A]$, ya que la inyección de potencia activa proveniente desde el emulador provoca una reducción de la potencia que la fuente debe inyectar para alimentar la carga RL. No obstante, la compensación de potencia reactiva se mantiene prácticamente incólume, manteniendo un factor de desplazamiento en un valor de 0,98.

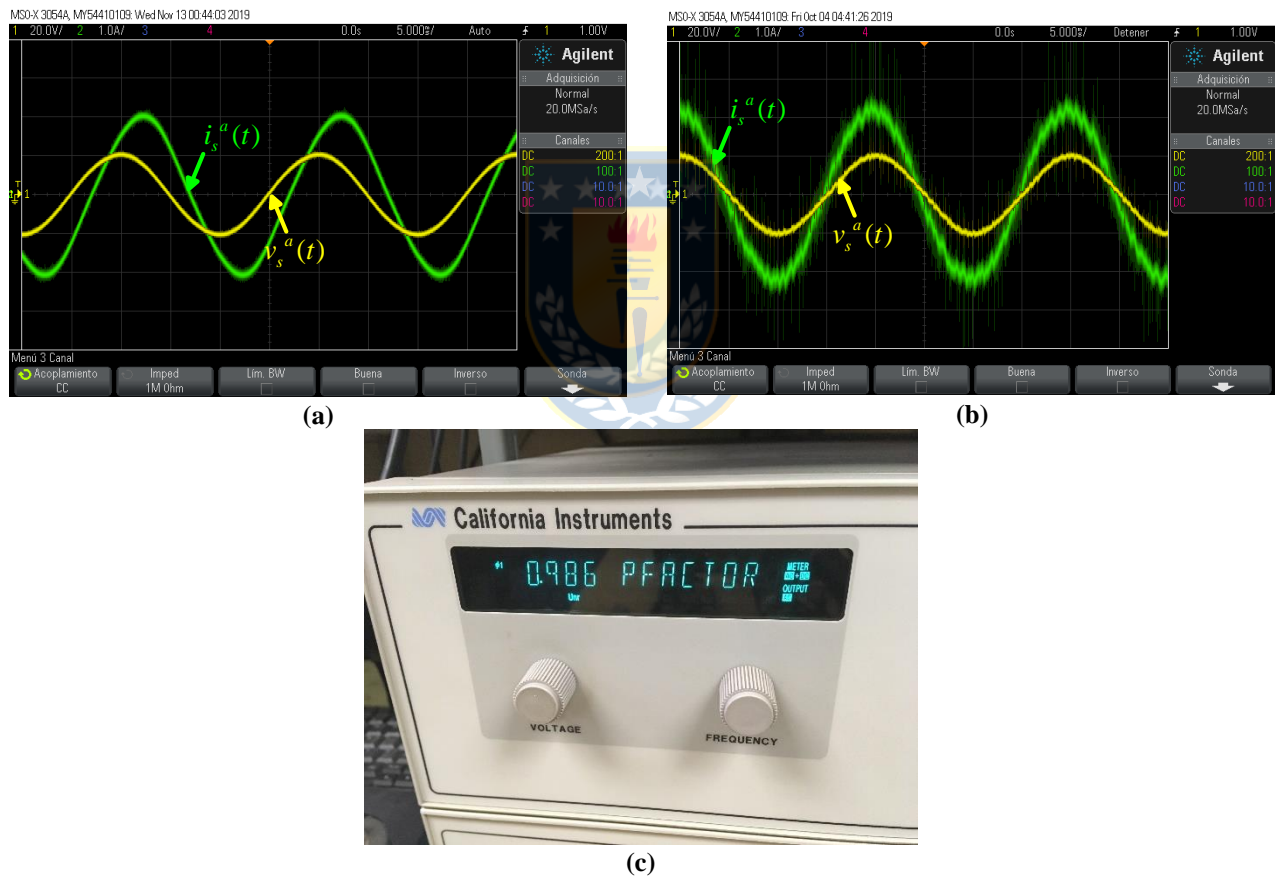


Fig. 4.12 Sistema STATCOM compensando potencia reactiva de la fuente AC.

(a) Fuente AC sin compensar, (b) Fuente AC con compensación para factor de desplazamiento unitario, (c) Factor de desplazamiento de la fuente AC.

Fuente: Elaboración propia.

