

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Diseño de un Sistema de Control Digital y Predictivo para la Regulación
de Voltaje en una Micro-red Eléctrica Conectada.

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

Magíster en Automatización y Control

Presentado por:

Elio Andrés Sánchez Gutiérrez

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2021

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a los que fueron mis alumnos en los laboratorios de electrónica analógica de la ESPOL, hoy en día ingenieros, que siempre me motivaron a seguir con mis estudios de posgrado.

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros y alegres agradecimientos a las personas que han sido un gran apoyo durante este larga y ardua meta: mi padre, mi madre, mi hermana, mis amistades de Guayaquil y El Triunfo, y al equipo eléctrico y de instrumentación de la compañía DVSANTOS.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Elio Andrés Sánchez Gutiérrez* doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Elio Andrés Sánchez Gutiérrez

COMITÉ EVALUADOR

.....
Sara Ríos Orellana, MSc.

PROFESOR TUTOR

.....
Carlos Salazar López, MSc.

PROFESOR EVALUADOR

RESUMEN

La generación de energía eléctrica en gran escala está basada en la construcción de plantas cerca a fuentes primarias de energía, y en ciertos casos las distancias de estas centrales son muy lejanas implicando pérdidas de voltaje. En varios sectores de la costa ecuatoriana, algunas fincas de producción agrícola están muy lejanas de los tendidos eléctricos. La demanda y aceptación de las plantas fotovoltaicas ha aumentado constantemente en Ecuador, y el diseño de las micro-redes alimentadas con energía solar brinda una solución en estos sitios remotos. Se desea diseñar un sistema de control empleado en una micro-red, basado en técnicas clásicas y avanzadas de control automático, aplicadas a un inversor trifásico conectado a un arreglo solar con un estudio de irradiancia de la zona para su instalación. En primera instancia se realizó un modelamiento matemático al inversor de la micro-red, incluyendo también el diseño de otros componentes electrónicos, tales como filtros de red y un convertidor elevador de voltaje continuo, para así sintonizar dos tipos de controladores, basados en control digital y en control predictivo, para regular el voltaje alterno entregado por la micro-red. Se realizó un análisis comparativo del desempeño de ambos controladores, mediante simulaciones en MATLAB/SIMULINK®, y se demostró que el controlador avanzado otorgó una respuesta más rápida, un menor sobrevoltaje en la micro-red y una estabilización de voltaje cuando se conecta una carga trifásica.

Palabras Clave: Micro-red, inversor, control digital, control predictivo

ABSTRACT

Large-scale electric power generation is based on the construction of plants close to primary energy sources, and in certain cases, the distances from these plants are very far, implying voltage losses. In various sectors of the Ecuadorian coast, some agricultural production farms are very far away from power lines. The demand and acceptance of photovoltaic plants has increased steadily in Ecuador, and the design of solar-powered micro-grids provides a solution on these remote sites. It is desired to design a control system used in a micro-grid, based on classical and advanced automatic control techniques, applied to a three-phase inverter connected to a solar array with an irradiance study of the area for its installation. In the first instance, a mathematical modeling of the micro-grid inverter is presented, also including the design of other electronic components, such as grid filters and a direct current voltage boost converter, in order to tune two types of controllers, based on digital control and in predictive control, to regulate the alternating voltage given by the micro-grid. A comparative analysis of the performance of both controllers was done, via simulations in MATLAB/SIMULINK®, and it was shown that the advanced controller gave a faster response, a lower overvoltage in the micro-grid and a stabilization of voltage when a three-phase load is connected.

Keywords: *Microgrid, inverter, digital control, predictive control*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	6
ABSTRACT.....	7
ÍNDICE GENERAL.....	8
ABREVIATURAS.....	10
SIMBOLOGÍA.....	11
ÍNDICE DE FIGURAS.....	12
ÍNDICE DE TABLAS.....	14
CAPÍTULO 1.....	15
1. INTRODUCCIÓN.....	15
1.1 Descripción del problema.....	15
1.2 Justificación del problema.....	15
1.3 Objetivos.....	16
1.3.1 Objetivo General.....	16
1.3.2 Objetivos Específicos.....	16
1.4 Escenario específico.....	17
1.4.1 Actualidad de las micro-redes.....	17
1.4.2 Energía solar en Ecuador.....	20
1.4.3 Generación distribuida.....	23
CAPÍTULO 2.....	26
2. ESTADO DEL ARTE.....	26
2.1 Paneles y arreglos solares.....	27
2.2 Circuito de fuerza de la micro-red.....	28
2.3 Seguimiento de punto de máxima potencia.....	29
2.4 Convertidores electrónicos de potencia: CC-CC.....	31
2.5 Convertidores electrónicos de potencia: CC-CA.....	33

