



**UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**PLANTAS DE GENERACIÓN SOLAR OPERANDO EN PARALELO PARA UN  
SISTEMA EN ISLA**

POR

**Diego Alejandro Gómez Antonio**

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción para  
optar al título profesional de Ingeniero(a) Civil Electrónico(a)

Profesor(es) Guía  
José Ruben Espinoza Castro

Junio 2024  
Concepción (Chile)

©2024 Diego Alejandro Gómez Antonio

©2024 Diego Alejandro Gómez Antonio

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento.

*A mi familia y amigos, por darme el amor y la fuerza para la realización de esta memoria.*

## **Agradecimientos**

A mis padres, Marco y Marcia que me apoyaron con mucho amor durante el largo trayecto de la carrera, motivándome en los momentos buenos y malos.

A mi hermana, Catalina que me apoyó y cuidó durante mis primeros años de universidad, siendo mi pilar de apoyo fundamental en los momentos más difíciles de los primeros años de carrera.

A mi profesor José R. Espinoza, que me entregó valiosos consejos y directrices para avanzar de manera eficaz y segura durante el desarrollo de todo el trabajo, agradezco enormemente el tiempo que dedicaba en el día en su oficina para ayudarme y aconsejarme en todas las etapas del proyecto.

Por último, se agradece el aporte del proyecto ANID / FONDAP / 1523A0006 and Project ANID / FONDEQUIP / EQM140148 .

## Resumen

El trabajo tiene como objetivo principal la sincronización en varios parámetros de los convertidores DC/AC alimentados cada uno por un arreglo de paneles fotovoltaicos, diseñados para una potencia en específico y no equitativas entre sí. El principal problema es la ausencia de una red como tal que conecte a las plantas fotovoltaicas, pues se trata de un sistema en isla. Consecuentemente, la ausencia de esta red dificulta la sincronización en frecuencia, voltaje y despacho de potencia.

Para lo anterior, se obtuvieron en primer lugar las ecuaciones diferenciales que modelan el circuito de generación de potencia, en donde se obtuvo valores de potencia activa y reactiva inyectada por cada planta fotovoltaica. La suma directa de ambas potencias inyectadas por las plantas fotovoltaicas es 1 [p.u.], lo que muestra que el modelo matemático responde de manera correcta a valores de potencia requeridos por la carga en común. Luego, obtenida las entradas para el punto de operación requerido, se utilizó el software PLECS para validar el modelo encontrado, en donde se obtuvo una respuesta del circuito como la esperada. Posteriormente y utilizando las ecuaciones circuitales encontradas, se propusieron lazos de control para cada planta fotovoltaica, buscando alcanzar los objetivos iniciales. En estos lazos de control, la propuesta se enfoca en mantener mediante una planta fotovoltaica denominada “maestra” un voltaje constante en la red. Es decir, esta planta regula el voltaje y la frecuencia de la red para que se mantenga constante ante impactos tanto de entrada como de cargas y de nuevas plantas fotovoltaicas en paralelo. A su vez, las plantas fotovoltaicas que se conecten en paralelo se deben sincronizar a esta, lo cual se realizó mediante el diseño de un lazo de control de corriente. Así, los demás convertidores estarían operando como fuentes de corriente, de forma de no provocar diferencias instantáneas de voltaje entre los convertidores en paralelo, pues resultaría en presencia de corrientes circulantes que afectarían la forma de onda y la calidad de la potencia en la carga.

Utilizando esta estrategia de control, se obtiene corrientes casi sinusoidales en la carga, además de una rápida sincronización de la planta fotovoltaica esclava a la red en isla en voltaje y frecuencia, lo que conlleva a una entrega de potencia limpia de ambas plantas fotovoltaicas. Además, se obtienen resultados de simulación que muestran que la planta fotovoltaica maestra amortigua de manera correcta la entrada de plantas fotovoltaicas en paralelo y entrada/salida de cargas AC.

## Summary

The main objective of the work is the synchronization of various parameters of the DC/AC converters each fed by an array of photovoltaic panels, designed for a specific power and not equal to each other. The main problem is the absence of a network as such that connects the photovoltaic plants, since it is an island system. Consequently, the absence of this network makes synchronization in frequency, voltage and power dispatch difficult.

For the above, the differential equations that model the power generation circuit were first obtained, where values of active and reactive power injected by each photovoltaic plant were obtained. The direct sum of both powers injected by the photovoltaic plants is 1 [p.u.], which shows that the mathematical model responds correctly to power values required by the common load. Then, having obtained the inputs for the required operating point, the PLECS software was used to validate the model found, where a circuit response as expected was obtained. Subsequently and using the circuit equations found, control loops were proposed for each photovoltaic plant, seeking to achieve the initial objectives. In these control loops, the proposal focuses on maintaining a constant voltage in the network through a photovoltaic plant called “master”. That is, this plant regulates the voltage and frequency of the network so that it remains constant in the face of impacts from both input and loads and from new photovoltaic plants in parallel. In turn, the photovoltaic plants that are connected in parallel must be synchronized to it, which was done through the design of a current control loop. Thus, the other converters would be operating as current sources, so as not to cause instantaneous voltage differences between the converters in parallel, as this would result in the presence of circulating currents that would affect the waveform and the quality of the power in the load.

Using this control strategy, almost sinusoidal currents are obtained in the load, in addition to rapid synchronization of the slave photovoltaic plant to the island grid in voltage and frequency, which leads to clean power delivery from both photovoltaic plants. In addition, simulation results are obtained that show that the master photovoltaic plant correctly buffers the input of parallel photovoltaic plants and input/output of AC loads.

# Tabla de Contenidos

Abreviaciones xii

Nomenclatura xiii

Parámetros y variables .....xiv

1. Introducción 15

1.1 Introducción General..... 15

1.2 Trabajos Previos..... 16

1.2.1 Modulación y Control ..... 16

1.2.2 Simulación y experimentación .....24

1.3 Discusión.....29

1.4 Hipótesis de Trabajo.....30

1.5 Objetivos ..... 30

1.5.1 Objetivo General ..... 30

1.5.2 Objetivos Específicos ..... 30

1.6 Alcances y Limitaciones ..... 30

1.7 Metodología ..... 31

2. Descripción del circuito en estudio32

2.1. Introducción ..... 32

2.2 Circuito de potencia a base de generadores solares en paralelo.....32

2.2.1 Fuente fotovoltaica.....33

2.2.3 Inversor trifásico ..... 35

2.2.4 Filtro pasivo LCL ..... 36

2.2.5 Carga RL ..... 38

2.3	Modelación del sistema de potencia.....	39
2.3.1	Modelación en ejes <i>abc</i> .....	39
2.3.2	Modelación en ejes <i>dq</i> .....	41
2.3.3	Modelación del sistema en base a dos unidades de generación .....	42
2.4	Modelación del sistema de potencia en base a dos unidades de generación con presencia de inductancia de red.....	44
2.5	Discusión.....	46
3.	Operación del circuito de potencia en L.A.	47
3.1	Circuito simulado en PLECS .....	47
3.2	Sincronización a la red en isla.....	48
3.3	Puntos de operación .....	49
3.4	Simulación en L.A.....	50
3.5	Discusión de resultados .....	53
4.	Estrategias de control para el sistema de generación de potencia	54
4.1	Estrategias de control para cada planta fotovoltaica .....	54
4.1.1.	Control de voltaje de la primera unidad de generación.....	54
4.1.2.	Control de corrientes de carga.....	55
4.2	Generación de referencias de potencia de las plantas esclavas .....	58
4.2	Discusión.....	59
5.	Simulación en L.C.	61
5.1.	Discusión de resultados.....	65
6.	Conclusiones	67
6.1	Sumario .....	67
6.2	Conclusiones .....	68

6.3 Trabajo Futuro.....68

Referencias 69

**Lista de Tablas**

Tabla 2.1 Parámetros del panel fotovoltaico ..... 34  
Tabla 2.2 Parámetros del filtro pasivo LCL ..... 37  
Tabla 2.3 Parámetros de la carga RL ..... 39  
Tabla 3.1 Punto de operación de la simulación en L.A..... 49

## Lista de Figuras

Fig. 2.1 Esquemático del circuito para dos unidades de generación solar .....	32
Fig. 2.21 Curva característica del panel fotovoltaico .....	33
Fig. 2.3 Esquemático del panel fotovoltaico .....	34
Fig. 2.4 Esquemático del inversor trifásico .....	35
Fig. 2.5 Conmutación de la primera pierna para $M=0.9$ .....	36
Fig. 2.6 Esquemático del filtro LCL .....	37
Fig. 2.7 Respuesta en frecuencia del filtro pasivo .....	38
Fig. 2.8 Esquemático del circuito con corrientes/voltajes definidos .....	40
Fig. 2.9 Esquemático del sistema de potencia en base a dos unidades de generación .....	42
Fig. 2.10 Sistema de potencia con inductancia de red .....	45
Fig. 3.1 Esquemático de simulación en L.A. ....	47
Fig. 3.2 SRF-PLL .....	48
Fig. 3.3 Implementación en PLECS del SRF-PLL .....	49
Fig. 3.4 Potencias Simulación en L.A. ....	50
Fig. 3.5 Comportamiento panel Simulación L.A. ....	50
Fig. 3.6 Sincronización de segunda planta fotovoltaica .....	51
Fig. 3.7 Cambio de escalón de frecuencia en la red en isla .....	52
Fig. 3.8. Zoom en la posición angular y las moduladoras de la planta fotovoltaica esclava .....	52
Fig. 4.1. Lazo de control para el voltaje de carga $v_1^d$ .....	54
Fig. 4.2. Lazo de control de voltaje $v_{r1}^{dq}$ .....	55
Fig. 4.3. Lazo de control de corriente de carga .....	56
Fig. 4.4. Diagrama de simulación en PLECS del controlador auxiliar de voltaje. ....	57
Fig. 4.5. Transformación de referencia de potencia activa a referencia de corriente $i_1^d$ . ....	59
Fig. 4.6. Transformación de referencia de potencia reactiva a referencia de corriente $i_1^q$ . ....	59
Fig. 5.1. Corrientes en ejes rotatorios .....	62
Fig. 5.2. Potencia en ambas plantas y carga AC común .....	62
Fig. 5.3. Voltaje y corriente de fase a planta maestra .....	63
Fig. 5.4. Voltaje y corriente de fase planta esclava .....	63
Fig. 5.5. Referencias para el inversor trifásico de la planta fotovoltaica .....	64
Fig. 5.6. Comportamiento paneles fotovoltaicos .....	64

## Abreviaciones

### Mayúsculas

- L.A. : lazo abierto.
- L.C. : lazo cerrado.
- L.D. : lazo directo.

### Minúsculas

- c.i. : condiciones iniciales.
- l.i. : linealmente independiente.
- l.d. : linealmente dependiente.
- c.c. : corriente continua (en Inglés es d.c.).
- c.a. : corriente alterna (en Inglés es a.c.).

# Nomenclatura

## Matrices

$\mathbf{T}_{abc-dq0}$  : matriz de transformación de ejes  $abc$  a  $dq0$ , dimensión  $3 \cdot 3$ .

$\mathbf{T}_{dq0}$  : matriz de transformación de ejes  $dq0$  a  $abc$ , dimensión  $3 \cdot 3$ .

## Vectores

$\mathbf{x}^{abc}$  : 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  $dq0$ ).

$\mathbf{x}_0$  : condición inicial del vector de estados,  $\mathbf{x}_0 = [x_{10} \ x_{20} \ \dots \ x_{n0}]^T$

$\mathbf{x}_o$  : condición inicial del vector de estados,  $\mathbf{x}_o = [x_{1o} \ x_{2o} \ \dots \ x_{no}]^T$

$\mathbf{u}_o$  : vector de entradas en el punto de operación,  $\mathbf{u}_o = [u_{o1} \ u_{o2} \ \dots \ u_{op}]^T$

$\mathbf{y}_d$  : vector deseado (referencia) de  $q$  variables de salida,  $\mathbf{y}_d = [y_{d1} \ y_{d2} \ \dots \ y_{dq}]^T$

$\mathbf{x}(s)$  : Laplace de  $\mathbf{x}$ ,  $\mathbf{x}(s) = [x_1(s) \ x_2(s) \ \dots \ x_n(s)]^T$

$\vec{\mathbf{x}}$  : vector de fasores,  $\vec{\mathbf{x}} = [\vec{x}_1 \ \vec{x}_2 \ \dots \ \vec{x}_n]^T$ .

## Escalares

$x_k$  :  $k$ -ésima variable de estado.

$dx_k/dt = \dot{x}_k$  : derivada de la  $k$ -ésima variable de estado.

$\log\{\}$  : logaritmo en base 10.

$u(t)$  : entrada escalón.

$r(t)$  : entrada rampa.

$\vec{x}$  : fasor.

## Parámetros y variables

### Parámetros

$v_{oc}$	: voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico.
$i_{sc}$	: corriente de corto circuito del panel fotovoltaico.
$k_{pv}$	: factor k del panel fotovoltaico.
$f_c$	: frecuencia de conmutación del inversor trifásico.
$C_r$	: condensador del filtro LCL.
$C_{in}$	: condensador del panel fotovoltaico.
$L_s$	: inductancia de entrada del filtro LCL.
$L_f$	: inductancia de salida del filtro LCL.
$R_l$	: resistencia de la carga RL
$L_l$	: inductancia de la carga RL
$L_r$	: inductancia de red
$S_l$	: potencia aparente de la carga RL
$P_l$	: potencia activa de la carga RL
$Q_l$	: potencia reactiva de la carga RL
f.p.	: factor de potencia

### Variables

$v_{pv}$	: voltaje del panel fotovoltaico.
$i_{pv}$	: corriente del panel fotovoltaico.
$i_{dc}$	: corriente de entrada al inversor trifásico.
$m_r^{abc}$	: moduladoras del inversor trifásico
$i_s^{abc}$	: corrientes de salida del inversor trifásico
$i_l^{abc}$	: corrientes de carga de la planta fotovoltaica
$v_r^{abc}$	: voltajes de los condensadores del filtro LCL

# **1. Introducción**

## **1.1 Introducción General**

Es evidente el aumento en la concientización en las últimas décadas de la importancia que tiene para el planeta el aprovechamiento de las energías renovables, como lo es la energía solar y la energía eólica. Entre estas energías, destaca la energía solar debido a su cada vez más sencilla implementación en una amplia gama de aplicaciones en la ingeniería, además de su prometedora evolución a través de los años en términos de costo, eficiencia y durabilidad.[1]

La evolución tecnológica a través de los años de la energía solar ha permitido que personas incluso ajenas al ámbito de la ingeniería puedan implementar el uso de esta en ambientes domésticos, lo que permite que puedan autoabastecerse de energía, incluso si están en lugares remotos.

Existen dos tipos de instalaciones de generación solar, donde la diferencia fundamental radica en si el sistema opera conectado o no a la red eléctrica central. En este trabajo, se abordará las granjas de generación solar en isla, enfocado principalmente a la posibilidad de aumentar la potencia máxima de estas, de forma que nuevos integrantes se puedan unir a contribuir con potencia a una carga determinada. Estos nuevos integrantes deben conectarse en paralelo, de forma de aumentar la capacidad de corriente máxima que se le puede suministrar a las cargas. Esto plantea problemas diversos, pues al ser un sistema basado completamente en convertidores estáticos, no hay inercia en el sistema, por ende, el sistema carece de robustez ante desbalances de carga y generación de potencia, a diferencia de los métodos de generación eléctrica tradicionales, donde la energía eléctrica proviene de generadores eléctricos rotatorios, sistemas en los cuales la frecuencia es una variable de estado y proporcionan amortiguamiento ante impactos de carga.[1-9] En cambio, lo que sí existe en este tipo de sistemas es el voltaje de enlace, que vendría siendo el símil de la velocidad angular en un generador síncrono, ya que determina la diferencia entre la potencia generada y la potencia consumida.

## 1.2 Trabajos Previos

### 1.2.1 Modulación y Control

- ♣ J. Huang, K. Zhang and J. Xue, "Research on Parallel Control Technology of PV Off-grid Inverter," *2020 12th International Conference on Intelligent Human-Machine Systems and Cybernetics (IHMSC)*, Hangzhou, China, 2020, pp. 99-102, doi: 10.1109/IHMSC49165.2020.00030.[1].

En este trabajo se estudia el control de las corrientes circulantes en inversores conectados en paralelo para una carga aislada, buscando una ecualización de las corrientes de salida de los convertidores. Se analizan dos técnicas de control, la primera se basa en la técnica PQ droop tradicional, el cual permite estudiar, mediante un análisis de las impedancias de salida de los convertidores, los efectos de variaciones de potencia tanto activa como reactiva en la frecuencia y amplitud del voltaje de salida de los inversores. Esta técnica permite controlar hasta cierto punto el sistema, dado que, al tener una respuesta dinámica lenta, tiene grandes oscilaciones en el voltaje de salida ante fluctuaciones de carga. La segunda, es una forma de PQ droop mejorado, en la cual se propone un inductor virtual a la salida de cada inversor, de forma de ecualizar las impedancias de salida de los convertidores y de esa forma suprimir las corrientes circulantes entre estos.

- ♣ D. C. Raj and D. N. Gaonkar, "Frequency and voltage droop control of parallel inverters in microgrid," *2016 2nd International Conference on Control, Instrumentation, Energy & Communication (CIEC)*, Kolkata, India, 2016, pp. 407-411, doi: 10.1109/CIEC.2016.7513771.[2].

El trabajo muestra un control tipo PQ Droop para dos inversores de 3 kVA operando en paralelo en una microrred para una carga en común. La generación de referencias de voltaje y corrientes se realiza mediante mediciones instantáneas de potencia activa y reactiva, comparando con valores nominales de potencia activa y reactiva del inversor. Luego, se genera una recta con los valores de frecuencia y voltaje de salida del inversor funcionando sin carga, para generar finalmente el voltaje y frecuencia de referencia que entran al controlador. La estrategia de control utilizada para el inversor trifásico es de tipo control en cascada, en donde se utiliza un lazo externo de voltaje de carga y un lazo interno de corriente. Se deduce que utilizan el mismo lazo de control para ambos convertidores, por lo que ambos imponen un voltaje al bus AC del sistema, lo que hace crítico que tengan

impedancias de salida equivalentes, ya que se busca una relación simétrica de despacho de potencia.

- ♣ B. Jia, H. Wu and Y. Li, "Flexible On-grid and Off-grid Control Strategy of Photovoltaic Energy Storage System Based on VSG Technology," 2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Taiyuan, China, 2021, pp. 1978-1985, doi: 10.1109/EI252483.2021.9712963.[3].

En este trabajo se muestra una forma de control basada en un generador sincrónico virtual, es decir, se intenta simular la característica de ajuste de potencia activa y frecuencia y el amortiguamiento que poseen los generadores síncronos mediante un lazo de control. El trabajo muestra que se utiliza el mismo principio de control que en los generadores síncronos, por lo que se ajusta la frecuencia y potencia activa de salida del inversor ajustando un torque virtual, esto se hace para el caso del inversor midiendo la diferencia de la potencia activa y frecuencia angular virtual nominal a la actual. Además, se ajusta el voltaje y la potencia aparente utilizando un regulador de corriente de excitación virtual.

- ♣ H. BS, R. Setiabudy, E. A. Setiawan and Budiyanto, "Development method for paralleling inverters on microgrid when islanding condition using reconfiguration of PV circuit," 2015 International Conference on Quality in Research (QiR), Lombok, Indonesia, 2015, pp. 121-124, doi: 10.1109/QiR.2015.7374909.[4]

De este trabajo se puede rescatar la configuración “maestro-esclavo” que utilizan para la sincronización de voltaje y despacho de potencia entre los inversores conectados en paralelo para una carga AC en isla. El trabajo muestra que un inversor trabaja como “maestro”, es decir, sirve de referencia para los demás inversores en término de fijar el voltaje de red, mientras que los inversores “esclavos” funcionan como fuentes de corriente.

- ♣ P. Goyal and R. K. Tripathi, "Circulating current reduction and power sharing control in parallel connected inverters," 2017 4th IEEE Uttar Pradesh Section International Conference on Electrical, Computer and Electronics (UPCON), Mathura, India, 2017, pp. 604-609, doi: 10.1109/UPCON.2017.8251118.[5].

En este estudio se utiliza el Droop control, buscando una simetría en el reparto de potencia

entre varios inversores conectados en paralelo para una carga AC en común, analizando la impedancia de salida de los convertidores. Se muestra que, dependiendo del ángulo de la impedancia de salida del inversor, cambia completamente las características, haciendo difícil de controlar con el método Droop tradicional. Se propone utilizar un controlador PI para ajustar la desviación de voltaje, lo cual permite controlar de forma más robusta la desviación de potencia activa.

- ♣ V. Azarm, M. Hajihosseini, E. Farjah and T. Ghanbari, "A suitable controller for load sharing between paralleled inverters of an islanded microgrid," 2017 Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE), Tehran, Iran, 2017, pp. 1400-1405, doi: 10.1109/IranianCEE.2017.7985261.[6].