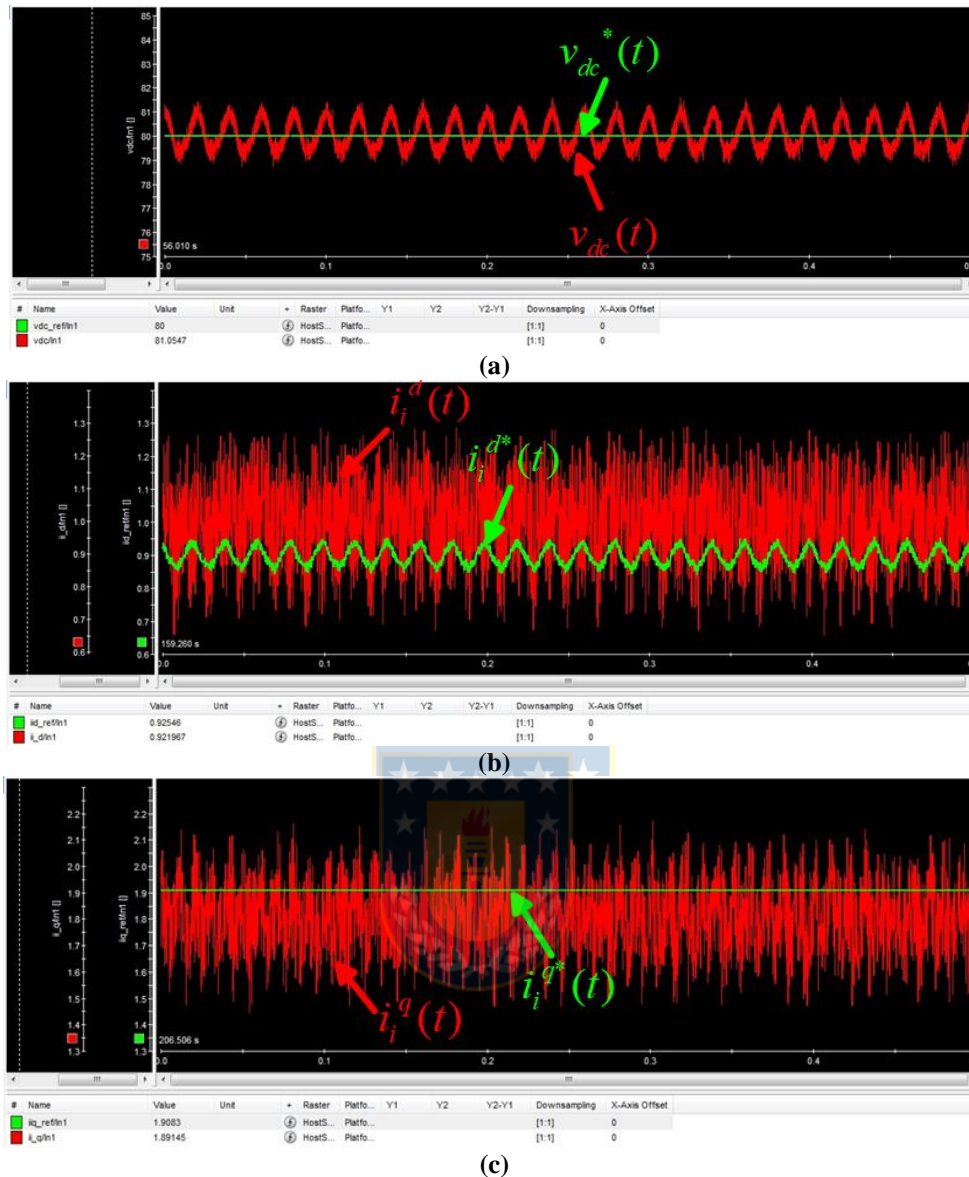
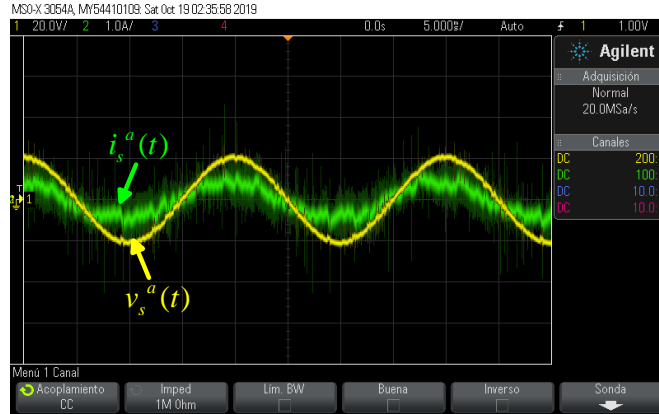


Fig. 4.13 Resultados gráficos del STATCOM puro visualizados por Control Desk.
 (a) Voltaje de enlace DC, (b) Corriente del inversor en el eje 'd', (c) Corriente del inversor en el eje 'q'.
 Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, para las variables visualizadas en el programa Control Desk se extiende la ventana de tiempo de 0,5[s] a 40[s] para observar el comportamiento del algoritmo MPPT Perturbar y Observar implementado (Fig. 4.15). Se tiene que efectivamente cada 10[s] la referencia de voltaje de enlace DC va modificándose de acuerdo a las condiciones impuestas por el algoritmo en torno al paso de 1[V] especificado, mientras que el voltaje de enlace DC va acomodándose ante cada cambio tendiendo a un error en estado estacionario cero. Este efecto del algoritmo MPPT se ve reflejado



(a)



(b)

Fig. 4.14 Sistema de Generación Fotovoltaica compensando potencia reactiva de la fuente AC.

(a) Fuente AC compensada en potencia reactiva, (b) Factor de desplazamiento de la fuente AC.

Fuente: Elaboración propia.

también en la corriente del inversor en el eje 'd', que junto a eso y lo mencionado en B se aprecia un cambio de signo en los valores que toma, lo que indica que el convertidor pasa de absorber potencia activa a inyectarla, lo cual es esperado. En cuanto a la corriente del inversor en el eje 'q' se mantiene en torno al valor de referencia, sin embargo se observa que el rango del rizado pasa de estar entre $\sim 1,4[\text{A}]$ y $\sim 2,1[\text{A}]$ al rango entre $\sim 1,6[\text{A}]$ a $\sim 2,4[\text{A}]$, debido a los cálculos que hace el control de corriente ante este modo de operación, el cual no asegura cero error en estado estacionario.

Por último, se tiene en la Fig. 4.16 una visualización del software en el que se programa la curva I-V del emulador fotovoltaico, en donde se aprecia el momento en que el punto de máxima potencia calculado por el algoritmo MPPT, representado por el círculo, coincide de manera muy cercana al punto programado en el perfil, representado por una cruz.