2.6	Técnicas de control en micro-redes.....	39
2.7	Control digital en micro-redes.....	42
2.8	Control predictivo en micro-redes.....	43
CAPÍTULO 3.....		46
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	46
3.1	Modelamiento de la micro-red	47
3.1.1	Diseño del arreglo solar	47
3.1.2	Diseño del convertidor CC-CC	49
3.1.3	Diseño del filtro de red	49
3.1.4	Modelamiento matemático de la micro-red	50
3.2	Sintonización de controladores digitales	52
3.3	Sintonización de controlador predictivo	58
3.4	Comparación de respuestas entre varios controladores	63
3.5	Análisis Costo-Beneficio.....	66
CAPÍTULO 4.....		67
4.	Conclusiones Y Recomendaciones	67
	Conclusiones.....	67
	Recomendaciones.....	68
BIBLIOGRAFÍA.....		69
ANEXOS.....		72

ABREVIATURAS

ADC	Convertor Analógico a Digital
Arconel	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
BNEE	Balance Nacional de Energía Eléctrica
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
DAC	Convertor Digital a Analógico
DSP	Procesador de Señales Digitales
EE. UU.	Estados Unidos
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
FP	Factor de Potencia
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IGBT	Transistor Bipolar de Puerta Aislada
LPF	Filtro Pasa Bajo
MBPC	Controlador Predictivo Basado en Modelo
MCI	Motor de Combustión Interna
MPP	Punto de Potencia Máxima
MPPT	Seguimiento de Punto de Potencia Máxima
N/P	Número de Parte
P&O	Perturbar y Observar
PI	Proporcional–Integral
PLC	Controlador Lógico Programable
PLL	Lazo de Enganche de Fase
RL	Resistivo–Inductivo
SVPWM	Modulación por control vectorial
THD	Distorsión Armónica Total
USD	Dólar estadounidense
ZOH	Retenedor de orden cero

SIMBOLOGÍA

A	Amperio
°C	Grado Centígrado
GWh	Gigavatio-hora
Hz	Hercio
KHz	Kilohercio
KW	Kilovatio
KWh	Kilovatio-hora
KWh/m ²	Kilovatio-hora por metro cuadrado
mH	Milihenrio
ms	Milisegundo
MW	Megavatio
Ω	Ohmio
s	Segundo
μF	Microfaradio
μs	Microsegundo
V	Voltio
W	Vatio
W/m ²	Vatio por metro cuadrado

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Arquitectura simple de una micro-red [3].	17
Figura 1.2 Mapa solar de irradiancia promedio anual en 2019 [5].	20
Figura 1.3 Mapa solar de radiación solar anual de Ecuador en 2019 [6].	21
Figura 1.4 Producción de energía e importaciones hasta abril de 2020 [7].	22
Figura 1.5 Capacidad efectiva en MW hasta abril de 2020 [7].	22
Figura 1.6 Esquema de generación distribuida.	24
Figura 1.7 Complejidad e interacción entre la generación distribuida y el sistema eléctrico de potencia [12].	25
Figura 2.1 Diagrama de bloques de implementación de la micro-red.	26
Figura 2.2 Circuito equivalente de una celda solar.	27
Figura 2.3 Circuito de fuerza completo de la micro-red.	28
Figura 2.4 Corriente vs. Voltaje y Potencia vs. Voltaje de un panel solar[15].	30
Figura 2.5 Diagrama de flujo para algoritmo MPPT de P&O [15].	31
Figura 2.6 Circuito de convertidor elevador para interfaz solar.	32
Figura 2.7 Circuito de inversor trifásico.	34
Figura 2.8 Espacios vectoriales para inversor trifásico [18].	36
Figura 2.9 Determinación de tiempos de estado [18].	37
Figura 2.10 Síntesis del vector U_{ref} en cada sector con SVPWM [18].	38
Figura 2.11 (A) Vector de referencia en ejes $\alpha\beta$, (B) en ejes dq.	39
Figura 2.12 Mapeo de voltajes en el marco ABC a dq.	40
Figura 2.13 Sistema de lazo de enganche de fase.	40
Figura 2.14 Clasificación de técnicas de control para inversores [21].	41
Figura 2.15 Esquema para control digital de voltaje de la micro-red [21].	43
Figura 2.16 Definición de horizontes de predicción y de control.	44
Figura 2.17 Esquema para MBPC de voltaje de la micro-red [22].	45
Figura 3.1 Datos climáticos de la zona rural del cantón El Triunfo [23].	46
Figura 3.2 Curvas corriente y potencia vs. voltaje del panel seleccionado.	48
Figura 3.3 Diagrama de bloques de circuito de fuerza de la micro-red.	50
Figura 3.4 Circuito de fuerza de la micro-red.	51
Figura 3.5 Diagrama de bloques de control digital en SIMULINK.	53