En este trabajo se utiliza control con histéresis para controlar el voltaje y la frecuencia de los convertidores. Para el control de despacho de potencia se utiliza un método de control no lineal denominado "sliding-mode", el cual controla la corriente de cada inversor, de forma de buscar una ecualización entre ambos convertidores, además de aumentar la estabilidad. Además, proponen una fuente tipo Z, para evitar cortocircuitar la fuente DC al conectar los convertidores en paralelo. Se puede ver que el control no es descentralizado, pues existe un controlador central que modifica las referencias de corriente para cada convertidor del sistema de potencia.

- ♣ A. Leila, E. F. Hassan, G. Fouad and T. Ahmed-Ali, "Power Sharing and Parallel Inverters Control in Islanded Microgrids," 2021 4th International Symposium on Advanced Electrical and Communication Technologies (ISAECT), Alkhobar, Saudi Arabia, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISAECT53699.2021.9668505.[7].

En este trabajo se utiliza un control tipo "maestro-esclavo", en donde un convertidor "maestro" está a cargo de mantener un voltaje en el bus AC de la microrred constante, además de generar la referencia de corriente de carga para los convertidores "esclavos". El despacho de potencia del sistema se hace siguiendo esa lógica, el convertidor maestro recibe la cantidad requerida por la carga AC y reparte a cada convertidor una referencia de corriente, dependiendo de la potencia nominal de cada uno. Debido a esto, es claro que el control es centralizado, ya que debe existir una comunicación de control entre los convertidores "esclavos" y el convertidor "maestro".

- ♣ B. Ren, R. Zhang, S. Chen and X. Sun, "Research on Stability of Multi-Parallel Inverters with Different Control Methods in Islanded Microgrid," *2019 14th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, Xi'an, China, 2019, pp. 1634-1639, doi: 10.1109/ICIEA.2019.8833800.[8]

En este artículo se analiza la estabilidad de sistemas en isla con presencia de un convertidor con control de voltaje en paralelo con convertidores con control de corriente. Se menciona que este tipo de sistemas presentan una alta resonancia a una frecuencia específica, por lo que se propone incorporar una impedancia virtual negativa al lazo de control de voltaje del convertidor con control de voltaje.

- ♣ M. Nasir, M. S. Suleiman and R. C. Bansal, "Control of Master-Slave Microgrid Based on PR and PI Controllers in Islanded Mode," *2022 2nd International Conference on Electronic and Electrical Engineering and Intelligent System (ICE3IS)*, Yogyakarta, Indonesia, 2022, pp. 46-50, doi: 10.1109/ICE3IS56585.2022.10010001.[9].

En este trabajo se muestra un esquema de control “maestro-esclavo”, en donde proponen que durante la operación en isla de la microrred, el convertidor “maestro” sólo se encargue de fijar el voltaje de la red en isla, es decir, no inyecta potencia a las cargas AC. Dado esto, los encargados de proveer toda la potencia activa y reactiva requerida por las cargas AC son los convertidores “esclavos”. Además, se propone un “control proporcional resonante” para aumentar la robustez y la estabilidad del sistema.

- ♣ S. P and T. M. M., "A Droop Controller Based Active Power Sharing of Parallel Inverter Islanded Microgrid," *2022 International Conference on Futuristic Technologies in Control Systems & Renewable Energy (ICFCR)*, Malappuram, India, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICFCR54831.2022.9893658.[10].

En este trabajo se estudia el control Droop para tres tipos de cargas: balanceadas, desbalanceadas y no lineales. Se señala que el método Droop requiere de una alta sincronización entre los inversores, pues incluso teniendo impedancias de salida equivalentes, la potencia reactiva no se reparte en partes iguales. También se señala que incluso con cargas balanceadas este tipo de control

presenta cierto error en la sincronización de voltaje de los convertidores.

- ♣ G. Tapsoba, A. Hamadi, A. Ndtoungou, S. Rahmani and K. Al-Haddad, "PV Configuration and Maximization Applied to Parallel Inverters Using Updated Droop Control," *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Washington, DC, USA, 2018, pp. 1430-1435, doi: 10.1109/IECON.2018.8591657.[12]

En este trabajo se estudia la forma de conectar 5 fuentes fotovoltaicas en paralelo en un sistema off-grid utilizando la estrategia de Droop control. Se menciona que el controlador tipo Droop es muy popular en este tipo de instalaciones, sin embargo, como es sabido, este tipo de control presenta poco balance en el reparto de contenido armónico, lenta respuesta en estado transiente y dificultad al requerir de impedancias de salidas equivalentes, lo que lleva a un desbalance en la entrega de potencia de cada planta fotovoltaica.

En el trabajo en cuestión, se avoca en regular el voltaje de salida de las plantas fotovoltaicas esclavas a la referencia, es decir, al voltaje de la planta fotovoltaica maestra, disminuyendo así las corrientes circulantes entre todos los convertidores. Además, se busca maximizar la entrega de potencia de cada panel fotovoltaico utilizando una estrategia TCT (total cross tied), en donde se conectan en paralelo los paneles fotovoltaicos.

- ♣ Y. Singh, B. Singh and S. Mishra, "Control of Multiple PV Integrated Parallel Inverters for Microgrid Applications," *2020 International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC)*, Thrissur, India, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/PICC51425.2020.9362483. [13]

En esta publicación, se busca generar una transición suave de una operación grid-tied a una off-grid y viceversa, buscando mantener un balance de entrega de potencia de cada planta fotovoltaica y migración de contenido armónico. Para esto, se propone un convertidor DC-DC Buck-boost bidireccional, en donde se alterna la entrega de potencia entre la batería y el panel fotovoltaico. Además, las plantas fotovoltaicas auxiliares operan como fuente de corriente, intentando sincronizarse a la planta fotovoltaica maestra. La entrega de potencia de la batería se maximiza utilizando un esquema MPPT clásico.

- Wang Fang, Zhang Yi and Wang Zhen, "*Research on a kind of multiple control strategy*"

*for parallel connected inverters," IEEE 2011 10th International Conference on Electronic Measurement & Instruments, Chengdu, 2011, pp. 267-269, doi: 10.1109/ICEMI.2011.6037993.[14]*

En este trabajo se busca disminuir la respuesta de transiente y la distorsión armónica en la carga utilizando una estrategia de control llamada “repetitive control”. Esta estrategia de control combina lazos de control en cascada de voltaje/corriente, con la diferencia que en cada controlador PI existen varios en paralelo, lo que permite eliminar un error pequeño S.S. o cuando existen perturbaciones en el sistema. Dado esto, se busca una forma de onda perfecta mediante esta propuesta de esquema de control, pero incrementando el ciclo de computación para cada iteración.

- W. Tong and L. Junwei, "Research on a New Technology of Controlling Parallel Inverters," *2016 3rd International Conference on Information Science and Control Engineering (ICISCE)*, Beijing, China, 2016, pp. 1055-1059, doi: 10.1109/ICISCE.2016.227.[15]

En esta publicación se trabaja combinando el control en cascada voltaje/corriente con controlador tipo Droop. Se busca reducir la cantidad de corriente circulante entre ambos convertidores, pues se imponen un voltaje a la red off-grid. A lo anterior se suma la posible diferencia entre impedancias de cada convertidor e impedancias de la línea de transmisión. El esquema Droop lleva consigo la gran ventaja de una comunicación sin cables entre los convertidores, pero como se muestra en este trabajo, conlleva un estudio sofisticado y al milímetro de la totalidad de la red, lo que conlleva posiblemente a una lenta respuesta y problemas en la inyección de potencia a la carga en común.

- F. Shouhong, W. Shunlai, T. Jianfang and L. Weilin, "Improved Control Method for Parallel Connected Inverter Systems," *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Guangzhou, China, 2018, pp. 1839-1844, doi: 10.1109/POWERCON.2018.8602259.[16]

Se utiliza el control tipo Droop para poder alcanzar la sincronización en frecuencia, voltaje y reparto de entrega de potencia a la carga. Como es sabido, el control Droop al requerir parámetros específicos de cada convertidor, al momento de conexión y desconexión de cargas se producen

oscilaciones de preocupación en la red en isla. En este trabajo, se intenta reparar lo anterior utilizando términos diferenciales dinámicos, complejizando así el esquema de control. Se muestra que mientras más potencia esté alimentando el set de convertidores en paralelo, mayor es la desviación de voltaje y frecuencia en los convertidores, lo que aumenta el número de tiempo para lograr una operación estable en S.S. Dado esto, se propone un control tipo Droop mejorado, en donde se añade a las ecuaciones del controlador un término diferencial para disminuir el transiente de voltaje y frecuencia en la red.

- Z. Chen, Y. Leng, Y. Zhang, H. Liu, Y. Wu and Y. Wang, "Research On Parallel Connection Of Energy Storage Inverters Based On CAN Bus With Democratic Master-Slave Control," *2021 IEEE 4th International Electrical and Energy Conference (CIEEC)*, Wuhan, China, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/CIEEC50170.2021.9510912.[17].

En esta publicación, se utiliza un control maestro-esclavo mediante comunicación tipo CAN (controller area network) entre los convertidores en paralelo, de forma de poder imponer referencias de corriente entre la planta maestra y las plantas esclavas. Mediante la comunicación, se asegura que al fallar la planta maestra, se pueda mantener una operación constante en la red, asegurando así una continuidad de inyección de potencia a las cargas conectadas.

- S. Wang, Z. Liu, J. Liu, R. An and M. Xin, "Breaking the boundary: A droop and master-slave hybrid control strategy for parallel inverters in islanded microgrids," *2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Cincinnati, OH, USA, 2017, pp. 3345-3352, doi: 10.1109/ECCE.2017.8096602.[18]

En este trabajo se analiza el control de inversores en paralelo operando en una microrred en isla, en donde se busca unificar los beneficios de los métodos de control más utilizados en esta configuración, el control maestro-esclavo y el control Droop. Para esto, se conforman grupos entre los convertidores en paralelo que estén a una distancia próxima entre sí, en donde un convertidor actúa como maestro, controlando su voltaje mediante el controlador Droop, mientras que los convertidores esclavos actúan como fuentes de corriente. Además, se muestra que cada grupo se puede independizar de los demás, operando de forma autónoma.

- A. Busbieha, A. Hamadi, A. Ndtoungou, A. Javadi, S. Rahmani and K. Al-Haddad, "Modified droop control to improve performances of two single-phase parallel inverters," *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Beijing, China, 2017, pp. 6470-6475, doi: 10.1109/IECON.2017.8217127.[19]

En este trabajo se utiliza un controlador tipo Droop para convertidores monofásicos, en donde se intenta anular la presencia de corrientes circulantes entre los convertidores, ambos imponiendo su voltaje a la red en isla. Para esto, el segundo convertidor regula su voltaje agregando un término de voltaje de caída a la referencia impuesta por el primer convertidor. Para compensar las componentes armónicas, se añade un filtro notch en el segundo convertidor. Cabe destacar que esta configuración se hace para operación on-grid, por lo que no se abarca la sincronización entre ambos, pues este problema lo suple la referencia de la red.

### 1.2.2 Simulación y experimentación

- ♣ J. Huang, K. Zhang and J. Xue, "Research on Parallel Control Technology of PV Off-grid Inverter," *2020 12th International Conference on Intelligent Human-Machine Systems and Cybernetics (IHMSC)*, Hangzhou, China, 2020, pp. 99-102, doi: 10.1109/IHMSC49165.2020.00030.[1].

En la parte de simulación y experimental del trabajo se muestra un sistema con dos inversores con una fuente fotovoltaica de 3kW para una carga aislada. En los resultados de simulación, se puede apreciar una satisfactoria ecualización de corrientes para ambos convertidores, viéndose inalterada la corriente de carga en todo momento. Además, el trabajo incluye resultados experimentales donde se muestra el porcentaje de desequilibrio entre ambas corrientes de salida de los convertidores, siendo evidente que el sistema trabaja de forma más equilibrada para la potencia nominal del panel fotovoltaico.

- ♣ D. C. Raj and D. N. Gaonkar, "Frequency and voltage droop control of parallel inverters in microgrid," *2016 2nd International Conference on Control, Instrumentation, Energy & Communication (CIEC)*, Kolkata, India, 2016, pp. 407-411, doi: 10.1109/CIEC.2016.7513771.[2].

En los resultados de simulación se muestra dos inversores de 3 kVA en paralelo para una carga de 2kW. Se muestra el balance de potencia entre ambos inversores, viéndose un despacho prácticamente equitativo de potencia, además de la sincronización de frecuencia en el PCC.

- ♣ B. Jia, H. Wu and Y. Li, "Flexible On-grid and Off-grid Control Strategy of Photovoltaic Energy Storage System Based on VSG Technology," *2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, Taiyuan, China, 2021, pp. 1978-1985, doi: 10.1109/EI252483.2021.9712963.[3].

El trabajo muestra la simulación para el sistema operando en off-grid, en donde se ve que el regulador de voltaje y frecuencia propuesto amortigua en un corto tiempo las perturbaciones de potencia activa y reactiva en la carga.

- ♣ H. BS, R. Setiabudy, E. A. Setiawan and Budiyanto, "Development method for paralleling inverters on microgrid when islanding condition using reconfiguration of PV circuit," 2015 International Conference on Quality in Research (QiR), Lombok, Indonesia, 2015, pp. 121-124, doi: 10.1109/QiR.2015.7374909.[4]

En esta parte realizan pruebas experimentales para dos inversores conectados en paralelo en una operación on-grid y off-grid. Utilizando la configuración “maestro-esclavo” propuesta en el desarrollo del trabajo, se muestra que la absorción de energía de los arreglos fotovoltaicos aumenta enormemente, debido a la rápida y estable sincronización en frecuencia y voltaje entre los inversores.

- ♣ P. Goyal and R. K. Tripathi, "Circulating current reduction and power sharing control in parallel connected inverters," 2017 4th IEEE Uttar Pradesh Section International Conference on Electrical, Computer and Electronics (UPCON), Mathura, India, 2017, pp. 604-609, doi: 10.1109/UPCON.2017.8251118.[5].

Se muestra dos inversores de distinta potencia nominal trabajando para una carga de 1.5 kVA. La simulación se realizó para impedancias de salida de los inversores tipo R-R, L-L y R-L. En los resultados se muestra que, con la propuesta de control realizada, se suprime completamente las diferencias instantáneas de voltaje y las circulantes entre los convertidores. Además, se observa que los convertidores se reparten la potencia en el mismo ratio de sus potencias nominales.

- ♣ V. Azarm, M. Hajihosseini, E. Farjah and T. Ghanbari, "A suitable controller for load sharing between paralleled inverters of an islanded microgrid," 2017 Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE), Tehran, Iran, 2017, pp. 1400-1405, doi: 10.1109/IranianCEE.2017.7985261.[6].

El trabajo incluye pruebas de simulación, en donde se analiza la respuesta del sistema para cargas lineales y no lineales. Se realizan escalones de variaciones de carga cada 0.2 segundos, en donde se logra que las corrientes de cada inversor sean prácticamente ecualizadas, además de un buen rendimiento en estado estacionario.

- ♣ A. Leila, E. F. Hassan, G. Fouad and T. Ahmed-Ali, "Power Sharing and Parallel Inverters Control in Islanded Microgrids," *2021 4th International Symposium on Advanced Electrical and Communication Technologies (ISAECT)*, Alkhobar, Saudi Arabia, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISAECT53699.2021.9668505.[7].

En los resultados de simulación se prueba el esquema “maestro-esclavo” propuesto para tres inversores fuente de voltaje conectados en paralelo. Como se propuso en el desarrollo del trabajo, el primer inversor regula el voltaje del bus AC de la red en isla, mientras que los inversores “esclavos” inyectan la corriente a la carga, dada la referencia impuesta por el inversor “maestro”. Se muestra un satisfactorio despacho de potencia entre los inversores en una relación asimétrica de corrientes de carga.

- ♣ M. Nasir, M. S. Suleiman and R. C. Bansal, "Control of Master-Slave Microgrid Based on PR and PI Controllers in Islanded Mode," *2022 2nd International Conference on Electronic and Electrical Engineering and Intelligent System (ICE3IS)*, Yogyakarta, Indonesia, 2022, pp. 46-50, doi: 10.1109/ICE3IS56585.2022.10010001.[9].

Se presentan resultados de simulación para el tipo de control propuesto, en donde se estudia al sistema con inversores en paralelo. El esquema de control basado en la inclusión del controlador proporcional resonante muestra una clara mejora en el despacho de potencia y en el voltaje del PCC para los inversores operando como “esclavos”.

- ♣ G. Tapsoba, A. Hamadi, A. Ndtoungou, S. Rahmani and K. Al-Haddad, "PV Configuration and Maximization Applied to Parallel Inverters Using Updated Droop Control," *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Washington, DC, USA, 2018, pp. 1430-1435, doi: 10.1109/IECON.2018.8591657.[12]

En los resultados de simulación se muestra un grupo de 5 fuentes fotovoltaicas conectadas en paralelo, todas de potencia nominal idéntica (7.5 kW), además de impedancias y filtros de igual dimensión. En la simulación se muestra cambios de escalón en la entrega de potencia de cada una de las plantas, mostrando que la potencia en la carga se mantiene inalterada, además de bajo contenido

armónico en la forma de onda en la red.

- ♣ Y. Singh, B. Singh and S. Mishra, "Control of Multiple PV Integrated Parallel Inverters for Microgrid Applications," *2020 International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC)*, Thrissur, India, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/PICC51425.2020.9362483. [13]

En la parte de simulación se muestra al sistema operando a distintas condiciones de irradiancia y cambio de estado de off-grid a grid-tied. Se muestra que durante la operación en off-grid, una planta fotovoltaica actúa como maestra, esperando que las demás plantas auxiliares operen como fuente de corriente, sincronizándose a ésta.

- Wang Fang, Zhang Yi and Wang Zhen, "Research on a kind of multiple control strategy for parallel connected inverters," *IEEE 2011 10th International Conference on Electronic Measurement & Instruments, Chengdu, 2011*, pp. 267-269, doi: 10.1109/ICEMI.2011.6037993.[14]

Se muestra la simulación operando en distintas condiciones. En primer lugar, se muestra la referencia de entrada siendo distinta a la de la otra planta, en donde se ve que ambas plantas llegan a un punto intermedio, logrando que la potencia inyectada sea equitativa entre ambos generadores. Luego, se muestra al sistema con perturbaciones de entrada de carga, en donde se ve que se mantiene una forma de onda constante durante la simulación.

- W. Tong and L. Junwei, "Research on a New Technology of Controlling Parallel Inverters," *2016 3rd International Conference on Information Science and Control Engineering (ICISCE)*, Beijing, China, 2016, pp. 1055-1059, doi: 10.1109/ICISCE.2016.227.[15].

Se realiza una simulación en Matlab/Simulink en donde se cambia los parámetros de los filtros de cada planta fotovoltaica, en donde se muestra que la suma de ambos convertidores es equitativa a la corriente en la carga. Sin embargo, se observa que la corriente circulante aún

existe entre ambos convertidores, por lo que la estrategia no logra reprimir por completo este fenómeno.

- F. Shouhong, W. Shunlai, T. Jianfang and L. Weilin, "Improved Control Method for Parallel Connected Inverter Systems," *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Guangzhou, China, 2018, pp. 1839-1844, doi: 10.1109/POWERCON.2018.8602259.[16]

Se muestra una simulación enfocándose en la amortiguación en frecuencia y voltaje en la red. Se puede observar que la frecuencia cambia al conectar otro convertidor, dependiendo de la potencia requerida por la carga conectada.

### 1.3 Discusión

La revisión bibliográfica muestra enfoques diferentes, siendo las metodologías más comunes el control Droop y el esquema “maestro-esclavo”. Los estudios [2][5][12][15][21] muestran un claro objetivo de controlar el voltaje y la frecuencia en el bus AC de la red en isla en todos los convertidores que se conecten en paralelo mediante un análisis de la impedancia de salida de cada convertidor. Esto quiere decir que todos los convertidores imponen su voltaje de salida en el bus AC de la red en isla, lo que hace crítico que tengan impedancias de salidas equivalentes. Dado que las impedancias de salida suelen ser pequeñas en los convertidores de potencia utilizados en las redes en isla, pequeñas variaciones de esta producirían grandes corrientes circulantes entre convertidores [1][12]. Este tipo de control tiene la gran ventaja de ser un control descentralizado y redundante, pero conlleva una lenta respuesta dinámica, posibilidad de corrientes circulantes y un diseño complicado. Además, los resultados de estos estudios están enfocados más que nada en una simetría de despacho de potencia, siendo esto poco flexible, pues no siempre ocurrirá que las potencias nominales de cada planta de generación sean equitativas.