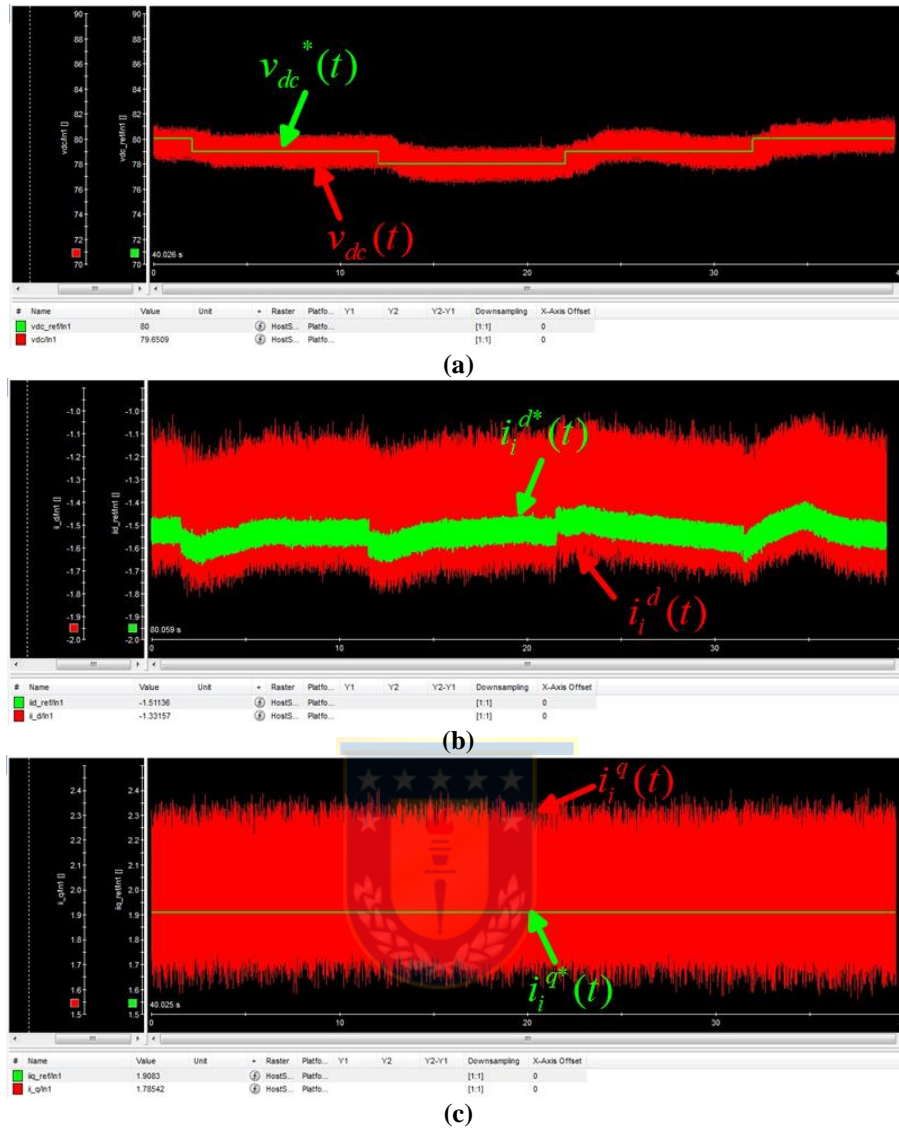


Fig. 4.15 Resultados gráficos del sistema de generación fotovoltaica visualizados por Control Desk.
 (a) Voltaje de enlace DC, (b) Corriente del inversor en el eje 'd', (c) Corriente del inversor en el eje 'q'.

Fuente: Elaboración propia.

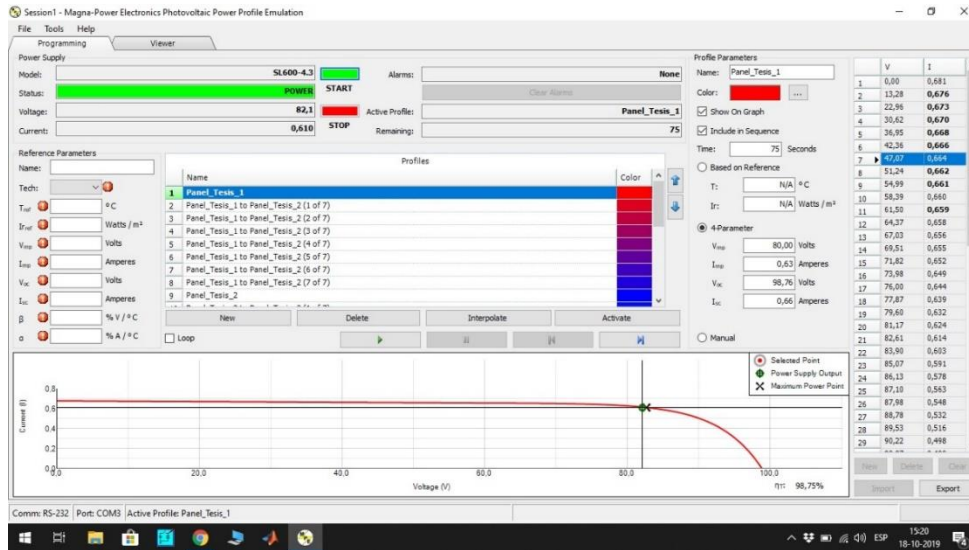


Fig. 4.16 Perfil I-V del emulador fotovoltaico operando en torno al punto de máxima potencia.
Fuente: Elaboración propia.

D. Cambios de Modo de Operación del Convertidor

Este punto aborda los resultados experimentales de los cambios de operación del convertidor, pasando de un sistema de generación fotovoltaica a un sistema de compensación de potencia reactiva puro y viceversa, contrastando, dentro de las limitaciones indicadas, con los resultados obtenidos en las simulaciones.