Figura 3.6 Lazo cerrado del sistema de control para la corriente I_d	54
Figura 3.7 Lazo cerrado del sistema de control para la corriente I_q	54
Figura 3.8 Lazo cerrado del sistema de control para el voltaje V_{dc}	54
Figura 3.9 Voltaje a la entrada del inversor (control digital).....	55
Figura 3.10 Comparación con voltaje V_{AB} del inversor (control digital).....	56
Figura 3.11 Corrientes en eje directo y de cuadratura (control digital).	57
Figura 3.12 Voltajes en eje directo y de cuadratura (control digital).	57
Figura 3.13 Diseño de controlador predictivo de corriente en mpcDesigner.	59
Figura 3.14 Diagrama de bloques de control predictivo en SIMULINK.....	60
Figura 3.15 Sintonización manual para controlador PI de voltaje.....	61
Figura 3.16 Voltaje a la entrada del inversor (control predictivo).....	62
Figura 3.17 Comparación con voltaje V_{AB} del inversor (control predictivo).....	62
Figura 3.18 Corrientes en eje directo y de cuadratura (control predictivo).	63
Figura 3.19 Voltajes en eje directo y de cuadratura (control predictivo).....	63
Figura 3.20 Voltaje a la entrada del inversor (conexión de carga RL).	64
Figura 3.21 Voltaje a la entrada del inversor (desconexión de carga RL).	65

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Resumen de proyectos de micro-redes en el mundo [4].....	19
Tabla 2.1 Estados de interruptores para inversor trifásico.	35
Tabla 2.2 Vectores de estados para IGBTs.....	35
Tabla 3.1 Especificaciones de panel solar.	47
Tabla 3.2 Especificaciones del arreglo solar.	48
Tabla 3.3 Parámetros del convertidor CC–CC.	49
Tabla 3.4 Parámetros del algoritmo MPPT P&O.	49
Tabla 3.5 Parámetros del filtro RL de red eléctrica.....	49
Tabla 3.6 Parámetros de controladores digitales.	55
Tabla 3.7 Parámetros de controlador predictivo.	59
Tabla 3.8 Parametros de controladores PI digitales hallados iterativamente.	60
Tabla 3.8 Rizado de corrientes y voltajes.....	65
Tabla 3.9 Lista de precios de equipos.	66

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Descripción del problema

Históricamente la generación de energía eléctrica a gran escala se ha basado en instalar plantas cerca a fuentes primarias de energía, como centrales hidroeléctricas cerca de cuencas de grandes ríos, sin embargo, este esquema muestra desventajas cuando las centrales están muy alejadas de los consumidores de energía, lo que implica pérdidas de voltaje debido a las líneas de distribución y el uso de infraestructura costosa como son las subestaciones. En varios sectores de la costa ecuatoriana, algunas fincas de producción agrícola están ubicadas muy remotamente en sitios donde la acometida de energía eléctrica más cercana queda a varios kilómetros y por esto, varios sistemas de riego utilizan bombas con motores diésel, produciendo contaminación al medio ambiente. En los últimos años, la demanda y aceptación de las plantas fotovoltaicas ha aumentado constantemente en Ecuador, debido a su ventajosa ubicación geográfica. El diseño de las micro-redes, alimentadas con energía solar, surge para brindar una solución a estos sitios remotos, además de satisfacer el incremento progresivo de la demanda de energía eléctrica de los usuarios.

1.2 Justificación del problema

Actualmente, varias fincas están interesadas en reducir los costos mensuales de la planilla de energía eléctrica. El directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (Arconel) aprobó, a fines de octubre de 2018, una normativa para viabilizar la microgeneración con radiación solar. Mediante esta iniciativa, varios usuarios, cuyo consumo de energía sea alto, podrán instalar paneles solares para cubrir su demanda [1].

Las ventajas de usar paneles solares son, por un lado, el ahorro energético y de combustibles, y por otra parte son amigables con el ambiente. El principal

costo es la instalación de la infraestructura necesaria para hacer uso de este recurso de energía renovable, que ronda aproximadamente entre USD 700 a 950 por metro cuadrado, aunque este precio se reduce cuanto mayor sea el área de instalación a realizar.

Este proyecto busca aprovechar el recurso fotovoltaico inagotable en una finca con la instalación de un sistema de paneles solares, junto con convertidores electrónicos de potencia. De esta forma, se lograría elevar y convertir el voltaje obtenido de varios paneles, de continuo a alterno, y así entregar energía eléctrica a la red y alimentar uno o varias cargas trifásicas.

Cabe mencionar que esto lograría un ahorro a largo plazo, debido que se eliminarían los recursos que necesitaría una bomba que consume diésel. No hay que olvidar que un sistema con paneles solares necesita dos mantenimientos al año, a una inversión aproximada de USD 35, cada uno [2].