Los estudios [4][7][9][13][18] muestran un control “maestro-esclavo”, el cual arroja una satisfactoria respuesta en una operación asimétrica de despacho de potencia. En estos estudios se trabaja con un convertidor “maestro” que establece un voltaje y una frecuencia en el bus de la red en isla. El despacho de potencia se aborda en el estudio [7], en donde se muestra que el convertidor “maestro” establece una referencia de corriente para los convertidores “esclavos”, por lo que el lazo de control de estos últimos sólo se preocupa de alcanzar la referencia impuesta, siendo así un control centralizado. De este tipo de control “maestro-esclavo” se rescata una buena manera de mantener una sincronía de voltaje y frecuencia en el PCC de la red en isla.

En este trabajo, se estudia una posible forma de control descentralizado, en donde una unidad de generación solar fije el voltaje y la frecuencia del bus de la red en isla, mientras que las demás unidades que estén conectadas en paralelo inyecten una cantidad de potencia activa según se desee. En principio, el problema de sincronía de frecuencia y voltaje debería ser resuelto mientras una sola unidad esté imponiendo estos valores a las demás unidades en el bus AC, pues las demás unidades de generación solar estarían operando como fuente de corriente

## **1.4 Hipótesis de Trabajo**

Una planta de generación fotovoltaica puede regular el voltaje y la frecuencia de la red en isla y las demás plantas generadoras que se conecten en paralelo se sincronizan a ésta y regulan de forma autónoma la potencia activa y reactiva a inyectar a la carga AC en común.

## **1.5 Objetivos**

### **1.5.1 Objetivo General**

El objetivo general del trabajo es la modelación y simulación de un sistema de potencia en isla basado en dos unidades de generación solar operando en paralelo, en donde se estudian estrategias de control que permitan la correcta operación para una carga AC en común.

### **1.5.2 Objetivos Específicos**

- Modelación de un único sistema de generación solar.
- Estudio de las ecuaciones que modelan el circuito, buscando posibles puntos de operación para un determinado voltaje de red.
- Estudiar y plantear de estrategias de control del inversor trifásico para la regulación de voltaje ante impactos de entrada y salida de carga AC.
- Estudiar y plantear estrategias de control para el sincronismo de frecuencia y voltaje del sistema de potencia en base a dos unidades de generación solar.
- Estudiar formas de control para el despacho de potencia entre las unidades de generación solar para una carga AC en común.
- Simular en lazo cerrado el sistema de potencia en base a dos unidades de generación.

## **1.6 Alcances y Limitaciones**

- Se considera que las unidades de generación solar están compuestas por un panel solar, un condensador de enlace, un convertidor estático DC/AC y un filtro pasivo.
- Se consideran hasta dos módulos de generación solar operando en paralelo.
- Los elementos almacenadores de energía y los switches se consideran ideales.
- El modelo del panel solar es simplificado, en donde se considera que está operando a temperatura nominal.
- Las cargas se consideran pasivas, lineales y balanceadas.

## 1.7 Metodología

En primer lugar, se procede a definir la topología a utilizar en el estudio, el cual consistirá en un arreglo fotovoltaico conectado a un condensador de enlace, un inversor trifásico fuente de voltaje y un filtro pasivo LCL, la cual será idéntica para las demás plantas fotovoltaicas conectadas en paralelo. El modelo matemático del panel solar a utilizar será simplificado, en donde se considera el voltaje de circuito abierto, la corriente de cortocircuito y el factor  $k$ , pero no se consideran resistencias parásitas ni la temperatura de operación. La carga AC compartida para las unidades de generación solar que se utilizará en el estudio será de tipo RL y lineal.

La modelación del sistema se realiza en ejes  $abc$  y ejes  $dq0$ , utilizando las leyes de Kirchoff y de Ohm, lo cual permitirá estudiar la dinámica del sistema y puntos de operación posibles para las condiciones que se requieran. Todo lo que se refiere a cálculo de componentes y estudio del modelo matemático del sistema de potencia, se hará mediante el software Matlab. Luego, se corroborará el correcto diseño y validación de la modelación del sistema de potencia mediante la simulación en lazo abierto del modelo circuital utilizando el software PLECS.

Posteriormente, se procede al diseño de lazos de control que permitan controlar el voltaje en la salida del inversor trifásico para la primera unidad de generación solar. Esta parte del estudio se enfocará en la regulación del voltaje de salida del inversor trifásico ante impactos de entrada y salida de cargas AC. Esto es de importancia, pues al estudiar el sistema considerando más de una unidad de generación solar, existirá una de estas que fijará el voltaje y frecuencia de red.

Finalmente, se estudia el sistema de potencia basado en dos unidades de generación solar operando en paralelo, en donde se estudia y plantea lazos de control para cada unidad generadora por separado, de forma de tener un control descentralizado para el despacho de potencia y una sincronización en voltaje y frecuencia.

## 2. Descripción del circuito en estudio

### 2.1 Introducción

En este capítulo se muestra el diseño del circuito de generación de potencia y la topología a utilizar para la realización del estudio. Además, se muestra la modelación matemática para una y dos unidades de generación solar operando en paralelo.

En la última parte de esta sección se procede a mostrar la modelación para el circuito final sobre el que se realiza el estudio, el cual considera un escenario más realista, en donde se consideran las impedancias parásitas presentes en la red en isla.

### 2.2 Circuito de potencia a base de generadores solares en paralelo

El circuito de potencia consta de cuatro partes: en primer lugar, la fuente de energía, el cual es un arreglo fotovoltaico que alimenta al circuito; un inversor trifásico fuente de voltaje, el cual regula y provee de voltaje alterno a la carga; un filtro pasivo LCL, el cual permite igualar los voltajes instantáneos entre los módulos de generación fotovoltaica operando en paralelo. En principio, se modela el sistema considerando una carga lineal RL de 1 kVA con un factor de potencia de 0.8 inductivo.

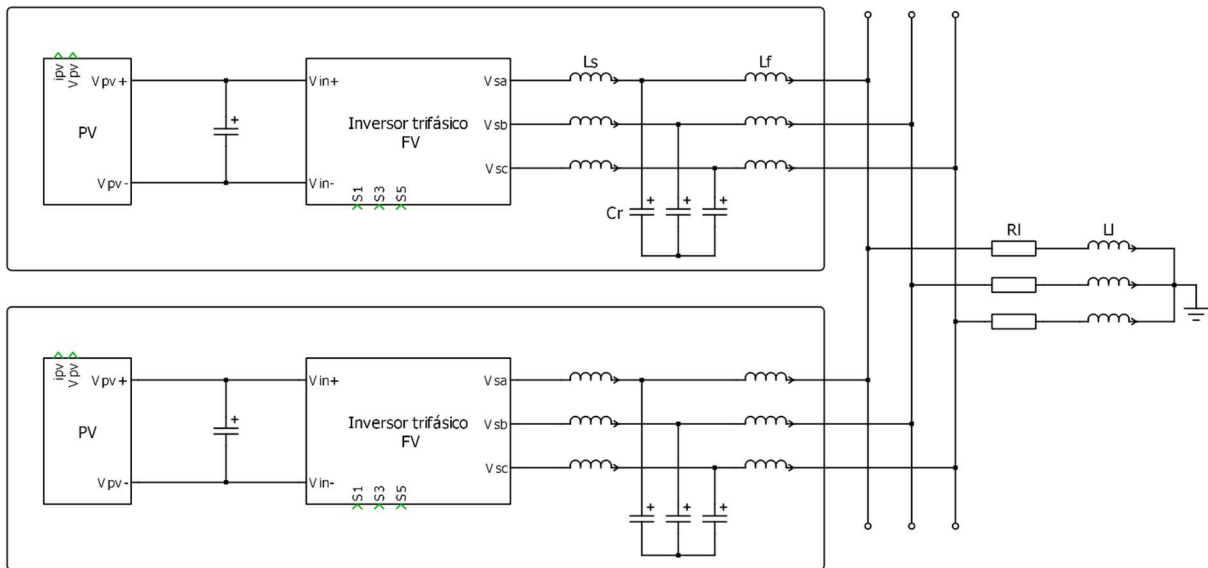
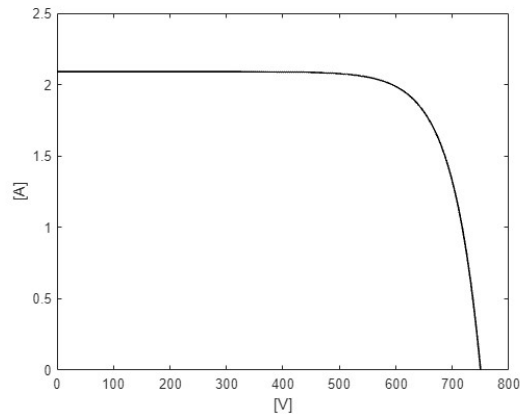


Fig. 2.1 Esquemático del circuito para dos unidades de generación solar

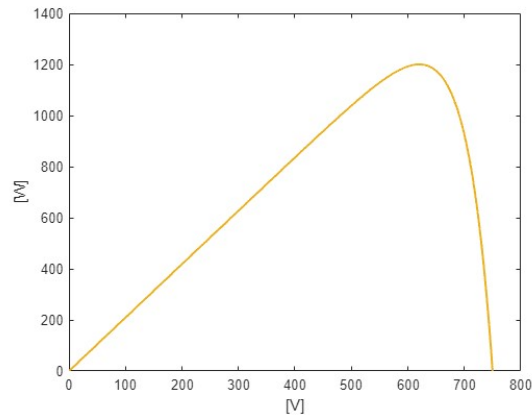
### 2.2.1 Fuente fotovoltaica

El circuito en estudio está alimentado por un panel fotovoltaico en cada módulo de generación, elemento el cual debe ser modelado matemáticamente para poder ser representado en la simulación.

El panel solar cumple con la particularidad que su voltaje y corriente de salida están estrechamente relacionados, es decir, existe una combinación finita de ambas magnitudes que puede suministrar el panel en un instante, como se muestra en la Fig. (2.21). Además, se puede apreciar que esta curva está limitada por determinados valores, los cuales corresponden a la corriente de cortocircuito ( $i_{sc}$ ) y el voltaje de circuito abierto ( $v_{oc}$ ) del panel. Estos dos valores, están dados por la potencia máxima que puede suministrar el panel, además de las condiciones de irradiancia y temperatura en la que esté operando.



(a)



**Fig. 2.21 Curva característica del panel fotovoltaico**

(a) Voltaje  $v_{pv}$  vs corriente  $i_{pv}$ ; (b) Voltaje  $v_{pv}$  vs potencia  $p_{pv}$

Para la modelación matemática del panel fotovoltaico en la simulación, se puede representar como una fuente de voltaje o corriente controlada, siguiendo la ecuación (2.1) que rige el comportamiento de la corriente de salida del panel. En este trabajo, se simula al panel fotovoltaico

operando como fuente de corriente, pues en la topología a utilizar existe un condensador en paralelo al panel, elemento en el cual su voltaje es variable de estado, siendo contraproducente imponer un valor de voltaje.

$$i_{PV}(v_{PV}) = i_{sc} \left( 1 - e^{-\frac{v_{PV}-v_{oc}}{k_{PV}}} \right) \quad (2.1)$$

donde,

- $k_{pv}$  : factor k del arreglo fotovoltaico,
- $v_{oc}$  : voltaje de circuito abierto del panel,
- $i_{sc}$  : corriente de cortocircuito del panel.

Los parámetros del panel fotovoltaico a utilizar en este proyecto se muestran en la tabla 2.1, en donde se consideró que la potencia máxima del panel fuera un 50 % mayor a la potencia activa de la carga (800 W). La representación en la simulación se realiza utilizando la ecuación (2.1), como se muestra en la figura (2.3).

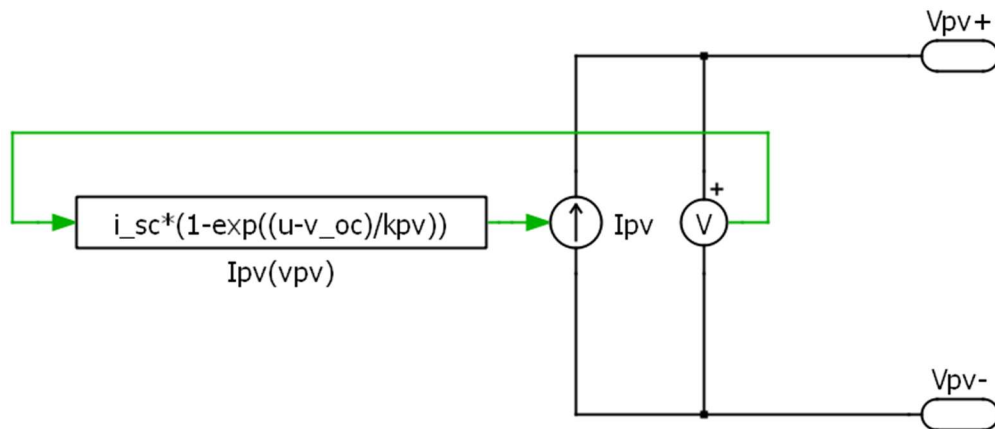


Fig. 2.3 Esquemático del panel fotovoltaico

Tabla 1.1 Parámetros del panel fotovoltaico

Parámetro	Variable	Valor
$v_{oc}$	Voltaje de circuito abierto del panel	750 [V]
$i_{sc}$	Corriente de cortocircuito del panel	2.1 [A]
$k_{pv}$	Factor k del panel	50

Los parámetros del panel fotovoltaico mostrados no corresponden a ningún panel fotovoltaico comercial, si no que se ajustaron para cumplir con los valores de potencia máxima a entregar en la simulación.

### 2.2.2 Inversor trifásico

El diseño del inversor es una parte esencial del sistema de potencia, puesto que permite regular y proveer de un voltaje alterno a la carga. El inversor utilizado en este trabajo es un inversor fuente de voltaje, debido a que el voltaje de enlace con el que trabaja el convertidor DC/AC proviene de una fuente de voltaje. El convertidor está compuesto por 6 semiconductores de potencia con un diodo en paralelo, esto para evitar una inversión de la polaridad de la corriente y un eventual cortocircuito en el condensador de enlace.

La conmutación del convertidor será de tipo unipolar, lo que permite utilizar componentes en el filtro de menor tamaño, debido a que las componentes armónicas aparecerán al doble de la frecuencia de la portadora.

La restricción más importante en la conmutación de un inversor fuente de voltaje es que no entren en conducción ambos switches de la misma pierna en un mismo instante, ya que esto cortocircuitaría la fuente DC. Para esto, se compara una referencia sinusoidal desfasada en  $120^\circ$  para cada pierna con una señal triangular de máxima amplitud igual a 1, donde el switch inferior será el negado de la conmutación del switch superior, el cual se muestra en la figura (2.4).

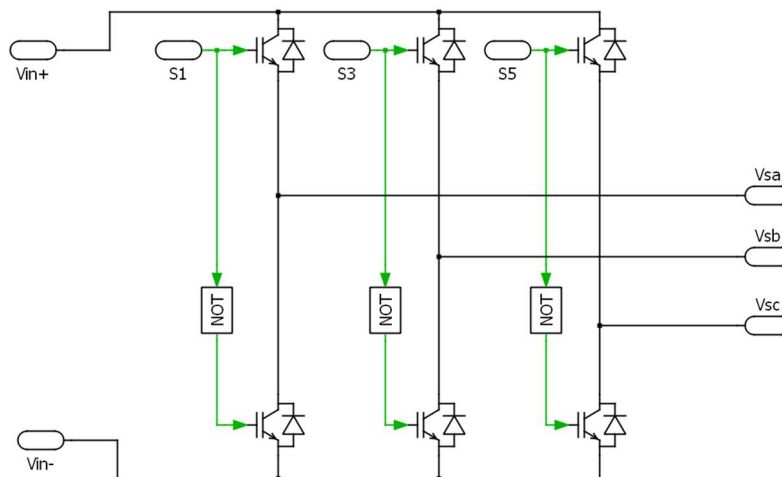
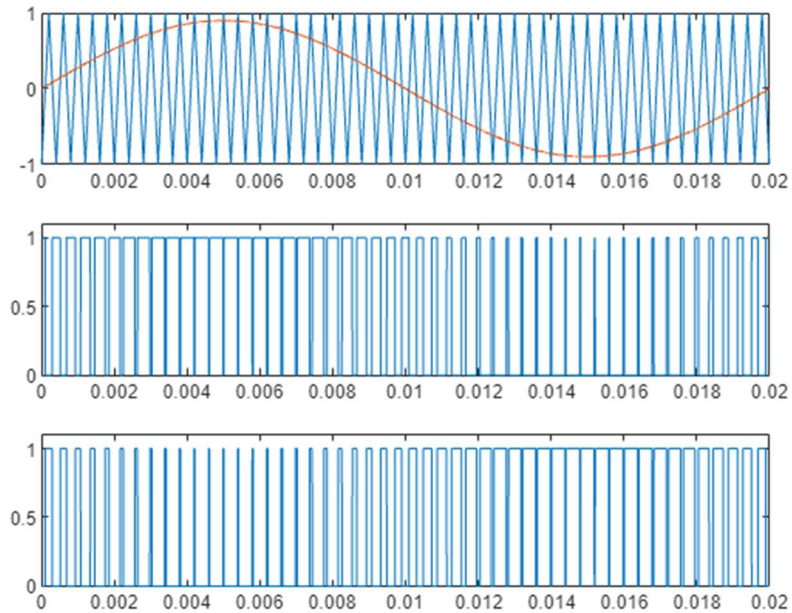


Fig. 2.4 Esquemático del inversor trifásico



**Fig. 2.5** Conmutación de la primera pierna para  $M=0.9$

### 2.2.3 Filtro pasivo LCL

Dado que este trabajo está enfocado en la operación de dos módulos de generación solar operando en paralelo, se hace necesario la presencia de un elemento que suprima las diferencias instantáneas de voltaje entre estos.

El filtro en cuestión tiene la naturaleza de pasa bajos, pues se desea rescatar la componente fundamental del voltaje modulado por el inversor, el cual cuenta con contenido armónico de alta frecuencia debido a la conmutación. El diseño del filtro se basa en el cálculo de la capacitancia, definiendo una frecuencia de corte y un valor de inductancia de entrada. Además, se incluye una inductancia de salida, la cual permite, al momento de la conexión de la unidad de generación solar a la red en isla, suavizar el voltaje de red al conectarla directamente al condensador del filtro. El valor de esta inductancia se definió como una décima parte del inductor de entrada  $L_s$ .

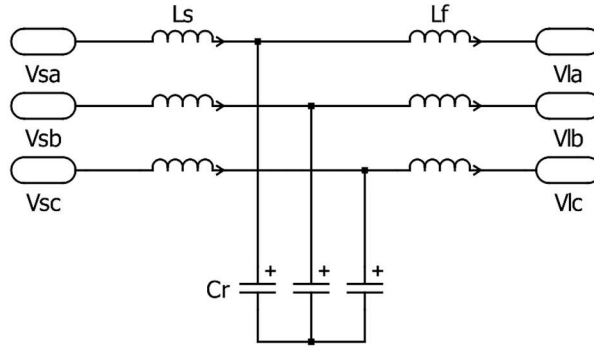


Fig. 2.6 Esquemático del filtro LCL

Para calcular la capacitancia, se opta por una frecuencia de corte de 500 Hz, lo cual es la décima parte de la frecuencia de conmutación. Además, se definió el valor de inductancia menor posible, considerando que la modulación opere en la zona lineal para un voltaje de fase de 220 Vrms. La ecuación que define la frecuencia de resonancia de un filtro LC se muestra en la Ec. (2.2).

$$f_c = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_s C_r}} \quad (2.2)$$

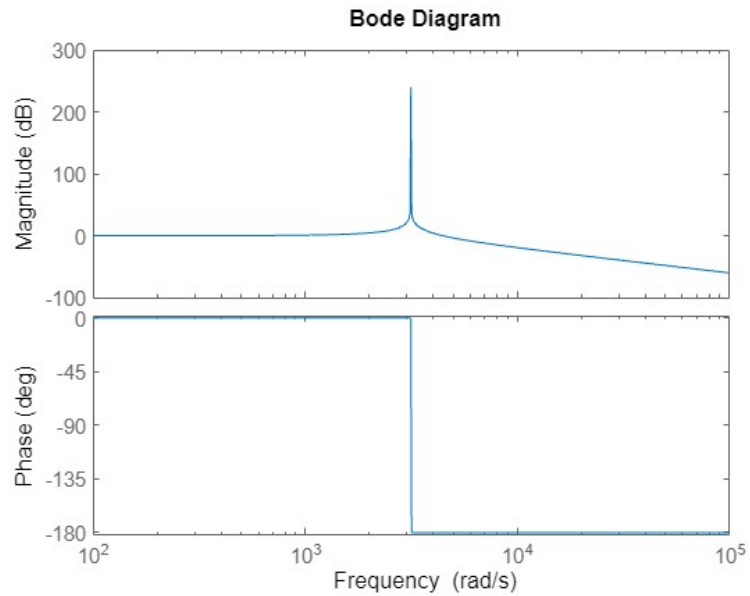
De la ecuación anterior se despeja la capacitancia del filtro, como se muestra en la ecuación (2.21).

$$C_r = \frac{1}{4\pi^2 \cdot f_c^2 \cdot L_s} \quad (2.21)$$

Tabla 2.2 Parámetros del filtro pasivo LCL

Parámetro	Variable	Valor
$L_s$	Inductancia de entrada	10 [mH]
$C_r$	Capacitancia del filtro	10 [mF]
$L_f$	Inductancia de salida	1 [mH]

El correcto diseño del filtro se puede observar en la figura (2.7), en donde la frecuencia de resonancia está en los 3141 rad/s (500 Hz).