Las Fig. 4.17 y Fig. 4.18 ilustran los resultados del sistema cuando pasa del modo de generación fotovoltaica a modo STATCOM reflejados en las variables de la fuente AC en el primer grupo de gráficos y el voltaje de enlace DC en conjunto con las corrientes del inversor en el segundo grupo. Al momento del cambio de operación ($S_{w_{panel}} = 0$), ocurre el incremento de la amplitud de la corriente de la fuente AC debido a la ausencia del emulador fotovoltaico que complementa la inyección de potencia activa hacia la carga RL, sin embargo en todo momento la corriente se mantiene prácticamente en fase con el voltaje. A su vez, este cambio de operación provoca también un impacto transiente en el voltaje de enlace DC, pero que vuelve a estabilizarse en torno a su referencia, la cual se mantiene constante en el último valor calculado por el algoritmo MPPT antes de desactivarse. En cuanto a las corrientes del convertidor, la asociada al eje 'd' cambia su valor de tal forma que refleja cómo pasa de estar siendo inyectada a ser consumida por el convertidor y sus elementos, mientras que la asociada en el eje 'q' cambia el rango de valores que toma el rizado de corriente producto del cambio de operación.

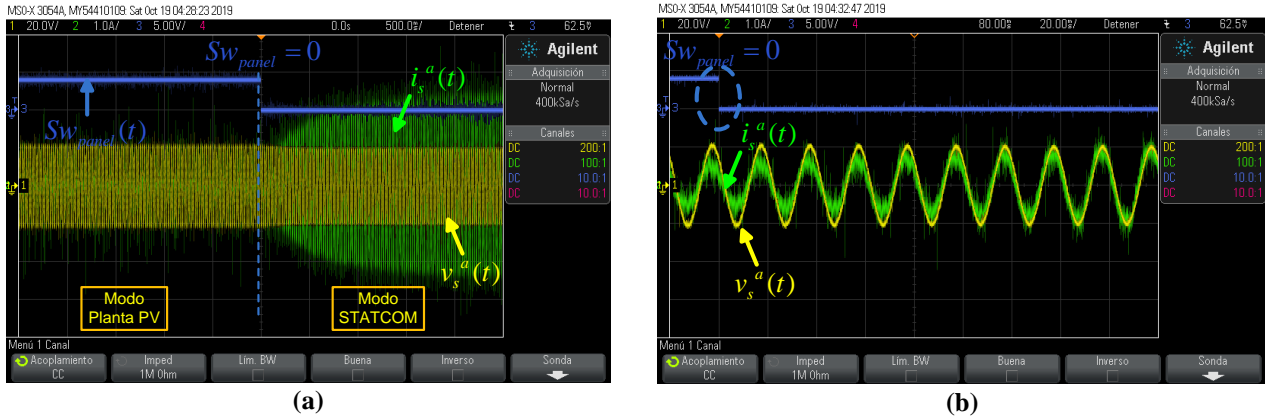


Fig. 4.17 Fuente AC ante el cambio de modo de generación fotovoltaica a modo STATCOM.
 (a) Voltaje y corriente de la fuente AC y switch del emulador PV, (b) Zoom del cambio de operación.
 Fuente: Elaboración propia.

Fig. 4.19 y Fig. 4.20 ilustran los resultados del sistema cuando pasa desde el modo STATCOM al modo de generación fotovoltaica, reflejados en las variables de la fuente AC en el primer grupo de gráficos y el voltaje de enlace DC en conjunto con las corrientes del inversor en el segundo grupo, al igual que el caso anterior. Al momento del cambio de operación ($Sw_{panel} = 1$), ocurre el decremento de la amplitud de la corriente de la fuente AC debido a que nuevamente el emulador fotovoltaico inyecta potencia activa hacia la carga RL, manteniéndose a su vez en fase con el voltaje. Este cambio de operación provoca también un impacto transiente en el voltaje de enlace DC, pero que vuelve a estabilizarse en torno a su referencia, la cual vuelve a estar cambiando producto de la reactivación del algoritmo MPPT. En cuanto a las corrientes del convertidor, la asociada al eje 'd' cambia su valor, indicando que nuevamente está siendo inyectada, mientras que la asociada en el eje 'q' cambia el rango de valores que toma el rizado de corriente producto del cambio de operación, al igual que en el caso anterior.

4.4. Discusión

Los resultados obtenidos en este experimento, considerando los alcances y limitaciones ya descritas en este capítulo, respaldan de manera empírica los resultados de simulación, comprobándose la hipótesis de que independiente de los niveles de potencia activa que el sistema maneja ante distintas circunstancias, la compensación de potencia reactiva se mantiene de manera desacoplada. Se aprecia claramente que ante cambios del modo de operación del convertidor la corriente del inversor en su componente directa varía significativamente, pero no así en el caso de la componente de cuadratura, donde la variación es marginal, manteniendo en todo instante una compensación tal que el factor de desplazamiento de la fuente AC es cercano al valor unitario, el cual se impuso en este experimento.