**Fig. 2.7** Respuesta en frecuencia del filtro pasivo.

#### 2.2.4 Carga RL

La carga conectada en estrella se diseñó para una potencia de 1 kVA y un factor de potencia de 0.8 inductivo, con un voltaje de fase de 220 Vrms y una frecuencia de 50 Hz. Esta carga permitirá verificar la modelación del sistema de potencia, además del correcto funcionamiento del sistema operando en lazo abierto.

Para el cálculo de los componentes, se utilizó la relación de potencia en circuitos trifásicos balanceados, que se muestra en la Ec. (2.22).

$$S_l = 3 \cdot v_f \cdot i_f \quad (2.22)$$

$$P_l = S_l \cos(\phi)$$

$$Q_l = S_l \sin(\phi)$$

De la ecuación (2.22), se utiliza la ley de Ohm y se obtiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} P + jQ &= 3 \cdot \bar{Z}_l \cdot i_f^2 \\ P + jQ &= 3(R_l + jX_l) \cdot i_f^2 \\ P + jQ &= 3R_l i_f^2 + j(3X_l i_f^2) \end{aligned} \quad (2.23)$$

De donde se obtienen las ecuaciones (2.24) y (2.25) que permiten obtener la resistencia y la inductancia de la carga.

$$R_l = \frac{P_l}{3i_f^2} \quad (2.24)$$

$$L_l = \frac{Q_l}{2\pi \cdot f \cdot 3 \cdot i_f^2} \quad (2.25)$$

Los valores obtenidos se muestran en la tabla 2.3.

**Tabla 2.3 Parámetros de la carga RL**

<b>Parámetro</b>	<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
$L_l$	Inductancia de la carga	27.73 [mH]
$R_l$	Resistencia de la carga	116.16[Ω]

## 2.3 Modelación del sistema de potencia

Dado que este trabajo está enfocado en el control, es de vital importancia encontrar un modelo que permita encontrar la dinámica del sistema. Además, el modelo en ejes rotatorios permitirá encontrar puntos de operación para las condiciones que se requieran.

### 2.3.1 Modelación en ejes *abc*

Para encontrar las ecuaciones de estado que representan al sistema en ejes *abc* se utilizó las leyes de Kirchoff. La figura (2.8) muestra que existen 13 elementos que almacenan energía en el circuito. Sin embargo, ese no es el número total de ecuaciones de estado, pues las corrientes en la carga son linealmente dependientes de las corrientes en la inductancia  $L_f$ , por lo que el orden del modelo se reduce de 13 a 10.

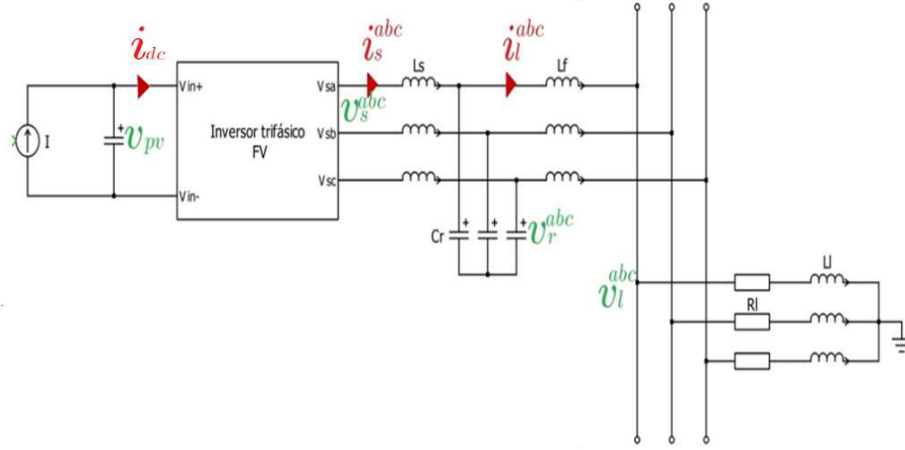


Fig. 2.8 Esquemático del circuito con corrientes/voltajes definidos

En primer lugar, se trabaja con el modelo promedio, en donde se transforman las entradas del inversor trifásico de una función de conmutación a una moduladora sinusoidal. Con esto, se obtienen un modelo en donde la frecuencia de conmutación tiende al infinito, por lo que se anula el contenido armónico producto de la conmutación, lo que será muy útil para encontrar el modelo en ejes rotatorios, el cual permitirá encontrar las entradas para los puntos de operación que se requieran.

Las ecuaciones de ligazón permiten definir corrientes y voltajes que sean linealmente dependientes de las variables de estado y las entradas, lo cual facilita el manejo de las ecuaciones, las cuales se muestran a continuación.

$$i_{dc} = \mathbf{m}_r^{abcT} \frac{\mathbf{i}_s^{abc}(t)}{2} \quad (2.26)$$

$$\mathbf{v}_s^{abc} = \mathbf{m}_r^{abcT} \frac{v_{pv}(t)}{2}$$

Reemplazando las nuevas ecuaciones de ligazón en el modelo conmutado se obtiene el modelo promedio, el cual está dado por:

$$\frac{dv_{pv}(t)}{dt} = \frac{i_{sc} \left( 1 - e^{-\frac{v_{pv}(t) - v_{oc}}{k_{pv}}} \right)}{C_{in}} - \frac{\mathbf{m}_r^{abcT}(t) \mathbf{i}_s^{abc}(t)}{2C_{in}} \quad (2.27)$$

$$\frac{d\mathbf{i}_s^{abc}(t)}{dt} = \frac{\mathbf{m}_r^{abc}(t) v_{pv}(t)}{2L_s} - \frac{\mathbf{v}_r^{abc}(t)}{L_s} \quad (2.28)$$

$$\frac{d\mathbf{v}_r^{abc}(t)}{dt} = \frac{\mathbf{i}_s^{abc}(t)}{C_r} - \frac{\mathbf{i}_l^{abc}(t)}{C_r} \quad (2.29)$$

$$\frac{d\mathbf{i}_l^{abc}(t)}{dt} = \frac{\mathbf{v}_r^{abc}(t)}{L_l + L_f} - \frac{R_l \mathbf{i}_l^{abc}(t)}{L_l + L_f} \quad (2.30)$$

### 2.3.2 Modelación en ejes $dq$

Una gran desventaja de trabajar con el modelo en ejes  $abc$  en circuitos eléctricos conmutados, es la presencia de cantidades sinusoidales, como lo son en este caso las entradas del inversor trifásico y las corrientes y voltajes del lado alterno. Debido a lo anterior, al momento de buscar un punto de operación, se da el caso de que las derivadas nunca son iguales a cero, puesto que existen cantidades presentes en las ecuaciones de estado que son oscilatorias.

En este capítulo se utiliza la transformada  $abc-dq0$ , la cual permite transformar las cantidades oscilatorias a constantes, de forma de poder encontrar un punto de operación. Un resultado importante se muestra en la ecuación (2.31), la cual muestra la diferenciación en ejes  $dq0$  que permite transformar las derivadas del modelo en  $abc$  a  $dq0$ .

$$\frac{dx^{abc}(t)}{dt} = \mathbf{T}_{dq0\_abc}(t) (\mathbf{W}\mathbf{x}^{dq0}(t) + \frac{dx^{dq0}(t)}{dt}) \quad (2.31)$$

Donde,

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} 0 & -\omega & 0 \\ \omega & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{T}_{dq0\_abc}(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \sin(\omega t) & \cos(\omega t) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}) & \cos(\omega t - \frac{4\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix}$$

Dado que la suma de las corrientes equivale a cero en la carga, al ser balanceada, se puede obviar la componente cero, por lo que el orden del sistema se reduce de 10 a 7. Utilizando el resultado expuesto en la ecuación (2.31), el modelo resultante en ejes  $dq$  queda de la siguiente forma:

$$\frac{dv_{pv}(t)}{dt} = \frac{i_{sc} \left( 1 - e^{-\frac{v_{pv}(t) - v_{oc}}{k_{pv}}} \right)}{C_{in}} - \frac{\mathbf{m}_r^{dqT}(t) \mathbf{i}_s^{dq}(t)}{2C_{in}} \quad (2.32)$$

$$\frac{d\mathbf{i}_s^{dq}(t)}{dt} = \frac{\mathbf{m}_r^{dq}(t) v_{pv}(t)}{2L_s} - \frac{\mathbf{v}_r^{dq}(t)}{L_s} - \mathbf{W} \mathbf{i}_s^{dq}(t) \quad (2.33)$$

$$\frac{d\mathbf{v}_r^{dq}(t)}{dt} = \frac{\mathbf{i}_s^{dq}(t)}{C_r} - \frac{\mathbf{i}_l^{dq}(t)}{C_r} - \mathbf{W} \mathbf{v}_r^{dq}(t) \quad (2.34)$$

$$\frac{di_l^{dq}(t)}{dt} = \frac{v_r^{dq}(t)}{L_l} - \frac{R_l i_l^{dq}(t)}{L_l} - \mathbf{W} i_l^{dq}(t) \quad (2.35)$$

### 2.3.3 Modelación del sistema en base a dos unidades de generación

Ahora, se procede a estudiar el circuito operando con dos unidades de generación solar operando en paralelo. La configuración utilizada se muestra en la figura (2.9).

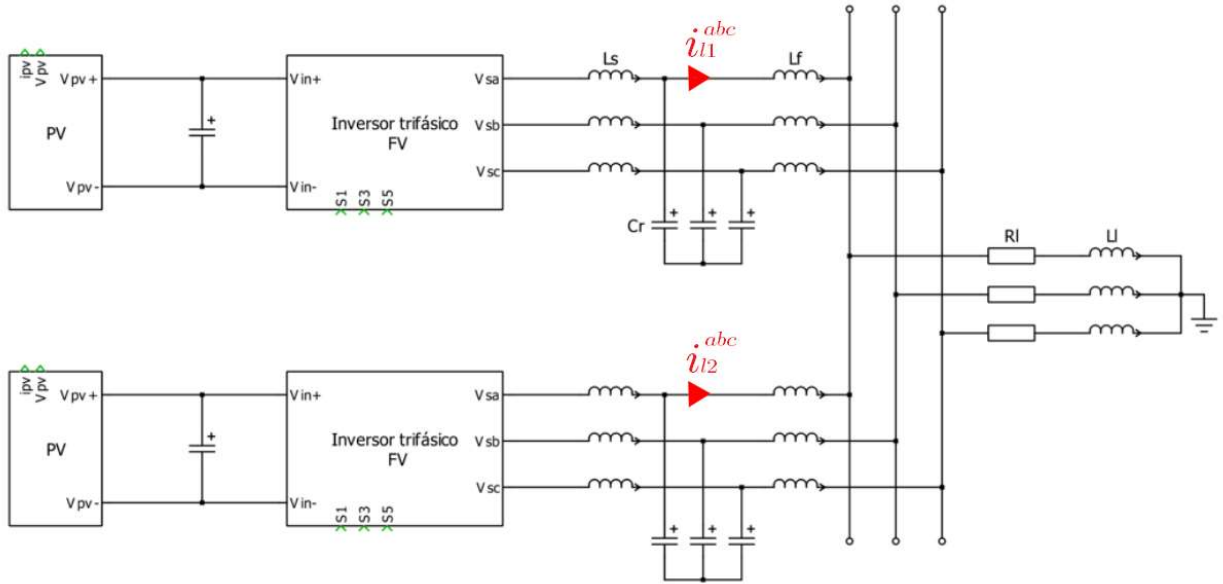


Fig. 2.9 Esquemático del sistema de potencia en base a dos unidades de generación

Se puede observar que el número de ecuaciones de estado en la nueva configuración circuital debe aumentar de 7 a 14, sin embargo, las corrientes en la carga son linealmente dependientes de las corrientes de salida de los convertidores, por lo que el orden del sistema será de 12.

Se conservó la nomenclatura de corrientes/voltajes de la figura (2.8), añadiendo las corrientes  $i_{ik}^{abc}$  inyectadas a la carga por cada convertidor a la carga AC en común.

Siguiendo la metodología utilizada previamente, el modelo promedio en ejes  $abc$  para el sistema formado por las dos unidades de generación solar y la carga RL se muestra a continuación.

$$\frac{dv_{pv}(t)}{dt} = \frac{i_{sc} \left( 1 - e^{-\frac{v_{pv}(t) - v_{oc}}{k_{pv}}} \right)}{C_{in}} - \frac{\mathbf{m}_{r1}^{abcT}(t) \mathbf{i}_{S1}^{abc}(t)}{2C_{in}} \quad (2.36)$$

$$\frac{di_{s1}^{abc}(t)}{dt} = \frac{\mathbf{m}_{r1}^{abc}(t)v_{pv1}(t)}{2L_s} - \frac{\mathbf{v}_{r1}^{abc}(t)}{L_s} \quad (2.37)$$

$$\frac{d\mathbf{v}_{r1}^{abc}(t)}{dt} = \frac{\mathbf{i}_{s1}^{abc}(t)}{C_r} - \frac{\mathbf{i}_{l1}^{abc}(t)}{C_r} \quad (2.38)$$

$$\frac{dv_{pv2}(t)}{dt} = \frac{i_{sc} \left( 1 - e^{-\frac{v_{pv2}(t) - v_{oc}}{k_{pv}}} \right)}{C_{in}} - \frac{\mathbf{m}_{r2}^{abcT}(t)\mathbf{i}_{s2}^{abc}(t)}{2C_{in}} \quad (2.39)$$

$$\frac{di_{s2}^{abc}(t)}{dt} = \frac{\mathbf{m}_{r2}^{abc}(t)v_{pv2}(t)}{2L_s} - \frac{\mathbf{v}_{r2}^{abc}(t)}{L_s} \quad (2.40)$$

$$\frac{d\mathbf{v}_{r2}^{abc}(t)}{dt} = \frac{\mathbf{i}_{s2}^{abc}(t)}{C_r} - \frac{\mathbf{i}_{l2}^{abc}(t)}{C_r} \quad (2.41)$$

Para deducir la ecuación que modela la corriente que inyecta cada convertidor a la carga en esta configuración, se analiza la ecuación de la corriente en el inductor  $L_f$ . La corriente que circula por este inductor en el primer convertidor está dada por:

$$L_f \frac{di_{l1}(t)}{dt} = \mathbf{v}_{r1}^{abc}(t) - \mathbf{v}_l^{abc}(t)$$

$$L_f \frac{di_{l1}(t)}{dt} = \mathbf{v}_{r1}^{abc}(t) - \left( L_l \left( \frac{di_{l1}^{abc}(t)}{dt} + \frac{di_{l2}^{abc}(t)}{dt} \right) - R_l (\mathbf{i}_{l1}^{abc}(t) + \mathbf{i}_{l2}^{abc}(t)) \right) \quad (2.42)$$

Ahora, para la segunda unidad de generación:

$$L_f \frac{di_{l2}(t)}{dt} = \mathbf{v}_{r2}^{abc}(t) - \left( L_l \left( \frac{di_{l1}^{abc}(t)}{dt} + \frac{di_{l2}^{abc}(t)}{dt} \right) - R_l (\mathbf{i}_{l1}^{abc}(t) + \mathbf{i}_{l2}^{abc}(t)) \right) \quad (2.43)$$

Como se puede observar en las ecuaciones (2.42) (2.43) se tienen presente derivadas de las dos corrientes de carga en cada ecuación. Sin embargo, si lo consideramos como un sistema de ecuaciones de 2x2 se pueden despejar las derivadas. Lo anterior se realiza mediante Matlab, en donde se obtiene:

$$\frac{di_{l1}^{abc}(t)}{dt} = \frac{1}{L_f^2 + 2L_f L_l} [(L_f + L_l)\mathbf{v}_{r1}^{abc}(t) - L_l \mathbf{v}_{r2}^{abc}(t) - L_f R_l \mathbf{i}_{l1}^{abc}(t) - L_f R_l \mathbf{i}_{l2}^{abc}(t)] \quad (2.44)$$

$$\frac{di_{l2}^{abc}(t)}{dt} = \frac{1}{L_f^2 + 2L_f L_l} [-L_l \mathbf{v}_{r1}^{abc}(t) + (L_f + L_l)\mathbf{v}_{r2}^{abc}(t) - L_f R_l \mathbf{i}_{l1}^{abc}(t) - L_f R_l \mathbf{i}_{l2}^{abc}(t)] \quad (2.45)$$

La modelación en ejes  $dq$  para el sistema de potencia en base a dos unidades de generación solar en paralelo queda descrito como:

$$\frac{dv_{pv1}(t)}{dt} = \frac{i_{sc} \left( 1 - e^{-\frac{v_{pv1}(t) - v_{oc}}{k_{pv}}} \right)}{C_{in}} - \frac{\mathbf{m}_{r1}^{dqT}(t) \mathbf{i}_{s1}^{dq}(t)}{2C_{in}} \quad (2.46)$$

$$\frac{d\mathbf{i}_{s1}^{dq}(t)}{dt} = \frac{\mathbf{m}_{r1}^{dq}(t) v_{pv1}(t)}{2L_s} - \frac{\mathbf{v}_{r1}^{dq}(t)}{L_s} - \mathbf{W} \mathbf{i}_{s1}^{dq}$$

$$\frac{d\mathbf{v}_{r1}^{dq}(t)}{dt} = \frac{\mathbf{i}_{s1}^{dq}(t)}{C_r} - \frac{\mathbf{i}_{l1}^{dq}(t)}{C_r} - \mathbf{W} \mathbf{v}_{r1}^{dq}$$

$$\frac{d\mathbf{i}_{l1}^{dq}(t)}{dt} = \frac{1}{L_f^2 + 2L_f L_l} \left[ (L_f + L_l) \mathbf{v}_{r1}^{dq}(t) - L_l \mathbf{v}_{r2}^{dq}(t) - L_f R_l \mathbf{i}_{l1}^{dq}(t) - L_f R_l \mathbf{i}_{l2}^{dq}(t) \right] - \mathbf{W} \mathbf{i}_{l1}^{dq}$$

$$\frac{dv_{pv2}(t)}{dt} = \frac{i_{sc} \left( 1 - e^{-\frac{v_{pv2}(t) - v_{oc}}{k_{pv}}} \right)}{C_{in}} - \frac{\mathbf{m}_{r2}^{dqT}(t) \mathbf{i}_{s2}^{dq}(t)}{2C_{in}} \quad (2.47)$$

$$\frac{d\mathbf{i}_{s2}^{dq}(t)}{dt} = \frac{\mathbf{m}_{r2}^{dq}(t) v_{pv2}(t)}{2L_s} - \frac{\mathbf{v}_{r2}^{dq}(t)}{L_s} - \mathbf{W} \mathbf{i}_{s2}^{dq}(t)$$

$$\frac{d\mathbf{v}_{r2}^{dq}(t)}{dt} = \frac{\mathbf{i}_{s2}^{dq}(t)}{C_r} - \frac{\mathbf{i}_{l2}^{dq}(t)}{C_r} - \mathbf{W} \mathbf{v}_{r2}^{dq}(t)$$

$$\frac{d\mathbf{i}_{l2}^{dq}(t)}{dt} = \frac{1}{L_f^2 + 2L_f L_l} \left[ -L_l \mathbf{v}_{r1}^{dq}(t) + (L_f + L_l) \mathbf{v}_{r2}^{dq}(t) - L_f R_l \mathbf{i}_{l1}^{dq}(t) - L_f R_l \mathbf{i}_{l2}^{dq}(t) \right] - \mathbf{W} \mathbf{i}_{l2}^{dq}(t)$$

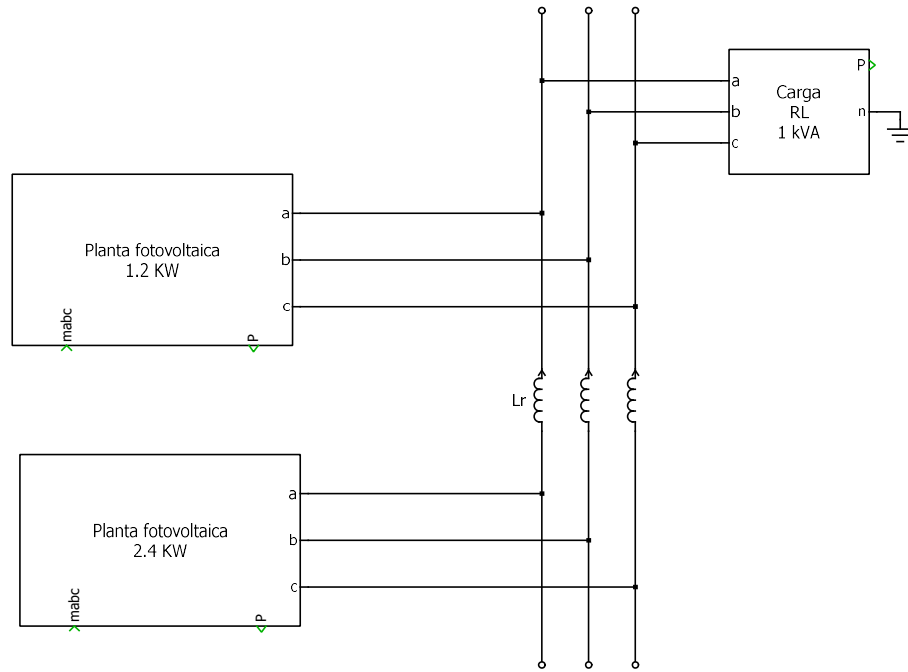
## 2.4 Modelación del sistema de potencia en base a dos unidades de generación con presencia de inductancia de red

En un escenario realista, es inexorable la aparición de una impedancia de red en el cableado eléctrico de microrredes y redes en general. Factores como la distancia entre equipos generadores favorece la aparición de componentes pasivos como son la resistencia y la inductancia de la línea de transmisión, las cuales plantean dificultades para la sincronización de los equipos conectados en paralelo a la red en isla.

Las dificultades radican fundamentalmente en la sincronización entre los equipos conectados en paralelo, pues al existir estos elementos parásitos, se produce un efecto de desfase y desviación de voltaje de salida de cada convertidor en el PCC de la red en isla, lo cual implica un deterioro en la

forma de onda en las respectivas cargas conectadas. Además, este desfase produce complicaciones en la sincronización de la transformada en ejes rotatorios, la cual es esencial para poder hacer un buen control de potencia y voltaje en la red en isla.

El problema anterior se ahonda en el siguiente capítulo. En este capítulo, se procede a describir la modelación incluyendo la inductancia parásita descrita previamente, con el fin de encontrar puntos de operación y estudiar mediante simulación el comportamiento del sistema de potencia.



**Fig. 2.10 Sistema de potencia con inductancia de red**

Las ecuaciones afectadas por este nuevo sistema son las presentes en el inductor de acoplamiento del filtro de tercer orden, las cuales cambian a las ecuaciones (2.48) y (2.49). Sea:

$$L_{fr} = L_f + L_r$$

De donde se obtienen las ecuaciones resultantes:

$$\frac{di_{l1}^{dq}(t)}{dt} = \frac{1}{L_f L_{fr} + L_f L_l + L_{fr} L_l} [(L_{fr} + L_l) \mathbf{v}_{r1}^{dq}(t) - L_l \mathbf{v}_{r2}^{dq}(t) - L_{fr} R_l \mathbf{i}_{l1}^{dq}(t) - L_{fr} R_l \mathbf{i}_{l2}^{dq}(t)] - \mathbf{W} \mathbf{i}_{l1}^{dq}(t) \quad (2.48)$$

$$\frac{di_{l2}^{dq}(t)}{dt} = \frac{1}{L_f L_{fr} + L_f L_l + L_{fr} L_l} [-L_l \mathbf{v}_{r1}^{dq}(t) + (L_f + L_l) \mathbf{v}_{r2}^{dq}(t) - L_f R_l \mathbf{i}_{l1}^{dq}(t) - L_f R_l \mathbf{i}_{l2}^{dq}(t)] - \mathbf{W} \mathbf{i}_{l2}^{dq}(t) \quad (2.49)$$

## 2.5 Discusión

Obtenidas las ecuaciones que describen el sistema, se puede observar que se obtiene un sistema de ecuaciones de orden 14, el cual es el número de elementos almacenadores de energía en el circuito de generación de potencia en estudio. A su vez, dado que se trabaja con ejes rotatorios, se puede obtener soluciones para este sistema de ecuaciones, pues al eliminar las cantidades oscilatorias presentes en el sistema, se pueden encontrar valores en S.S. que permitan evaluar algún punto de operación.

Dado lo anterior, es posible, al hacer la transformación en ejes  $dq$ , obtener puntos de operación diversos que permitan simular el sistema en L.A. y de esta forma poder validar la veracidad de las ecuaciones al momento de representar de forma fidedigna al sistema eléctrico propuesto.

Por último, es posible ver que en las ecuaciones de las inductancias de la red (2.48) y (2.49), que al ser un elemento que conecta a las dos plantas fotovoltaicas, se hacen presentes elementos entrecruzados entre sí, esto es voltajes de salida de cada una de las plantas, así como elementos almacenadores de energía de cada uno de los filtros, lo que complica desde el punto de vista del control al sistema.

### 3. Operación del circuito de potencia en L.A.

#### 3.1 Circuito simulado en PLECS

En este capítulo se muestra la implementación en PLECS del circuito de potencia sin lazos de control asociados, es decir, se validan las ecuaciones encontradas de modelación del sistema propuesta en el capítulo anterior. Además, se mostrará la forma de sincronización utilizada para las plantas fotovoltaicas que se conecten en paralelo a la red en isla, mediante la medición local del voltaje de red.

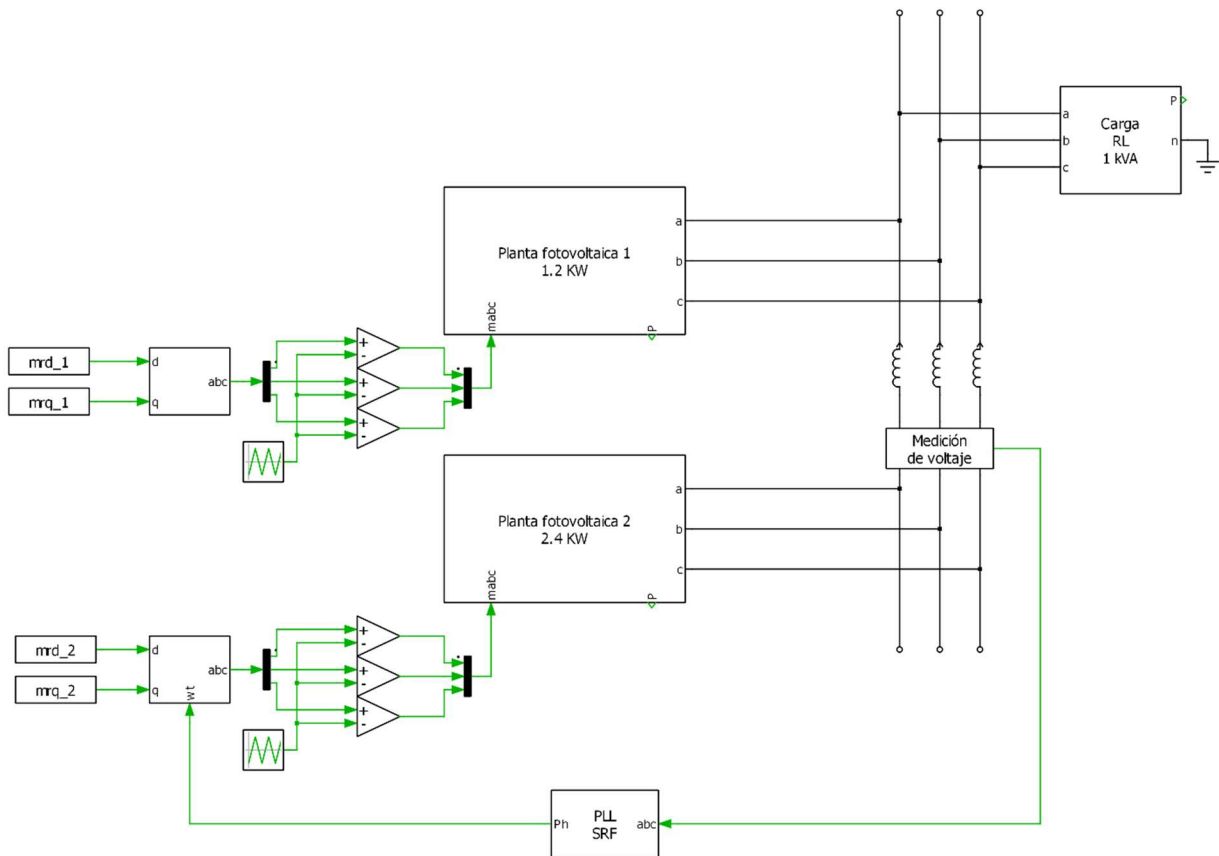


Fig. 3.1 Esquemático de simulación en L.A.

Como se mencionó en el primer capítulo del trabajo, el objetivo es buscar un control descentralizado, en donde cada planta se pueda sincronizar a la red en isla mediante una medición local del voltaje de la red. En el circuito en estudio, existe una planta fotovoltaica que impone el voltaje y la frecuencia de la red, por lo que es trabajo de las demás plantas sincronizarse a esta y controlar su voltaje de salida y potencia activa/reactiva para satisfacer los requerimientos de las cargas conectadas.

### 3.2 Sincronización a la red en isla

Como se mencionó en el capítulo anterior, la presencia de las impedancias parásitas en la línea de transmisión trae consigo el principal problema de sincronización entre los equipos conectados a la red en isla. Dado esto, se producen desviaciones de fase y caídas de voltaje de salida de los convertidores debido a las inductancias de línea, lo que dificulta la sincronización en voltaje y frecuencia de las plantas fotovoltaicas.

Para la correcta sincronización de la segunda planta fotovoltaica, se hace necesario la presencia de un equipo que permita sensar y enganchar de forma local la posición angular actual del voltaje de la red en isla, lo cual es esencial para generar las moduladoras que permitan el correcto control de voltaje e inyección de potencia a la red en isla.

En este trabajo se utilizó un equipo SRF-PLL, el cual se basa en una referencia rotatoria síncrona, en donde se utiliza una transformada en ejes rotatorios realimentada con la posición angular del marco trifásico sensado en la red. De esta forma, mediante un lazo cerrado se busca forzar la componente en cuadratura a cero y así lograr que la transformada se sincronice con el set de vectores trifásicos medidos, en este caso, se busca que se sincronice con el voltaje de la red en isla.

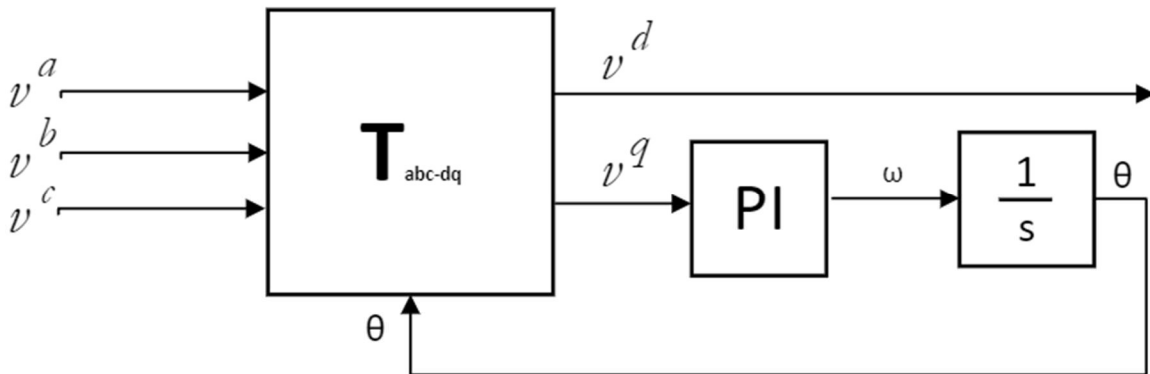


Fig. 3.2 SRF-PLL

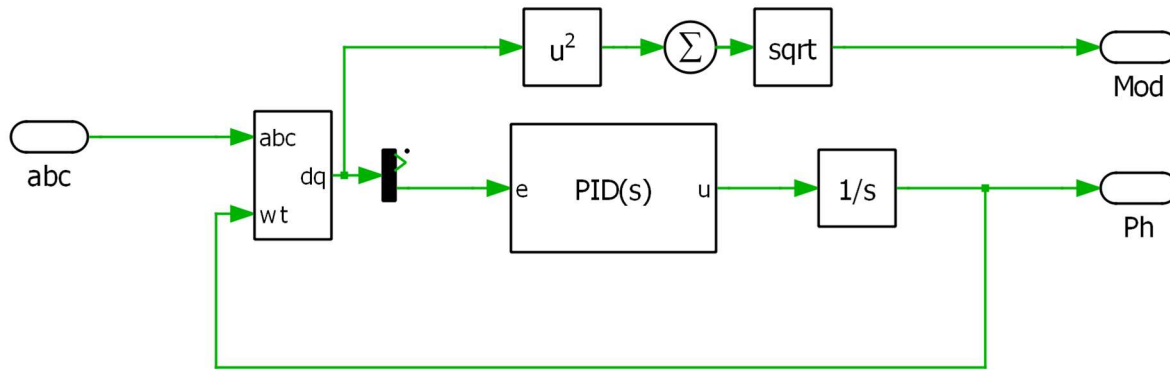


Fig. 3.3 Implementación en PLECS del SRF-PLL

### 3.3 Puntos de operación

Las ecuaciones encontradas para la modelación del sistema de potencia en ejes rotatorios permiten encontrar puntos de operación para las condiciones que se requieran. En esta sección, se buscan soluciones para el set de ecuaciones descritos en el capítulo anterior utilizando el software Matlab. Las soluciones se enfocan para la zona de mínima corriente de ambas plantas fotovoltaicas, pues al no considerar un elevador DC/DC, se hace imprescindible asegurar un voltaje de enlace mayor al peak entre líneas del bus AC. Además, estas soluciones se buscan para determinadas cantidades de potencia activa y reactiva inyectadas por la segunda planta fotovoltaica, pues como se mencionó antes, la primera planta suministra la potencia restante a la carga. Los puntos de operación obtenidos se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.4 Punto de operación de la simulación en L.A.

Parámetro	Variable	Valor	
$P_1$	Potencia activa planta 1	500 [W]	0.6250 [p.u.]
$Q_1$	Potencia reactiva planta 1	101.7 [VAr]	0.1695 [p.u.]
$P_2$	Potencia activa planta 2	300 [W]	0.3750 [p.u.]
$Q_2$	Potencia reactiva planta 2	500 [VAr]	0.8333 [p.u.]
$f.p.1$	Factor de potencia planta 1	0.9799	
$f.p.2$	Factor de potencia planta 2	0.5145	
Parámetro	Variable	Valor	
$m_{r1}^d$	Mod. inversor planta 1 eje d	1.0358	
$m_{r1}^q$	Mod. inversor planta 1 eje q	0.0124	
$m_{r2}^d$	Mod. inversor planta 2 eje d	1.0255	
$m_{r2}^q$	Mod. inversor planta 2 eje q	0.0076	

### 3.4 Simulación en L.A.

En este apartado se hace uso del punto de operación encontrado mediante la modelación para poder simular el circuito de potencia en PLECS, mostrado en la figura (3.1). Para la simulación, se utilizó una frecuencia de conmutación de 4950 [Hz] para ambos convertidores, además de los valores diseñados para cada componente en el capítulo anterior.

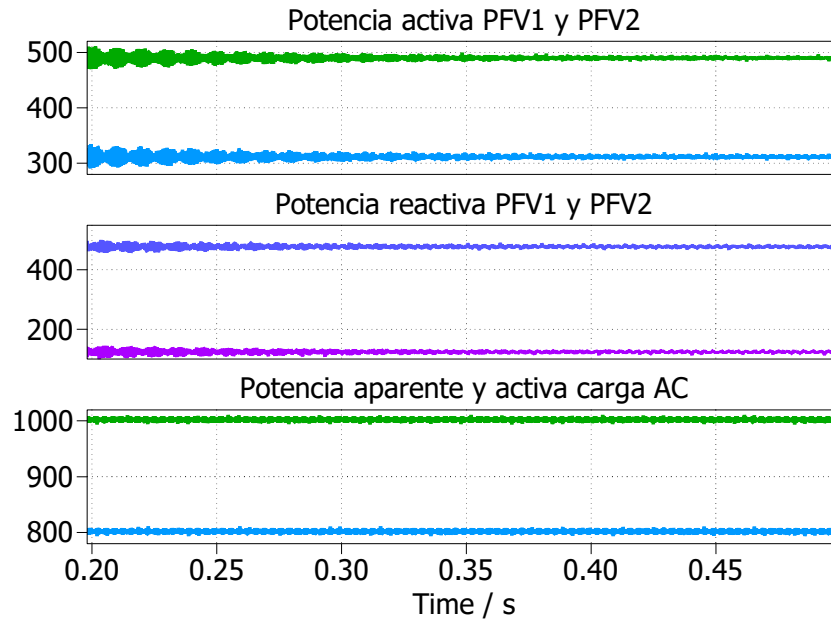


Fig. 3.4 Potencias Simulación en L.A.

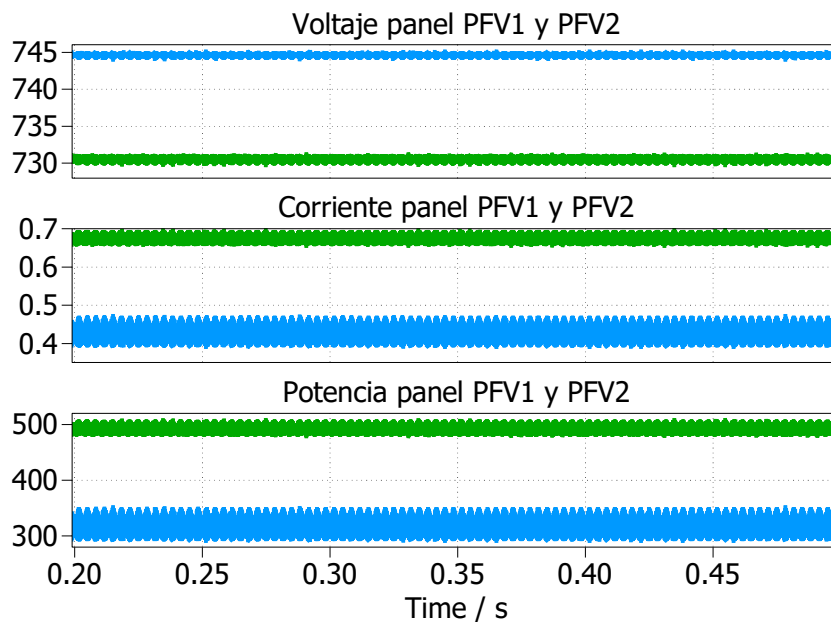
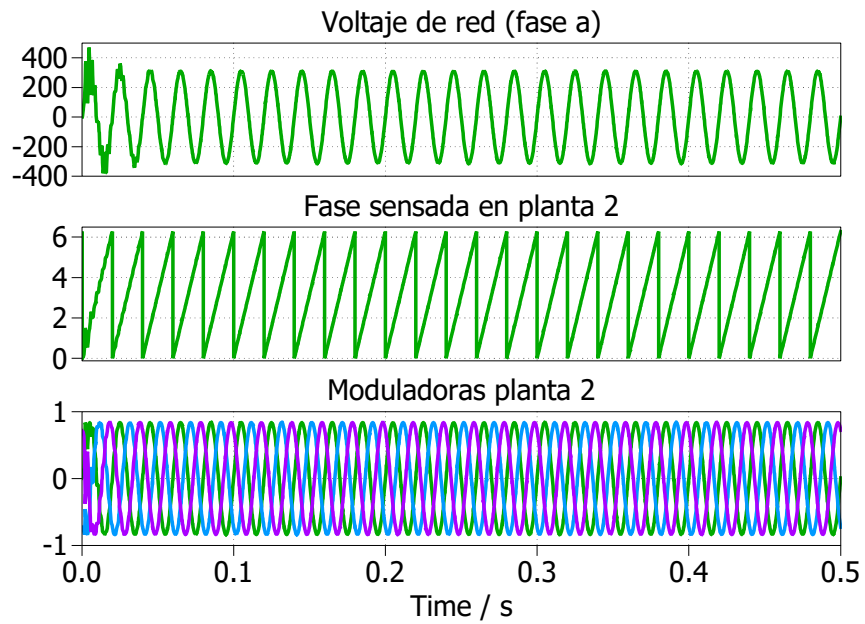
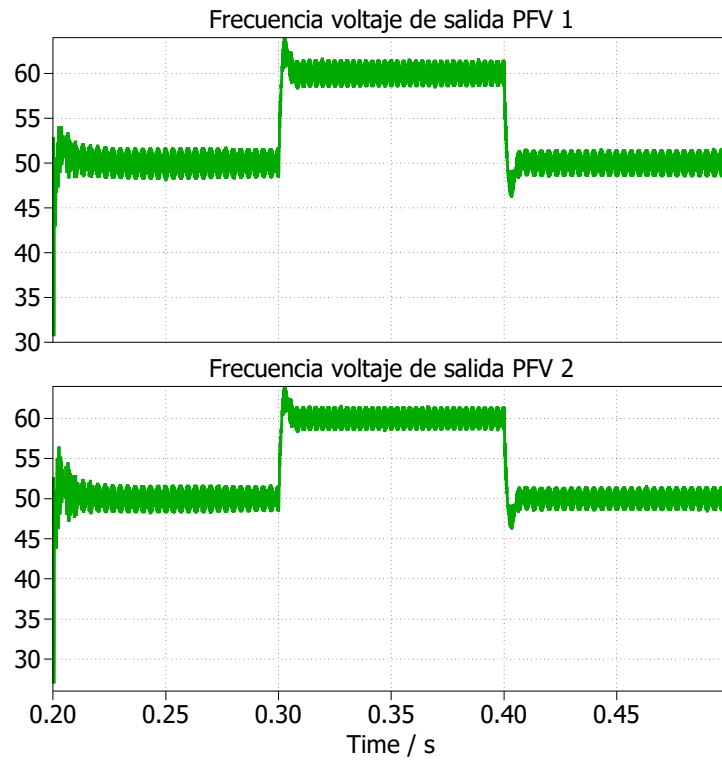


Fig. 3.5 Comportamiento panel Simulación L.A.