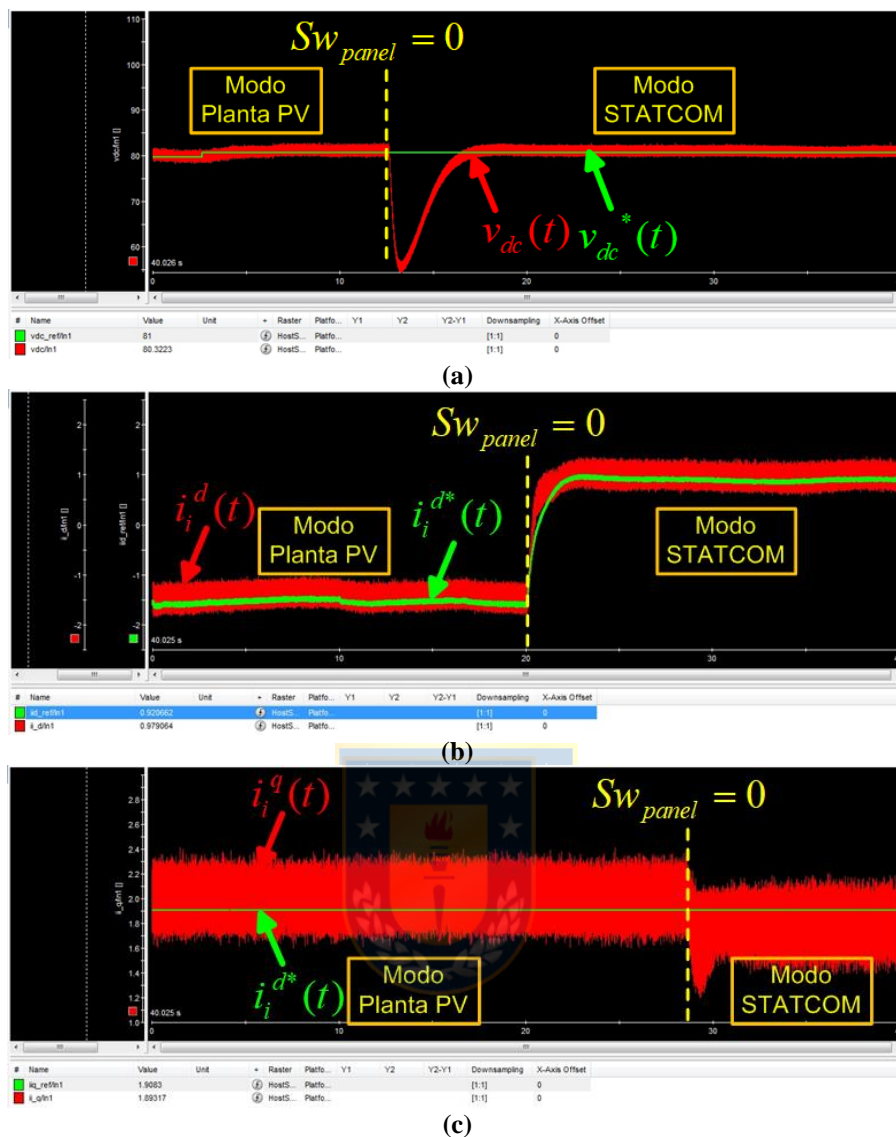


Fig. 4.18 Resultados gráficos del cambio a modo STATCOM visualizados por Control Desk.
 (a) Voltaje de enlace DC, (b) Corriente del inversor en el eje 'd', (c) Corriente del inversor en el eje 'q'.

Fuente: Elaboración propia.

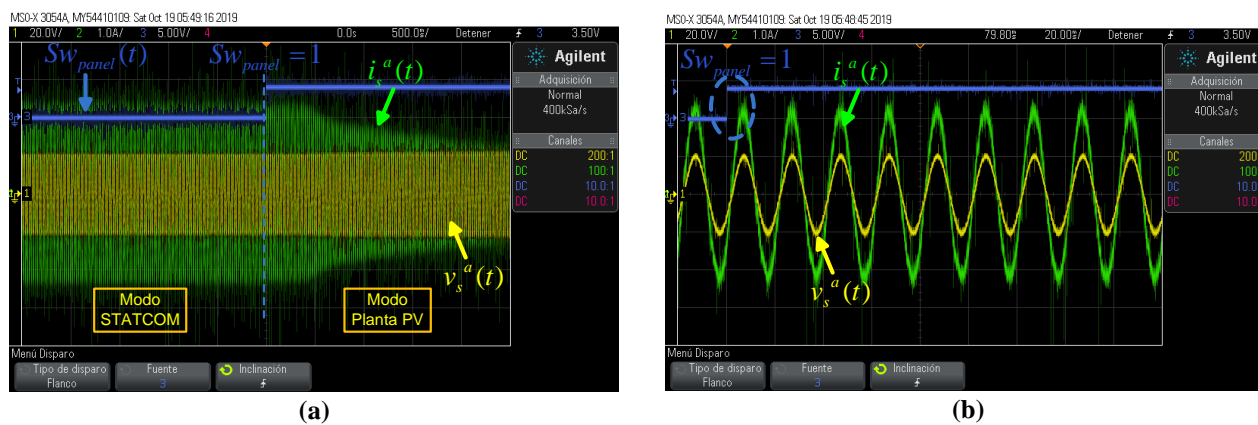


Fig. 4.19 Fuente AC ante el cambio de modo STATCOM a modo de generación fotovoltaica.
 (a) Voltaje y corriente de la fuente AC y switch del emulador PV, (b) Zoom del cambio de operación.

Fuente: Elaboración propia.