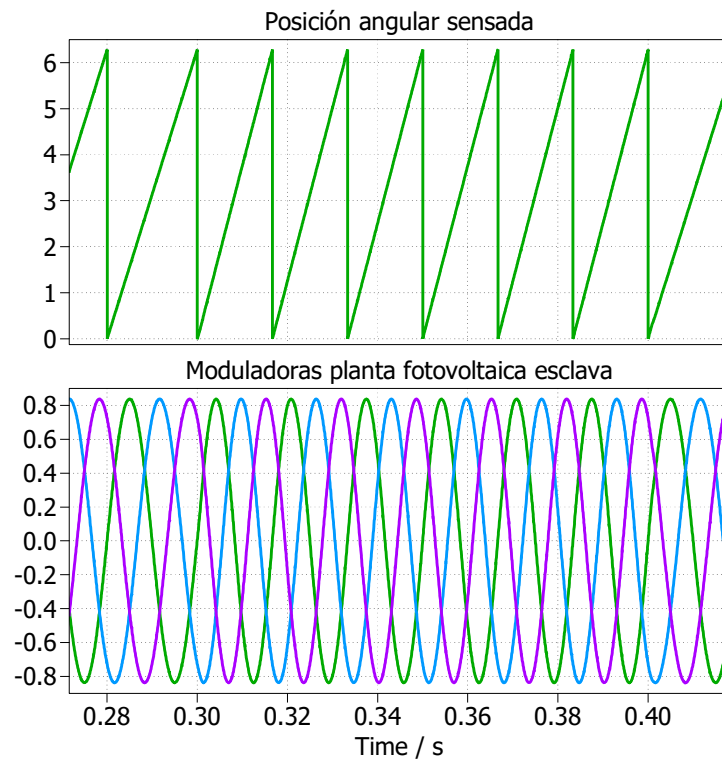


**Fig. 3.6 Sincronización de segunda planta fotovoltaica**

De manera anexa a la primera simulación, de forma de poder mostrar la rápida sincronización de la planta fotovoltaica esclava en términos de frecuencia, se impondrá un cambio en escalón de frecuencia, buscando que la planta fotovoltaica esclava detecte el cambio de frecuencia de la posición angular y regule sus moduladoras para lograr la correcta sincronización, la cual se muestra en la figura (3.7).



**Fig. 3.7 Cambio de escalón de frecuencia en la red en isla**



**Fig. 3.8. Zoom en la posición angular y las moduladoras de la planta fotovoltaica esclava**

### 3.5 Discusión de resultados

Los resultados de simulación muestran que las cantidades previamente calculadas llegan a los valores esperados en S.S., como se observa en las figuras (3.4) y (3.5), por lo que se puede asegurar que el modelo encontrado para el sistema en estudio predice el comportamiento del sistema a cabalidad. Se puede observar a primera vista que el despacho de potencia se cumple con esta solución de las ecuaciones, logrando que ambas plantas fotovoltaicas se repartan de manera no-equitativa la potencia requerida por la carga.

La figura (3.6) muestra el funcionamiento del SRF-PLL propuesto, en donde se ve que captura rápidamente la posición angular del voltaje de red sensado localmente en la planta esclava, por lo que es de esperar que, ante cambios de frecuencia impuestos por la planta maestra, esta pueda seguir de manera rápida los cambios de frecuencia, como se muestra en la figura (3.7) . Lo anterior permite que la planta esclava genere el set de moduladoras de manera limpia, pues esto es un requerimiento al hacer necesario el valor de la posición angular para la transformada a ejes rotatorios y su posterior transformación en ejes *abc*, lo cual se hace indispensable para lograr una acción de control rápida en el sistema. Lo anterior se muestra en la figura (3.8), en donde se puede ver que se generan rápidamente las moduladoras al momento de cambio de frecuencia de 50 Hz a 60 Hz y luego de regreso a 50 Hz, volviendo a la frecuencia nominal de la red en isla.

## 4. Estrategias de control para el sistema de generación de potencia

### 4.1 Estrategias de control para cada planta fotovoltaica

#### 4.1.1. Control de voltaje de la primera unidad de generación

Un aspecto medular del presente trabajo es regular el voltaje y la frecuencia de la red en isla, en donde una de las unidades de generación que se conecte en paralelo al sistema debe ser la referencia en estos dos parámetros para las demás unidades. La planta de generación solar que se encargue de fijar el voltaje de la red en isla debe garantizar estabilidad y rápida respuesta ante impactos de entrada y salida de carga.

Como se muestra en el modelo en ejes rotatorios descrito previamente, la ecuación (2.33) permite observar que las entradas  $m_r^d$  y  $m_r^q$  del inversor trifásico se encuentran acopladas, ya que se afectan entre sí al tener elementos de ambas coordenadas ( $d$  y  $q$ ) presentes en las ecuaciones, haciendo el sistema un poco más complicado desde el punto de vista del control. Por esto, se debe tener en consideración al momento de plantear el lazo de control un elemento que desacople las entradas.

El esquema del lazo de control a utilizar se muestra en la figura (4.1), en donde se busca garantizar un voltaje de la red en isla constante. Para esto se utiliza un control en cascada, en donde se controla el voltaje de salida del inversor trifásico mediante un lazo interno de corriente en el filtro, dado que, al ser una variable más rápida, permite obtener una respuesta más rápida y precisa para el lazo más lento. El lazo externo de voltaje fijará la referencia de corriente que circulará en el filtro pasivo, garantizando así mediante la realimentación que se mantenga un voltaje en la carga constante.

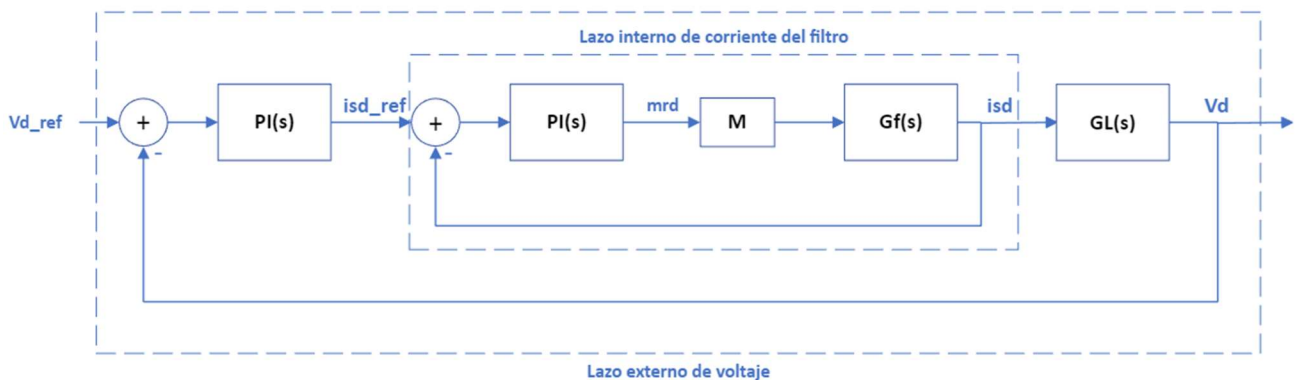


Fig. 4.1. Lazo de control para el voltaje de carga  $v_d$

El lazo de control completo para la unidad de generación maestra queda retratado en la figura (4.2), en donde se añade el factor desacoplador mencionado anteriormente.

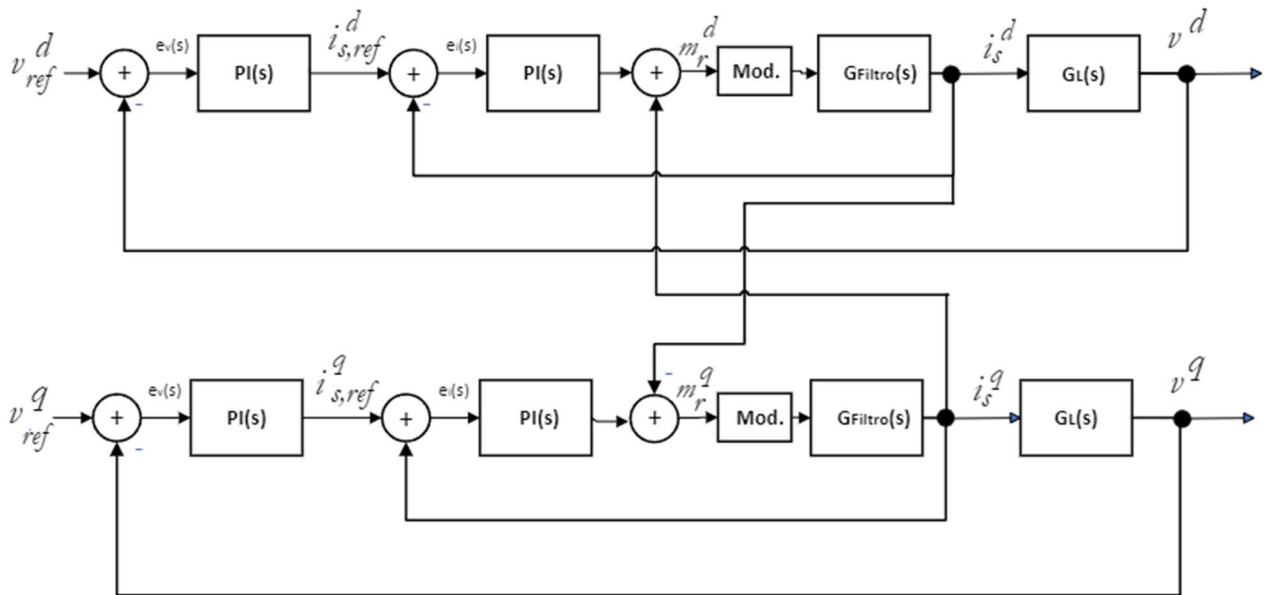


Fig. 4.2. Lazo de control de voltaje  $v_{r,dq}$

#### 4.1.2 Control de corrientes de carga

Como se mencionó en el apartado anterior, una unidad de generación será la referencia de voltaje y frecuencia para las demás unidades conectadas a la red en isla. En este apartado, se plantea una estrategia de control para todas las unidades que no sean la referencia de voltaje, es decir, las plantas fotovoltaicas que operan como fuente de corriente, inyectando la cantidad de potencia activa y reactiva que se desee. Esta cantidad puede ser perfectamente asimétrica a la otra planta de generación, por lo que la unidad de generación que sea referencia de voltaje debe suplir la potencia restante a la carga AC en común.

El problema desde el punto de vista del control se resume en que las unidades generadoras que no son referencia de voltaje de la red en isla no deben imponer un voltaje en sus terminales de salida, sino que imponen una cantidad de corriente que se desea inyectar a la carga, dependiendo de la potencia deseada a inyectar al sistema de potencia. Dado esto, el lazo de control es similar al descrito anteriormente, con la salvedad de que se buscan referencias de corriente en la salida de la planta fotovoltaica en vez de una referencia de voltaje.

El lazo de control a implementar se muestra en la figura (4.3), en donde se visualiza lo expuesto anteriormente. Al igual que en el apartado anterior, se utiliza un lazo de control en cascada, en donde se implementa un lazo interno de corriente en el filtro, siendo una variable más rápida que la corriente a inyectar a la carga, el cual corresponde al lazo exterior.

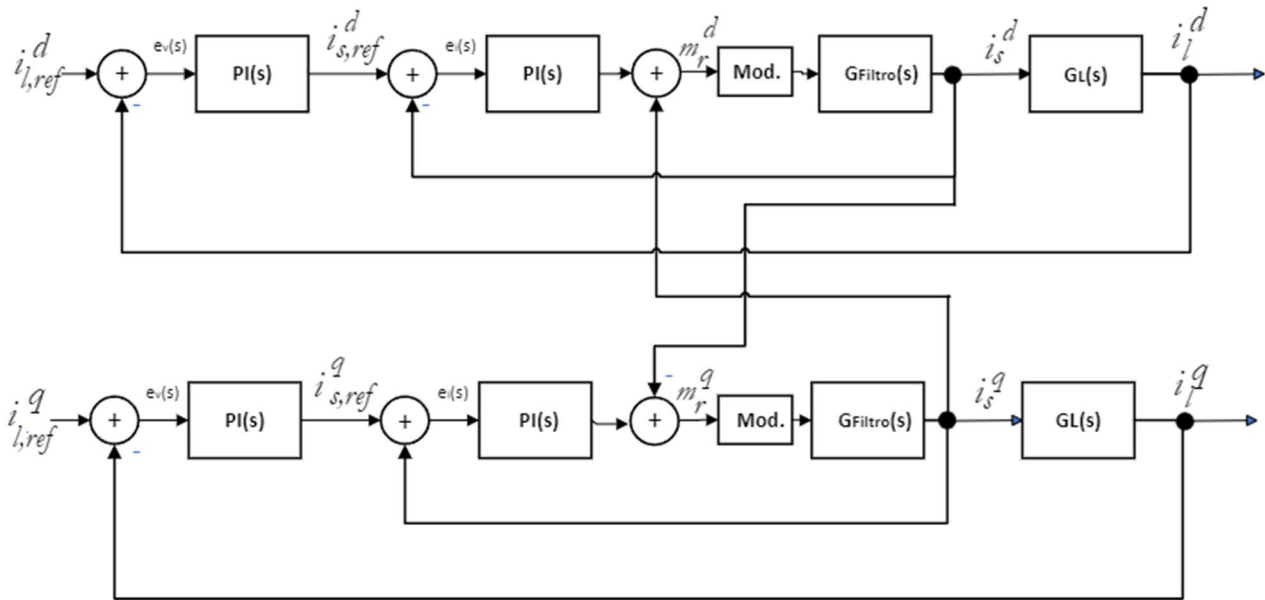


Fig. 4.3. Lazo de control de corriente de carga

### 4.1.3 Control de voltaje auxiliar de las plantas fotovoltaicas.

Un aspecto importante del control las plantas fotovoltaicas que se conecten a la red en paralelo a la planta maestra es la regulación de su voltaje de salida previo a la conexión, es decir, se busca que regulen su voltaje en los terminales del filtro pasivo LCL. Con esto se logra que el voltaje tanto en la red como en la carga presente menos impactos nocivos al momento de la conexión, como lo son los transientes de voltaje y corriente que afectarían la forma de onda en la carga.

Para lograr lo anterior, se propone un controlador de voltaje de salida auxiliar en paralelo con el controlador de corriente descrito anteriormente. Este controlador compara la amplitud del voltaje de red medido por el SRF-PLL y cierra los switches breaker de conexión de la planta fotovoltaica a la red. En el momento que este controlador detecta que ambas cantidades son idénticas, se autoriza la conexión a la red de la planta fotovoltaica esclava.

El diagrama de conexión en la simulación en PLECS se muestra en la figura (4.4), en donde se puede observar que el controlador auxiliar utiliza como referencias el voltaje de red en ejes  $d$  y  $q$ , de forma de asegurar que el voltaje de salida de la planta fotovoltaica y el voltaje de red sean idénticos previo a la conexión a la red en isla.

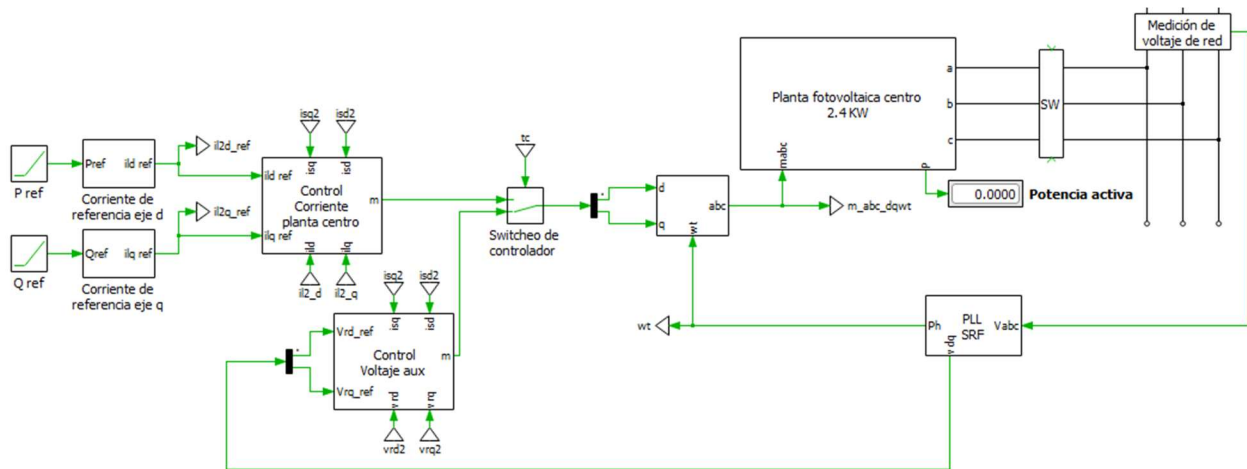


Fig. 4.4. Diagrama de simulación en PLECS del controlador auxiliar de voltaje.

## 4.2 Generación de referencias de potencia de las plantas esclavas

De forma de facilitar la inyección de potencia de las plantas fotovoltaicas esclavas a la red en isla, se opta por generar referencias de potencia activa y reactiva en las referencias del controlador de corriente. Así, se hace más sencillo poder controlar la cantidad de potencia a inyectar a la carga, pues se puede optar por generar rampas de potencia y de esta forma se hace posible lograr una partida suave de la planta fotovoltaica al momento de la conexión.

Para esto, dado que el controlador de corriente opera comparando cantidades de corriente en el filtro pasivo LCL y la corriente de carga de la planta fotovoltaica para su funcionamiento, se debe transformar las rampas de potencia a cantidades de corriente que pueda interpretar el controlador.

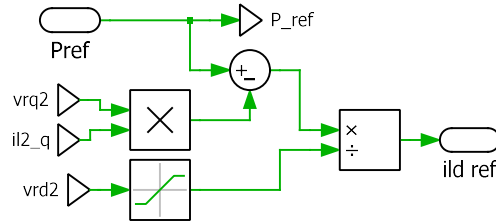
Ahora, para lograr la referencia de corriente a la salida de la planta fotovoltaica, se recurre a la expresión de la potencia activa en ejes rotatorios. La referencia de corriente en el eje directo queda descrita por:

$$\begin{aligned}P_{ref} &= \mathbf{v}_r^{dq} \cdot \mathbf{i}_l^{dq} \\P_{ref} &= v_r^d i_l^d + v_r^q i_l^q \\i_{l,ref}^d &= \frac{P_{ref} - v_r^q i_l^q}{v_r^d}\end{aligned}\tag{4.1}$$

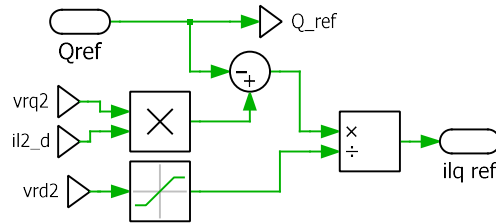
Para la referencia de corriente en el eje en cuadratura se obtiene,

$$\begin{aligned}Q_{ref} &= \mathbf{v}_r^{dq} \times \mathbf{i}_l^{dq} \\Q_{ref} &= v^d i_l^q - v^q i_l^d \\i_{l,ref}^q &= \frac{Q_{ref} - v^q i_l^d}{v_r^d}\end{aligned}\tag{4.2}$$

Obtenidas las ecuaciones (4.1) y (4.2), es posible implementar estas mediante bloques en PLECS que permitan la transformación, la cual se muestra en las figuras (4.5) y (4.6).