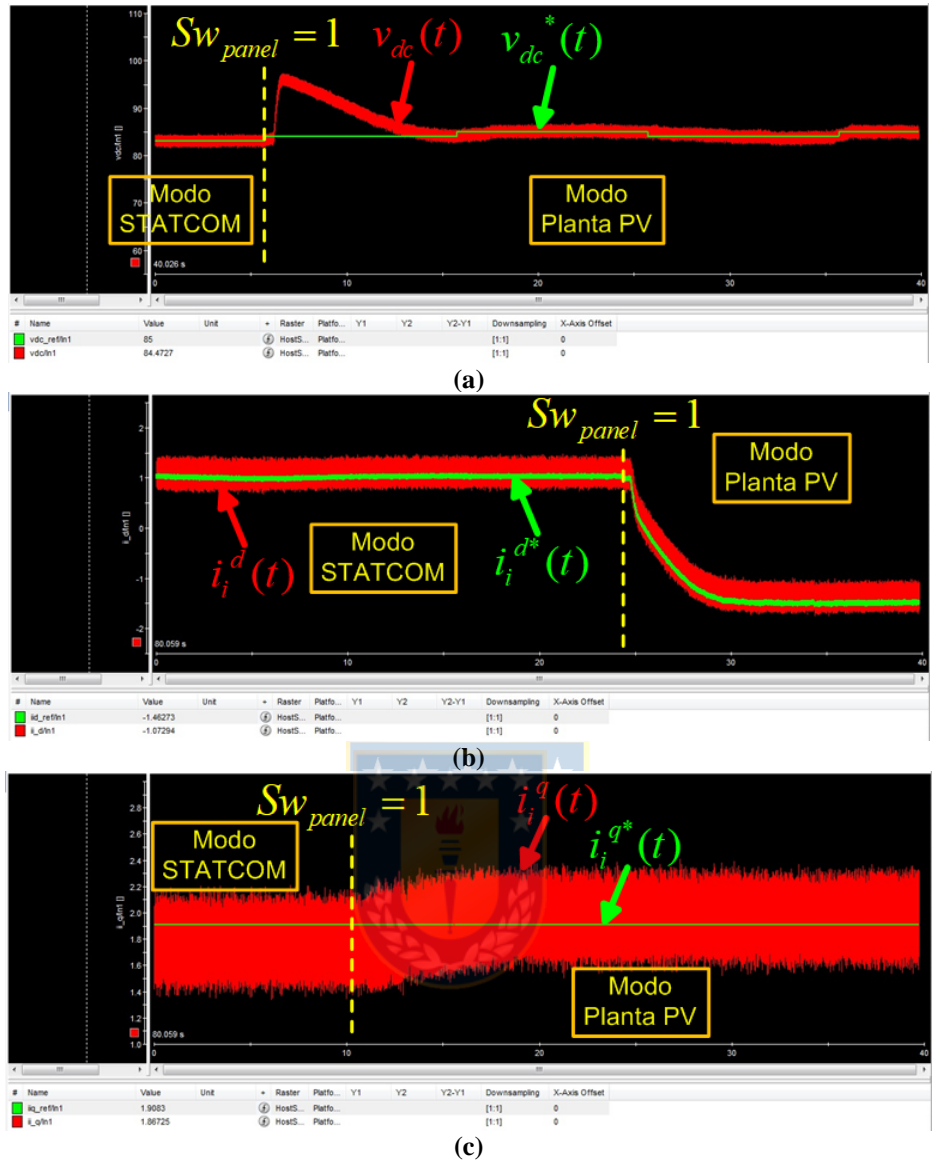


Fig. 4.20 Resultados gráficos del cambio a modo de generación fotovoltaica visualizados por Control Desk.

(a) Voltaje de enlace DC, (b) Corriente del inversor en el eje ‘d’, (c) Corriente del inversor en el eje ‘q’.

Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 5. Conclusiones

5.1. Sumario

Este trabajo de tesis propone una estrategia de control de operación de un sistema de generación fotovoltaica trifásico que, de acuerdo a los niveles de potencia activa que, condicionados por factores ambientales (irradiancia y temperatura), es capaz de generar e inyectar, determine si el arreglo de paneles fotovoltaicos conectados al convertidor deben desconectarse y operar como un compensador de potencia reactiva puro, o pueden ser reconectados y volver a inyectar potencia activa nuevamente, todo esto manteniendo de manera desacoplada la compensación de potencia reactiva a un factor de desplazamiento arbitrario (para este trabajo se opta a un valor unitario). Para lograr lo anterior se desarrollan los siguientes ítems:

Diseño y dimensionamiento de la planta fotovoltaica, el cual considera un Convertidor Fuente de Voltaje trifásico conectado a la red de distribución y a una carga RL de 85[kW], factor de potencia 0,8, y un arreglo fotovoltaico de 50[kW]. Con respecto al arreglo fotovoltaico, se plantea un modelo matemático simplificado a partir de las curvas I-V/P-V del modelo SDM para ser utilizado en la estrategia de control de operación del convertidor.

Se presentan las estrategias de control del sistema de generación fotovoltaica, en donde se diseñan los lazos de corriente del convertidor en sus ejes dq y el lazo de voltaje de enlace DC, ambos en un esquema de control PI y con linealización por realimentación. Se diseña también el *Algoritmo de Modo de Operación del Convertidor*, el cual consiste en un algoritmo de decisión en cuanto a la operación del sistema de generación fotovoltaica, manteniendo su operación siempre y cuando el voltaje de enlace DC o la potencia generada por el arreglo fotovoltaico esté por sobre un mínimo. Bajo ese mínimo, se comanda la desconexión del arreglo y el sistema opera como STATCOM puro y no se vuelve a conectar hasta que se vuelva a superar ese mínimo. Para aquello se utilizan celdas de referencia, una en corto circuito y la otra en circuito abierto, a través de las cuales se estima un punto de máxima potencia. Finalmente, para el seguimiento del punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico se opta por una versión modificada del algoritmo Perturbar y Observar, la cual considera la estimación del voltaje en el punto de máxima potencia obtenida a partir de las celdas de referencia.

Finalmente, se implementa un prototipo de una pequeña planta fotovoltaica conectada a una fuente AC trifásica y a una carga RL de 80[W], factor de potencia 0,85. Como arreglo fotovoltaico se utiliza un emulador fotovoltaico, programando un perfil I-V para generar una potencia máxima de

50[W]. Luego, mediante una dSPACE se programan los lazos de control, el algoritmo MPPT Perturbar y Observar y una versión simplificada del *Algoritmo del Modo de Operación del Convertidor*. Con este prototipo se busca validar, dentro de las limitaciones en cuanto a equipos y capacidades de éstos, la operación del sistema en ambas modalidades, manteniendo la condición de compensación de potencia reactiva de manera independiente.

5.2. Conclusiones

Los resultados de simulación y los resultados experimentales indican que los cambios de modo de operación del convertidor, pasando de un sistema de generación fotovoltaica a STATCOM puro y viceversa, no desestabilizan el algoritmo de control propuesto de potencia reactiva y se mantiene en torno a la referencia. Es decir, es posible mantener la compensación de potencia reactiva del sistema fotovoltaico de manera independiente frente a los cambios de nivel de potencia activa.

El *Algoritmo del Modo de Operación del Convertidor* permite pasar de un modo de operación a otro a partir de las condiciones de irradiancia y temperatura ambientales. Los modos se reflejan tanto en los niveles de voltaje y corriente, y por consiguiente potencia, que captan tanto el arreglo fotovoltaico del sistema como las celdas de referencia.

A partir de las variables estimadas por las celdas de referencia en el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia Perturbar y Observar para la corrección de confusiones en el cálculo de obtención del punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico permite lograr un buen seguimiento ante cambios constantes de potencia y voltaje a partir de las variaciones constantes de irradiancia y temperatura.

5.3. Trabajo Futuro

Estudiar la aplicación del *Algoritmo del Modo de Operación del Convertidor* en otras topologías de convertidores (NPC, multinivel, etc.).

Estudiar la aplicación del *Algoritmo del Modo de Operación del Convertidor* en un sistema fotovoltaico con cargas no lineales.

Estudiar el desempeño de los algoritmos implementados en este trabajo ante condiciones de desbalance en la red trifásica y/o la carga.

Estudiar la minimización de los efectos transientes ante el cambio de modo de operación del sistema de generación fotovoltaica.

Bibliografía

- [1] REN 21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century “Renewables 2019 Global Status Report”.
- [2] Pros and Cons of Solar Energy (2019), <https://www.greenmatch.co.uk/blog/2014/08/5-advantages-and-5-disadvantages-of-solar-energy>
- [3] Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio “Capítulo N°10: Disposiciones Transitorias, Artículo 10-13”, Comisión Nacional de Energía, Santiago de Chile, Diciembre de 2015.
- [4] Comisión Nacional de Energía "Reglamento de SSCC - Mesa de Trabajo N°9", CNE, 17 de Agosto 2017.
- [5] “*Electrónica de Potencia: Convertidores, aplicaciones y diseño*” Ned Mohan, Tore M. Undeland y William P. Robbins. McGraw-Hill, 3° edición, 2009.
- [6] “*Power Electronics Handbook*” Muhammad H. Rashid. Academic Press, 2001.
- [7] “*Voltage Sourced-Converters in Power Systems Modeling, Control and Applications*” Amirnaser Yazdani and Reza Iravani. Wiley, 2010.
- [8] Luis T, Morán, Phoivos D. Ziogas, and Geza Joos “Analysis and Design of a Three-Phase Synchronous Solid-State Var Compensator”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 25, No. 4, July/August 1989.
- [9] Alper Cetin "Design and Implementation of a Voltage Source Converter Based STATCOM for Reactive Power Compensation and Harmonic Filtering", A thesis for the degree of Doctor of Philosophy, Department of Electrical and Electronics Engineering, .Middle East Technical University, April 2007.
- [10] S. Teleke, A. Yazdani, B. Gudimetla, J. Enslin and J. Castaneda, "Application of STATCOM for power quality improvement," *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, Phoenix, AZ, 2011, pp. 1-6.

- [11] J. R. Espinoza, G. Joos, M. Perez and L. A. Moran T., "Operating region in active-front-end voltage/current source rectifiers," *ISIE'2000. Proceedings of the 2000 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (Cat. No.00TH8543)*, Cholula, Puebla, Mexico, 2000, pp. 459-464 vol.2.
- [12] "Apuntes Sistemas de Control - 543244" Prof. José R. Espinoza C. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Concepción.
- [13] J. R. Espinoza, G. Joos, M. Perez and T. L. A. Moran, "Stability issues in three-phase PWM current/voltage source rectifiers in the regeneration mode," *ISIE'2000. Proceedings of the 2000 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (Cat. No.00TH8543)*, Cholula, Puebla, Mexico, 2000, pp. 453-458 vol.2.
- [14] "Applied Nonlinear Control" Jean-Jaques E. Slotine and Weiping Li. Prentice Hall, 1991.
- [15] Z. Zhi, L. Xueliang, J. Ming and L. Chang, "Nonlinear control of three-phase voltage source PWM converter," 2016 Chinese Control and Decision Conference (CCDC), Yinchuan, 2016, pp. 6183-6186.
- [16] V. N. Lal, M. Siddhardha and S. N. Singh, "Control of a large scale single-stage grid-connected PV system utilizing MPPT and reactive power capability," *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Vancouver, BC, 2013, pp. 1-5.
- [17] Divyanagalakshmi Haribabu, Adithya Vangari, and Jayachandra N. Sakamuri "Dynamics of Voltage Source Converter in a Grid Connected Solar Photovoltaic System", *2015 International Conference on Industrial Instrumentation and Control (ICIC)*, College of Engineering Pune, India, May 28-30, 2015.
- [18] P. K. Pathak, A. Kumar Yadav and P. Tyagi, "Design of Three Phase Grid Tied Solar Photovoltaic System Based on Three Phase VSI," *2018 8th IEEE India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, JAIPUR, India, 2018, pp. 1-6.
- [19] F. Mulolani, M. Armstrong and B. Zahawi, "Modeling and simulation of a grid-connected photovoltaic converter with reactive power compensation," *2014 9th International Symposium on Communication Systems, Networks & Digital Sign (CSNDSP)*, Manchester, 2014, pp. 888-893.