**Fig. 4.5. Transformación de referencia de potencia activa a referencia de corriente  $i^d$ .**



**Fig. 4.6. Transformación de referencia de potencia reactiva a referencia de corriente  $i^q$ .**

### 4.3 Discusión

Al plantear un esquema de control maestro-esclavo, se puede dilucidar que independiente del número de plantas fotovoltaicas esclavas que se conecten en paralelo al sistema en isla, mientras exista sólo una planta que fije un voltaje y una frecuencia de la red, no debería haber problema alguno en asegurar que la potencia se va a mantener constante en la carga. Lo anterior se fundamenta en que al contar con una planta que fije estos parámetros, se mantiene siempre un voltaje constante en la carga, independiente del comportamiento de las demás plantas fotovoltaicas en cuanto a inyección de potencia. Por lo tanto, asegurando ese parámetro fijo se asegura que la potencia se mantendrá constante en todo momento.

Además, al encargarse la planta fotovoltaica maestra de mantener el voltaje y la frecuencia constante en la red, ésta permitirá amortiguar los transientes y cambios de inyección en cantidad de potencia tanto activa como reactiva de las demás plantas fotovoltaicas. De este modo, el sistema ya no carece de respuesta inercial ante desbalances de corriente y voltaje, aportándole amortiguamiento en voltaje y frecuencia al sistema en isla, y asegurando así una correcta forma de onda en la carga.

Al incluir un controlador en cascada para cada convertidor se asegura una respuesta rápida para variables lentas, como lo son la corriente de salida de cada convertidor. Dado esto, se prevee una

rápida respuesta del controlador ante cualquier eventualidad, como conexión y desconexión de cargas y cambios en requerimientos de potencia de la red en isla.

El diseño del controlador como tal se vio fijado a las ecuaciones obtenidas en el capítulo anterior, pues como se mencionó, en las ecuaciones de los voltajes y corrientes de salida se encontraban elementos entrecruzados, lo que complicaba el diseño del lazo de control pues se debía neutralizar la acción de la otra coordenada para obtener una salida correcta del controlador externo e interno.

Finalmente, con la incorporación del controlador auxiliar en las plantas fotovoltaicas esclavas, se asegura aminorar los transientes de corriente al momento de cerrar el switch breaker, disminuyendo de todos modos el trabajo de la planta fotovoltaica maestra en regular las variaciones de voltaje al momento de conexión de las demás plantas.

## 5. Simulación en L.C.

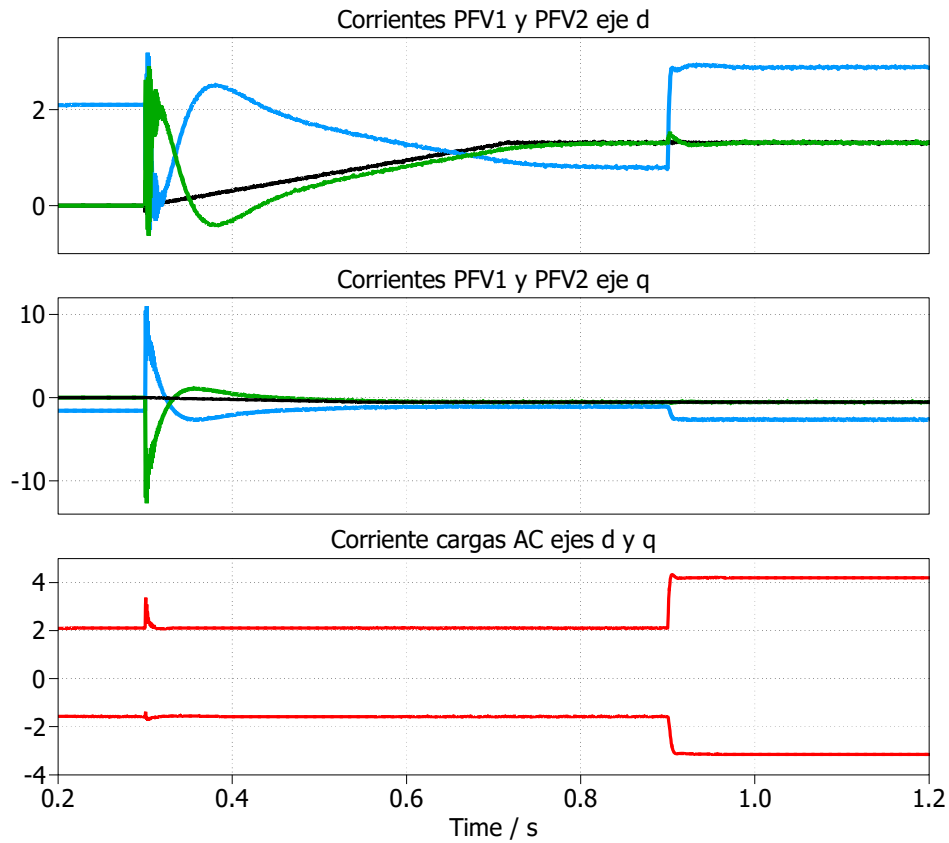
En este último apartado, se hace uso y demostración de la efectividad de los lazos de control propuestos para el sistema de generación solar en base a dos unidades de generación en paralelo, con la presencia de inductancias parásitas en la línea de transmisión.

En la simulación se hace especial énfasis en que la planta fotovoltaica esclava se sincronice de forma perfecta en términos de frecuencia y voltaje de red, además de seguir a cabalidad las referencias de potencia señaladas. Para esto, se inicia la simulación del sistema con la planta fotovoltaica maestra inyectando la totalidad de la potencia requerida por la carga, para luego realizar la conexión de la segunda planta fotovoltaica a la red en isla en  $t = 0.3$  s. Además, se busca que ante cambios de frecuencia que pueda imponer la planta fotovoltaica maestra, la planta fotovoltaica esclava pueda mediante la medición local de voltaje de red, sincronizarse de manera rápida a esta.

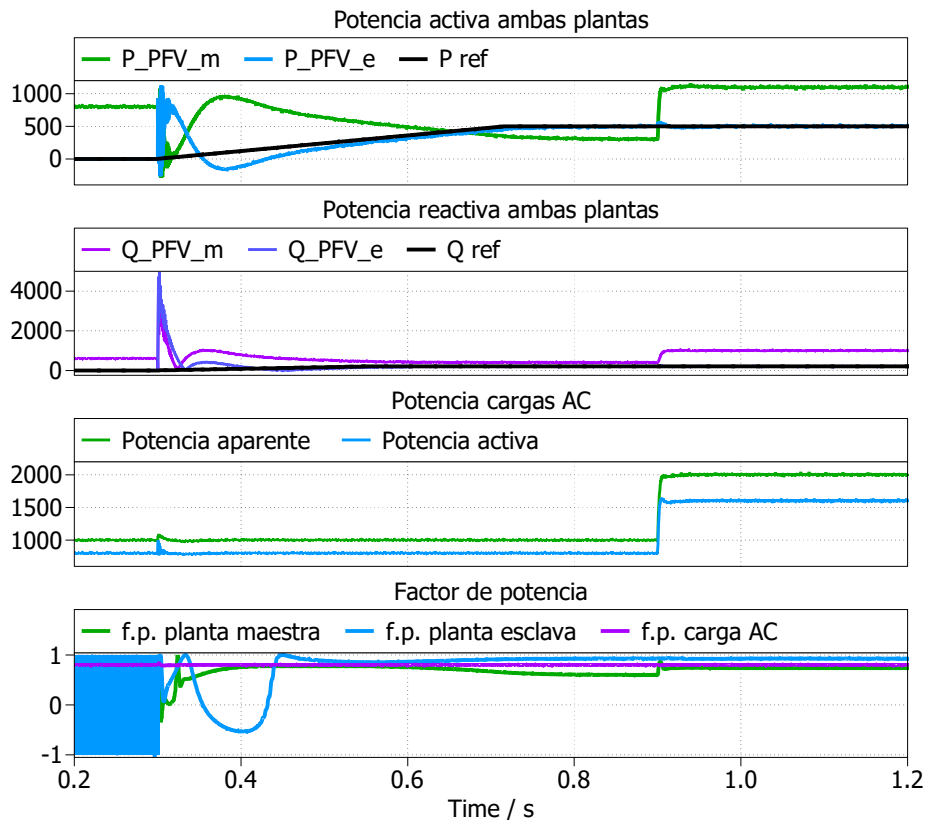
De manera de graficar el comportamiento del sistema de plantas fotovoltaicas en paralelo, se impondrán rampas de potencia activa y reactiva en la planta fotovoltaica esclava.

Los resultados de simulación se muestran en las siguientes figuras, remarcando los resultados más importantes, como lo son el análisis de la estabilidad de la potencia en la carga al momento de la conexión y sincronización de la planta fotovoltaica esclava a la red en isla. La simulación en cuestión tiene como condición inicial la planta fotovoltaica maestra inyectando la totalidad de la potencia requerida por la carga, manteniendo un voltaje constante en ésta. Además, la planta fotovoltaica esclava está generando sus moduladoras para igualar su voltaje de salida al medido localmente en la red, de forma de disminuir los impactos nocivos al momento de la conexión, como se explicó en el capítulo anterior.

A modo de demostración, se añade al esquema mostrado en la figura (3.1) una carga idéntica a la diseñada en  $t = 0.9$  s, de forma de mostrar el desempeño del controlador ante impactos de entrada de carga.



**Fig. 5.1. Corrientes en ejes rotatorios**



**Fig. 5.2. Potencia en ambas plantas y carga AC común**

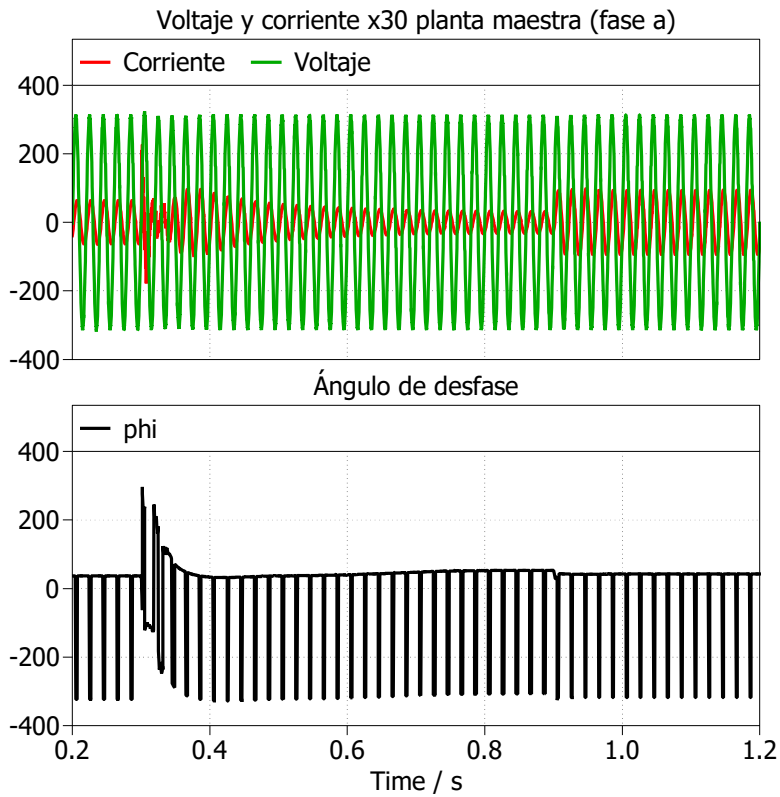


Fig. 5.3. Voltaje y corriente de fase a planta maestra

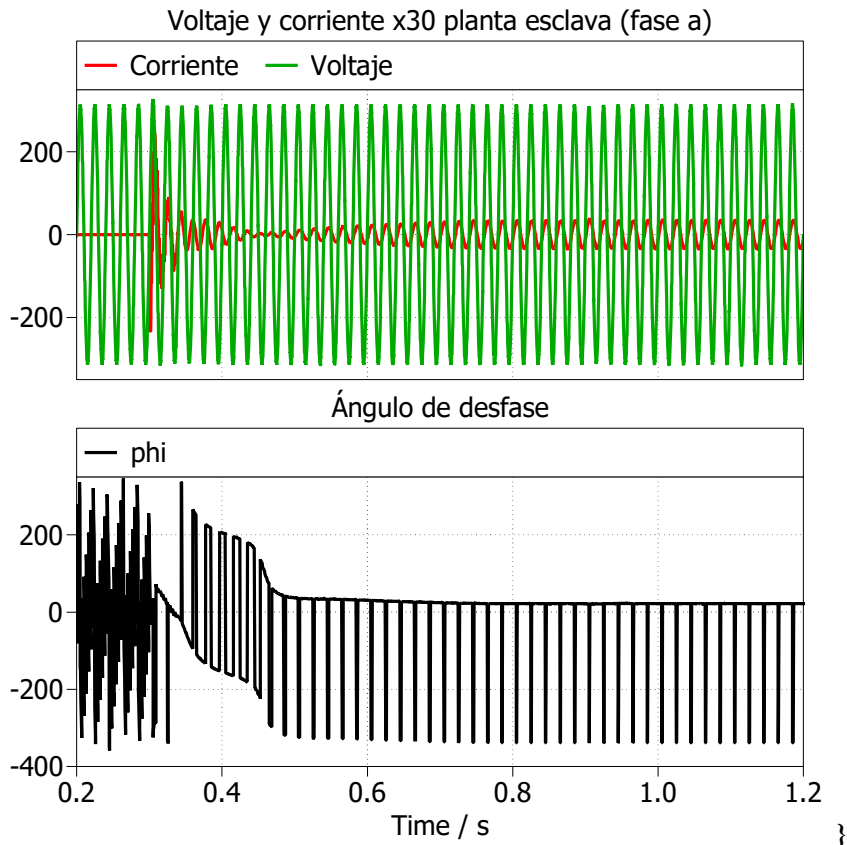


Fig. 5.4. Voltaje y corriente de fase planta esclava

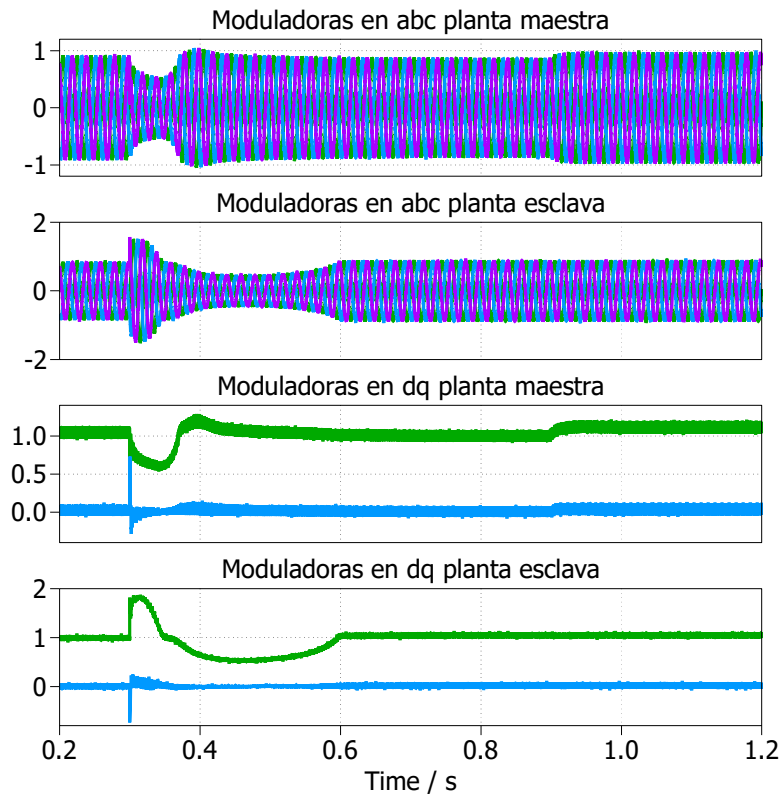


Fig. 5.5. Referencias para el inversor trifásico de la planta fotovoltaica

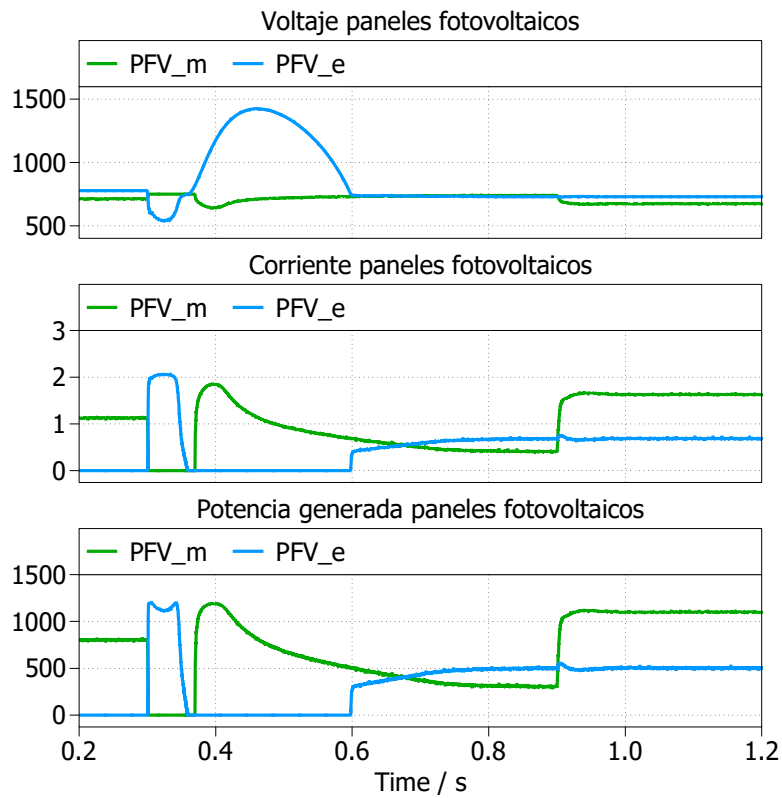


Fig. 5.6. Comportamiento paneles fotovoltaicos

## 5.1 Discusión de resultados

Como se observa en las figuras previamente visualizadas, la simulación comienza en S.S. con la planta fotovoltaica maestra inyectando la totalidad de la potencia requerida por la carga, esto es 800 [W] y 600 [VAr], como se diseñó en capítulos previos del trabajo. En este período, previo a la conexión de la planta fotovoltaica esclava, se puede observar claramente que ésta ya se encuentra generando su set de moduladoras, en donde se utiliza el voltaje de red generado por la planta maestra para facilitar la sincronización ya previo a su conexión, como se observa en la figura (5.5).

En las figuras (5.1) y (5.2), se puede observar que la corriente en el eje directo y la potencia activa, las cuales están directamente relacionadas, no presentan un gran transiente, presentando un spike de 9% respecto a la corriente nominal. Sin embargo, la corriente en el eje  $q$  y la potencia reactiva en ambas plantas se eleva varias veces por sobre la corriente nominal. Esto se explica observando las figuras (5.3) y (5.4), en donde se muestra el grado de desfase de la corriente y el voltaje de salida de cada planta fotovoltaica. Al momento previo de la conexión, la planta fotovoltaica esclava se encuentra inyectando potencia activa cero, por lo que es esperable que su grado de desfase sea oscilatorio, pues estará dado solo por el ángulo del voltaje alterno de salida. Al momento de la conexión, se puede ver que el ángulo de desfase de la planta esclava se desvía durante el transiente, por ende, la potencia reactiva durante esta transición debería aumentar considerablemente.

En la figura (5.2) se muestra la referencia en forma de rampa de potencia activa y reactiva en la planta fotovoltaica esclava, llegando a inyectar el 63% de la potencia requerida por la carga. Durante todo el cambio de referencias, la planta maestra se encarga de asegurar un voltaje constante en la carga, por consecuencia, se asegura una potencia constante en todo momento para la carga AC en común, por lo que actúa como amortiguación durante la simulación.

Considerando la entrada de carga en  $t = 0.9$  s, se observa en las figuras (5.3) y (5.5) que la planta fotovoltaica maestra ajusta sus moduladoras para amortiguar el impacto de entrada en la red en isla, aumentando su voltaje de salida para sustentar y alimentar la nueva carga.

El comportamiento de la forma de onda en las cargas se puede observar en las figuras (5.1) y (5.2), en donde se ve que durante el momento de conexión de la planta esclava y durante todos los cambios de rampa de ambas plantas, se asegura una potencia y una corriente constante en éstas, presentando un transiente de 8% respecto a su corriente nominal diseñada. Además, es posible ver que los transientes de desfase previamente mencionados no afectan directamente a la carga, dado que el factor de potencia de 0.8 se mantiene constante durante toda la simulación, por lo que se puede

dilucidar que la planta maestra absorbe todos estos cambios, asegurando un voltaje y una fase constante a la carga.