- [20] F. Mancilla-David, A. Arancibia, F. Riganti-Fulginei, E. Muljadi and M. Cerroni, "A maximum power point tracker variable-dc-link three-phase inverter for grid-connected PV panels," 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, 2012, pp. 1-7.
- [21] T. Suyata, S. Po-Ngam and C. Tarasantisuk, "The active power and reactive power control for three-phase grid-connected photovoltaic inverters," *2015 12th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, Hua Hin, 2015, pp. 1-6.
- [22] A. Maiti, K. Mukherjee and P. Syam, "Design methodology, control and performance of a three-phase grid-tie PV inverter under maximum power point tracking," *2016 2nd International Conference on Control, Instrumentation, Energy & Communication (CIEC)*, Kolkata, 2016, pp. 382-386.
- [23] H. Li, H. Zhang, F. Ma and W. Bao, "Modeling, control and simulation of grid-connected PV system with D-STATCOM," *2014 IEEE International Conference on System Science and Engineering (ICSSE)*, Shanghai, 2014, pp. 27-30.
- [24] M. Azharuddin and S. R. Gaigowal, "Voltage regulation by grid connected PV-STATCOM," *2017 International Conference on Power and Embedded Drive Control (ICPEDC)*, Chennai, 2017, pp. 472-477.
- [25] L. F. N. Lourenço, M. B. de Camargo Salles, R. M. Monaro and L. Quéval, "Technical cost of PV-STATCOM applications," *2017 IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, San Diego, CA, 2017, pp. 534-538.
- [26] N. M. A. Alrahim Shannan, N. Z. Yahaya and B. Singh, "Single-diode model and two-diode model of PV modules: A comparison," *2013 IEEE International Conference on Control System, Computing and Engineering*, Mindeb, 2013, pp. 210-214.
- [27] R. Tai, B. Y. Chen and F. X. Chen, "Parameter Extraction for Single-Diode Model of Solar Cell," *2016 International Conference on Industrial Informatics - Computing Technology, Intelligent Technology, Industrial Information Integration (ICIICII)*, Wuhan, 2016, pp. 319-322.

- [28] Stefan Moring and Anton Pols "Maximum Power Point Tracking: Algorithm and Software Development", Bachelor Thesis, Delft University of Technology, Faculty of EEMCS, June 27, 2012.
- [29] S. B. Kjær, "Evaluation of the "Hill Climbing" and the "Incremental Conductance" Maximum Power Point Trackers for Photovoltaic Power Systems," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 27, no. 4, pp. 922-929, Dec. 2012.
- [30] J. Silva, J. Espinoza, J. Rohten, M. Torres and E. Espinosa, "Grid connected PV system with maximum power point estimation based on reference cells," *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Yokohama, 2015, pp. 004070-004075.
- [31] E. M. Vicente, P. S. Vicente, R. L. Moreno and E. R. Ribeiro, "Steady state and dynamic analysis for MPPT techniques," *2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, Fortaleza, 2015, pp. 1-6.
- [32] F. Paz and M. Ordonez, "Zero Oscillation and Irradiance Slope Tracking for Photovoltaic MPPT," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 11, pp. 6138-6147, Nov. 2014.
- [33] Belhadj Djilali, A & boualem, hemici & Yahdou, Adil. (2017). "Modified perturb and observe MPPT control for avoid deviation in photovoltaic systems," *Journal of Electrical Engineering*. 17. 28-37.
- [34] Manuel Adolfo Varela Yáñez "Uso de Capacidad Ociosa de Convertidores Estáticos de Plantas Solares para Compensación de Potencia Reactiva", Memoria de Título, Universidad de Concepción, Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Marzo 2016.
- [35] R. K. Varma, S. A. Rahman and T. Vanderheide, "New Control of PV Solar Farm as STATCOM (PV-STATCOM) for Increasing Grid Power Transmission Limits During Night and Day," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 755-763, April 2015.
- [36] H. Maleki and R. K. Varma, "Coordinated control of PV solar system as STATCOM (PV-STATCOM) and Power System Stabilizers for power oscillation damping," *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, 2016, pp. 1-5.

- [37] V. Kaura and V. Blasko, "Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 33, no. 1, pp. 58-63, Jan.-Feb. 1997.
- [38] 6MBP50RA120 IGBT-IPM R Series Datasheet.
- [39] California Instruments 4500 iL Datasheet.
- [40] Magna-Power Electronics Programmable DC Power Supplies Datasheet.
- [41] 6MBP50RA120 IGBT-IPM R Series Datasheet.
- [42] DS1103 PPC Controller Board Hardware Installation and Configuration, Release 2014-B, November 2014.
- [43] P. Cortes, M. P. Kazmierkowski, R. M. Kennel, D. E. Quevedo and J. Rodriguez, "Predictive Control in Power Electronics and Drives," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 12, pp. 4312-4324, Dec. 2008.