El comportamiento de los paneles fotovoltaicos se observa en la figura (5.6), en donde se observa que se parte con un voltaje DC en la planta esclava para asegurar un voltaje peak entre líneas de 380 [V]. Al momento de la conexión, se produce una subida de tensión en el condensador de enlace, debido que al estar no estar inyectando potencia instantáneamente el panel fotovoltaico, se encuentra con corriente cero, por lo que el panel actúa como circuito abierto hasta que se regule la entrega de potencia. El momento en el que no inyecta potencia se explica porque la planta fotovoltaica maestra está descendiendo su inyección de potencia, de forma de poder darle cabida a la inyección de la planta esclava.

## 6. Conclusiones

### 6.1 Sumario

Este trabajo se llevó a cabo comenzando con una revisión bibliográfica sobre el estado en el que se encontraba el tema de inversores en paralelo en off-grid, buscando distintos enfoques para abordar el problema y sus respectivas desventajas de cada uno. Así también, se hizo revisiones de libros de electrónica de potencia para adquirir conocimientos que fueran útiles para llevar a cabo el proyecto en cuestión.

Luego, se prosiguió a determinar el circuito de generación de potencia a estudiar, las especificaciones que debería tener cada componente y las características del sistema. Dado esto, se empezó a diseñar cada parte del circuito utilizando la teoría ya aprendida.

La modelación del circuito en estudio se hizo utilizando las leyes de Kirchoff para circuitos eléctricos, definiendo las corrientes y voltajes de cada parte del circuito. Con esto, se pudo mediante los softwares Matlab y PLECS poder realizar simulaciones en cada etapa del circuito. Con Matlab, mediante el modelo obtenido, se pudo obtener puntos de operación para el circuito de potencia en base a dos unidades de generación solar. Obtenidos los puntos de operación deseados para el circuito de potencia en estudio, se pudo llegar a simular el circuito en PLECS en L.A., verificando así la congruencia de las ecuaciones obtenidas con el comportamiento real del circuito. Además, en esta parte se estudió la sincronización de la planta fotovoltaica esclava al voltaje y la frecuencia de la red en isla mediante el SRF-PLL.

Estudiado ya el comportamiento del circuito, se pudo avanzar hasta el planteamiento de estrategias de control para cada planta fotovoltaica del trabajo en cuestión. Se estudiaron y analizaron varias formas de poder alcanzar los objetivos planteados al inicio del proyecto, llegando finalmente al esquema maestro-esclavo.

Finalmente, se convergió a la etapa final del trabajo, la cual se trató de verificar los lazos de control propuestos para dos plantas de generación solar conectadas en paralelo en una red en isla. En esta última parte, se utilizó PLECS para simular el circuito final con las condiciones que se requerían.

## 6.2 Conclusiones

- La estrategia de control propuesta, la cual se podría considerar como maestro-esclavo, permite mediante la designación de una planta fotovoltaica que fije el voltaje y la frecuencia de la red aportar amortiguación al sistema, de forma que regula estos dos parámetros al momento de perturbaciones en la red en isla, como lo son la entrada de cargas y conexión de plantas fotovoltaicas en paralelo.
- La presencia de la planta fotovoltaica que fija el voltaje de red es crítica, pues ante una posible falla o desconexión, el sistema se desestabilizaría al no haber una referencia para las demás plantas fotovoltaicas conectadas. Sin embargo, dado que en el trabajo se propuso un controlador auxiliar para las demás plantas fotovoltaicas, éstas podrían actuar sin problemas como planta fotovoltaica maestra, lo que le aporta redundancia y continuidad de generación de potencia al sistema.
- La presencia de inductancias de red no afecta directamente a la sincronización del sistema, pues al no requerir de un modelo exacto para su funcionamiento, no afecta la calidad de forma de onda en la carga. Esto es debido a que la sincronización en las plantas fotovoltaicas se hace mediante la medición local del voltaje de red y esto queda sujeto a la velocidad de procesamiento del PLL para enganchar la posición angular del sistema.
- El número de plantas fotovoltaicas conectadas en paralelo no está limitada, pues mientras actúen como fuentes de corriente y no impongan un voltaje en sus terminales de conexión, no debería haber impactos en la forma de onda y sincronización entre éstas. Sin embargo, es crítico que una y sólo una de éstas esté actuando como planta fotovoltaica maestra, que fije el voltaje y la frecuencia de la red.

## 6.3 Trabajo Futuro

- Plantear un tipo de control supervisor para el sistema en isla, de forma que se pueda controlar las referencias de las plantas fotovoltaicas esclavas y así su cantidad de potencia a inyectar a las cargas en común.
- Estudiar la estabilidad del sistema en un amplio abanico de puntos de operación, de forma de mejorar el control de referencias para el sistema.
- Comprobar la funcionalidad de los esquemas de control propuestos en una planta fotovoltaica experimental.

## Referencias

- [1] <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/evolucion-situacion-actual-precios-placas-solares/>
- [1] D. C. Raj and D. N. Gaonkar, "Frequency and voltage droop control of parallel inverters in microgrid," 2016 2nd International Conference on Control, Instrumentation, Energy & Communication (CIEC), Kolkata, India, 2016, pp. 407-411, doi: 10.1109/CIEC.2016.7513771.
- [2] B. Jia, H. Wu and Y. Li, "Flexible On-grid and Off-grid Control Strategy of Photovoltaic Energy Storage System Based on VSG Technology," 2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Taiyuan, China, 2021, pp. 1978-1985, doi: 10.1109/EI252483.2021.9712963.
- [3] H. BS, R. Setiabudy, E. A. Setiawan and Budiyanto, "Development method for paralleling inverters on microgrid when islanding condition using reconfiguration of PV circuit," 2015 International Conference on Quality in Research (QiR), Lombok, Indonesia, 2015, pp. 121-124, doi: 10.1109/QiR.2015.7374909.
- [4] *P. Goyal and R. K. Tripathi, "Circulating current reduction and power sharing control in parallel connected inverters," 2017 4th IEEE Uttar Pradesh Section International Conference on Electrical, Computer and Electronics (UPCON), Mathura, India, 2017, pp. 604-609, doi: 10.1109/UPCON.2017.8251118.*
- [5] V. Azarm, M. Hajihosseini, E. Farjah and T. Ghanbari, "A suitable controller for load sharing between paralleled inverters of an islanded microgrid," 2017 Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE), Tehran, Iran, 2017, pp. 1400-1405, doi: 10.1109/IranianCEE.2017.798526
- [7] A. Leila, E. F. Hassan, G. Fouad and T. Ahmed-Ali, "Power Sharing and Parallel Inverters Control in Islanded Microgrids," 2021 4th International Symposium on Advanced Electrical and Communication Technologies (ISAECT), Alkhobar, Saudi Arabia, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISAECT53699.2021.9668505.
- [8] B. Ren, R. Zhang, S. Chen and X. Sun, "Research on Stability of Multi-Parallel Inverters with Different Control Methods in Islanded Microgrid," 2019 14th IEEE Conference on Industrial

- Electronics and Applications (ICIEA)*, Xi'an, China, 2019, pp. 1634-1639, doi: 10.1109/ICIEA.2019.8833800.
- [9] M. Nasir, M. S. Suleiman and R. C. Bansal, "Control of Master-Slave Microgrid Based on PR and PI Controllers in Islanded Mode," *2022 2nd International Conference on Electronic and Electrical Engineering and Intelligent System (ICE3IS)*, Yogyakarta, Indonesia, 2022, pp. 46-50, doi: 10.1109/ICE3IS56585.2022.10010001.
- [10] S. P and T. M. M., "A Droop Controller Based Active Power Sharing of Parallel Inverter Islanded Microgrid," *2022 International Conference on Futuristic Technologies in Control Systems & Renewable Energy (ICFCR)*, Malappuram, India, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICFCR54831.2022.9893658.
- [11] *Kazmierkowski, M. P., & Silva, F. (2011). Power Electronics Handbook, Third Edition (Rashid, M.H.; 2011) [Book News]. IEEE Industrial Electronics Magazine. <https://doi.org/10.1109/mie.2011.94111>*
- [12] G. Tapsoba, A. Hamadi, A. Ndtoungou, S. Rahmani and K. Al-Haddad, "PV Configuration and Maximization Applied to Parallel Inverters Using Updated Droop Control," *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Washington, DC, USA, 2018*, pp. 1430-1435, doi: 10.1109/IECON.2018.8591657.
- [13] Y. Singh, B. Singh and S. Mishra, "Control of Multiple PV Integrated Parallel Inverters for Microgrid Applications," *2020 International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC), Thrissur, India, 2020*, pp. 1-6, doi: 10.1109/PICC51425.2020.9362483.
- [14] Wang Fang, Zhang Yi and Wang Zhen, "Research on a kind of multiple control strategy for parallel connected inverters," *IEEE 2011 10th International Conference on Electronic Measurement & Instruments, Chengdu, 2011*, pp. 267-269, doi: 10.1109/ICEMI.2011.6037993.
- [15] W. Tong and L. Junwei, "Research on a New Technology of Controlling Parallel Inverters," *2016 3rd International Conference on Information Science and Control Engineering (ICISCE), Beijing, China, 2016*, pp. 1055-1059, doi: 10.1109/ICISCE.2016.227.
- [16] F. Shouhong, W. Shunlai, T. Jianfang and L. Weilin, "Improved Control Method for Parallel Connected Inverter Systems," *2018 International Conference on Power System Technology*

- (POWERCON), Guangzhou, China, 2018, pp. 1839-1844, doi: 10.1109/POWERCON.2018.8602259.
- [17] Z. Chen, Y. Leng, Y. Zhang, H. Liu, Y. Wu and Y. Wang, "Research On Parallel Connection Of Energy Storage Inverters Based On CAN Bus With Democratic Master-Slave Control," *2021 IEEE 4th International Electrical and Energy Conference (CIEEC)*, Wuhan, China, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/CIEEC50170.2021.9510912.
- [18] S. Wang, Z. Liu, J. Liu, R. An and M. Xin, "Breaking the boundary: A droop and master-slave hybrid control strategy for parallel inverters in islanded microgrids," *2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Cincinnati, OH, USA, 2017, pp. 3345-3352, doi: 10.1109/ECCE.2017.8096602.
- [19] A. Busbieha, A. Hamadi, A. Ndtoungou, A. Javadi, S. Rahmani and K. Al-Haddad, "Modified droop control to improve performances of two single-phase parallel inverters," *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Beijing, China, 2017, pp. 6470-6475, doi: 10.1109/IECON.2017.8217127.
- [20] José R. Espinoza, "Apuntes Control No-lineal de Convertidores - 543826", 11<sup>a</sup> ed. 2022, Facultad de Ingeniería, Universidad de Concepción. <http://www.udec.cl/jose.espinoza>.
- [21] J. Huang, K. Zhang and J. Xue, "Research on Parallel Control Technology of PV Off-grid Inverter," *2020 12th International Conference on Intelligent Human-Machine Systems and Cybernetics (IHMSC)*, Hangzhou, China, 2020, pp. 99-102, doi: 10.1109/IHMSC49165.2020.00030.

## A. Anexos

A continuación, se adjunta el código de Matlab utilizado para la ejecución del proyecto, el cual involucra el cálculo de componentes del sistema y la resolución del sistema de ecuaciones.

```
clear all

fp = 0.8;
S_1 = 1000; % [VA]
phi = acos(fp);
P_1 = S_1 * cos(phi); % [W]
Q_1 = S_1 * sin(phi); % [VAr]
v = 220; % [Voltaje de fase rms]
VL = v*sqrt(3); % [Voltaje de línea rms]
f = 50; % [Hz]
w = 2*pi*f; % [rad/s]

% Diseño carga RL
I_1 = P_1/(3*v*cos(phi)); % [A]
I_1peak = I_1*sqrt(2);

R_1 = P_1/(3*I_1^2) % [ohm]

X_1 = Q_1/(3*I_1^2); % [ohm]

Z_1 = R_1 + j*X_1;
m_Z_1 = abs(Z_1); % [ohm]
If = v / Z_1

L_1 = X_1/w % [H]

vdc = 750;
t = 0:0.3/1000:0.3;

vr_abc = [v*sqrt(2)*sin(w*t); v*sqrt(2)*sin(w*t-2*pi/3); v*sqrt(2)*sin(w*t-4*pi/3)]; % set de vectores trifásicos
```

```

% Modulación inversor

mr_abc = 2*vr_abc/vdc;
mrabc = [max(mr_abc(1,:)), max(mr_abc(2,:)), max(mr_abc(3,:))]

figure()
plot(t, mr_abc(1,:))hg

% Convertidor boost

V_out = 650; % [V]
V_in = 400; % [V]
fb = 5e3; % [Hz]
D = (V_out-V_in)/V_out;
R = m_Z_1;
Idc_max = 2.5; % [A] Corriente máxima de salida del dc-dc
Rpl_L = 0.25;
delta_IL = Rpl_L*Idc_max*V_out/V_in
Ldc = (V_in*(V_out-V_in)/(delta_IL*fb*V_out))
delta_Vout = 0.01*V_out;

Cdc = (D*Idc_max)/(delta_Vout*fb)

% Diseño filtro LC
fsw = 50*3*33;
%fc = fsw/10;
fc = 500;
%Tsw = 1/fsw;
%delta_Ipp = 1;

% Filtro LC 1
Ls = 10e-3;
syms C
eq1 = fc == 1/(2*pi*sqrt(Ls*C)); % ecuación para obtener la capacitancia del filtro
Cs = double(solve(eq1,C))
%Cs = 50e-6;

num = [1];
den = [Ls*Cs 0 1];
f = tf(num,den)

```

```
dbdrop = -3;
bodeplot(f)
```

```
Ci = Cs;
Li = Ls;
```

```
% Modelo promedio
%Cdc = 2*Cdc;
Cin = 2*Cdc;
Cr = Cs;
Ls = Li;
Ll = L_1;
Rl = R_1;
Lr = 500e-6;
```

## Modelo dq

```
vrd = 220*sqrt(3);
vrq = 0;
% vld = 220*sqrt(3);
% vlq = 0;
% mrd = 2*vrd/vdc;
% mrq = 2*vrq/vdc;
% vdc = 650;
Ipv_max = 2.091;
Vpv_max = 750;
kpv = 50;
Lf = 1e-3;
```

```
F = @(x) [1/Cdc*(Ipv_max*(1-exp((x(1)-Vpv_max)/kpv))-(x(2)*x(4)+x(3)*x(5))/2);
1/Ls*(x(2)*x(1)/2 - x(8) + Ls*w*x(5)); %disd
1/Ls*(x(3)*x(1)/2 - x(9) - Ls*w*x(4)); %disq
(x(4)/Cr)-(x(6)/Cr) + w*x(9); %dvrd
(x(5)/Cr)-(x(7)/Cr) - w*x(8); %dvrq
1/(Ll+Lf)*(x(8)-Rl*x(6)+(Ll+Lf)*w*x(7)); %dild
1/(Ll+Lf)*(x(9)-Rl*x(7)-(Ll+Lf)*w*x(6)); %dilq
(Rl*x(6))-(w*x(7)*(Ll))-220*sqrt(3);
(Rl*x(7))+(w*x(6)*(Ll))];
```

```

x0 = [750,0,0,0,0,0,0,0,0]; % Max voltaje de panel
Pop = fsolve(F,x0);
Pop = fsolve(F,Pop);
Pop = fsolve(F,Pop);
%x1 = [0,0,0.3,0,0,0,0,1,0]; % Min voltaje de panel
%Pop_min = fsolve(F,x1)

vpv0 = Pop(1); isd0 = Pop(4); isq0 = Pop(5);
ild0 = Pop(6); ilq0 = Pop(7); mrd = Pop(2); mrq = Pop(3); vrd0 = Pop(8); vrq =
Pop(9);

% x1 = vpv x2 = ib x3 = mb x4 = isd x5 = isq x6 = vrd x7 = vrq x8 = ild
% x9 = ilq

X = [vpv0,isd0,isq0,ild0,ilq0,mrd,mrq,vrd0,vrq];
Y = {'Vpv','isd','isq','ild','ilq','mrd','mrq','vrd','vrq'};

P_op = table(Y',X','VariableNames',{'X','X01'})

ipv0 = Ipv_max*(1-exp((vpv0-Vpv_max)/kpv))
ppv0 = vpv0*ipv0;
voc = 750;
isc = 2.091;
%ppv = voc*isc;
x = 0:0.0001:750;
kpv = 50;
%Ipv_max = 21;
%Vpv_max = 405;
ipv = isc*(1-exp((x-voc)/kpv));
vpv = voc + kpv*log(1-(ipv/isc));
ppv = vpv.*ipv;
maxppv = max(ppv)
maxipv = 1.9424
maxvpv = voc + kpv*log(1-(maxipv/isc))

figure()

```

```

plot(x, ppv, 'color',[0.9290, 0.6940, 0.1250], 'LineWidth',1.5); xlim([0 800]);
ylim([0 1400]);
ylabel('[W]'); xlabel('[V]');

figure()
plot(vpv, ipv, 'color',[0 0 0], 'LineWidth',1.2); ylabel('[A]'); xlabel('[V]');
%xline(maxvpv); yline(maxipv);
xlim([0 800]);
ylim([0 2.5]);

```

## 2 unidades de generación

```

vld = 220*sqrt(3);
vlq = 0;
il2d = 1; %[A]
il2q = 0;
Ipv_max_2 = 2.091*2;
Lr = 500e-6;
Lfr = Lf + Lr;
P_2 = 0.5e3; % [W]
Q_2 = 0.1e3;

F_2u = @(x) [1/Cdc*(Ipv_max*(1-exp((x(1)-Vpv_max)/kpv))-(x(2)*x(4)+x(3)*x(5))/2);
%dvvp1
1/Ls*(x(2)*x(1)/2 - x(13) + Ls*w*x(5)); %disd1
1/Ls*(x(3)*x(1)/2 - x(14) - Ls*w*x(4)); %disq1
(x(4)/Cr)-(x(6)/Cr) + w*x(14); %dvr1
(x(5)/Cr)-(x(7)/Cr) - w*x(13); %dvrq1
1/Cdc*(Ipv_max_2*(1-exp((x(8)-Vpv_max)/kpv))-
(x(9)*x(11)+x(10)*x(12))/2); %dvvp2
1/Ls*(x(9)*x(8)/2 - x(15) + Ls*w*x(12)); %disd2
1/Ls*(x(10)*x(8)/2 - x(16) - Ls*w*x(11)); %disq2
(x(11)/Cr)-(x(17)/Cr) + w*x(16); %dvr2
(x(12)/Cr)-(x(18)/Cr) - w*x(15); %dvrq2
1/(Lf*Lfr+Lf*Ll+Lfr*Ll)*((Lfr+Ll)*x(13)-Ll*x(15)-Lfr*Rl*x(6)-
Lfr*Rl*x(17))+w*x(7); %dil1d
1/(Lf*Lfr+Lf*Ll+Lfr*Ll)*((Lfr+Ll)*x(14)-Ll*x(16)-Lfr*Rl*x(7)-
Lfr*Rl*x(18))-w*x(6); %dil1q
1/(Lf*Lfr+Lf*Ll+Lfr*Ll)*(-Ll*x(13)+(Lf+Ll)*x(15)-Lf*Rl*x(6)-
Lf*Rl*x(17))+w*x(18); %dil2d

```



**UNIVERSIDAD DE CONCEPCION – FACULTAD DE INGENIERIA  
RESUMEN DE MEMORIA DE TITULO**

**Departamento** : Departamento de Ingeniería Eléctrica  
**Carrera** : Ingeniería Civil Electrónica  
**Nombre del memorista** : Diego Alejandro Gómez Antonio  
**Título de la memoria** : Plantas de generación solar operando en paralelo para un sistema en isla  
**Fecha de la presentación oral** : 29/07/24  
**Profesor(es) guía** : José Rubén Espinoza Castro  
**Profesor(es) revisor(es)** : Leonardo Palma – Lautaro Salazar  
**Concepto** :  
**Calificación** :

**Resumen (máximo 200 palabras)**

El proyecto que se desarrolló en este trabajo buscó como objetivo principal la sincronización en varios parámetros de los convertidores DC/AC alimentados cada uno por un arreglo de paneles fotovoltaicos, diseñados para una potencia en específico. El principal problema que se lleva a cabo es la ausencia de una red como tal que conecte a las plantas fotovoltaicas, pues se trata de un sistema en isla. Dada la ausencia de esta red, se dificulta la sincronización en frecuencia, voltaje y despacho de potencia. Para lograr los objetivos, se plantearon lazos de control en cascada para el control de voltaje y corriente de cada planta fotovoltaica, buscando que una y sólo una de estas regule el voltaje del bus AC de la red en isla, mientras que las demás plantas regulen de forma autónoma su cantidad de potencia a inyectar a la carga AC en común. Utilizando esta topología de control, se obtuvieron resultados de simulación que muestran un correcto funcionamiento, en donde se obtienen un voltaje, potencia y frecuencia constante en la carga AC en común, independiente de perturbaciones como conexión/desconexión de plantas fotovoltaicas en paralelo y de cargas a la red en isla.