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Diseñar un sistema de control de una micro-red eléctrica conformada por convertidores de potencia y paneles solares, empleando métodos de control avanzado para garantizar la calidad de energía a varias cargas trifásicas.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Examinar los datos de irradiancia solar del Cantón El Triunfo para la instalación correcta de varios paneles solares.
- Obtener el modelo matemático del sistema, incluyendo los convertidores electrónicos de potencia y la red eléctrica de la zona.
- Diseñar un controlador digital y un controlador predictivo para manipular el voltaje entregado por la micro-red.
- Realizar un análisis comparativo del desempeño de los controladores utilizados en la micro-red, para seleccionar el más apropiado.

1.4 Escenario específico

1.4.1 Actualidad de las micro-redes

Se entiende a una micro-red como "un grupo localizado de fuentes y cargas eléctricas que operan normalmente conectadas a una entidad única controlable y de forma sincronizada con la red pública convencional, pero pueden desconectarse y ser operadas independientemente de acuerdo con las condiciones físicas y/o económicas" [3]. Esto se logra utilizando tecnología digital y favoreciendo la integración de fuentes de energía renovable, como es el caso de este proyecto. Una arquitectura simple de una micro-red se muestra en la figura 1.1, cuyos típicos componentes micro-generadores suelen ser paneles solares, turbinas eólicas, o micro-turbinas entre otros, junto con baterías de litio o plomo ácido, por ejemplo, para el almacenamiento de energía y cargas que podrían tener calidad de suministro eléctrico.

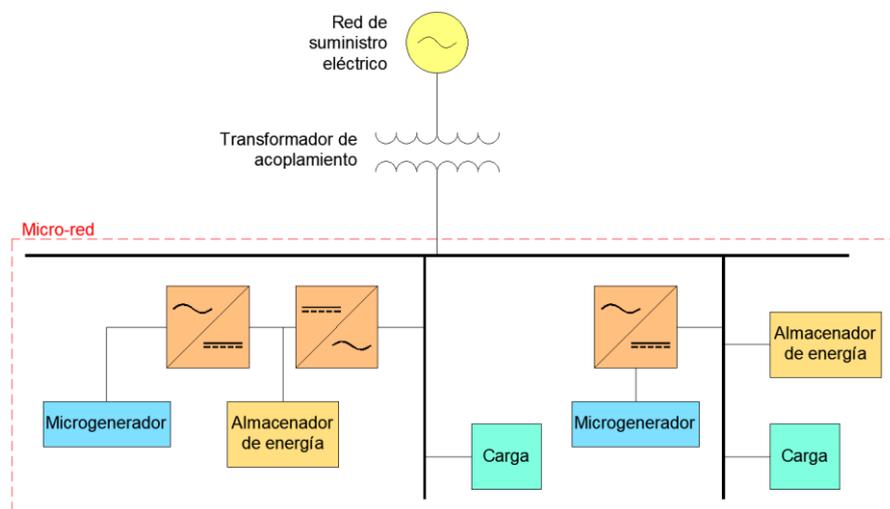


Figura 1.1 Arquitectura simple de una micro-red [3].

Es importante destacar que para que la micro-red esté completa, se necesita instalar interruptores como puntos de conexión a la red de suministro eléctrico, protecciones de cortocircuito ante fallas y controladores capaces de comunicarse mediante protocolos de comunicaciones para sistemas eléctricos, como por ejemplo IEC-61850 y DNP3 que son basados en Ethernet.

Debido a varias ventajas que ofrecen las micro-redes, existen varias implementaciones o experimentos activos alrededor del mundo para comprender mejor el funcionamiento de las micro-redes, analizando diferentes tecnologías, y topologías, para diferentes propósitos. Algunos de los experimentos se llevan a cabo con fines puramente de investigación y desarrollo, mientras que otros se implementan en redes aisladas. Dado que el concepto de micro-red es muy versátil, las condiciones del experimento y los objetivos tienen un alcance muy amplio.

El primer proyecto en la unión europea fue llevado a cabo por la Universidad Politécnica Nacional de Atenas con el objetivo de investigar la dinámica de generadores en micro-redes y desarrollar estrategias de control para arranques de generadores de emergencia, mientras que, en países asiáticos como Japón y Corea, se motivaba el uso de recursos de energías renovables, como paneles solares y turbinas eólicas [3]. Estas implementaciones de micro-redes seguían el esquema de una arquitectura básica, sin embargo, en EE. UU. se creó un consorcio de varias empresas que se motivaron a implementar la conexión de micro-redes con la red eléctrica mediante tiristores con el objetivo de facilitar conexión a una gran cantidad de pequeños generadores [3]. Actualmente en Australia no existen proyectos pilotos de micro-redes, no obstante, se tiene un gran potencial para la investigación mediante pruebas que es impulsado por el gobierno australiano.

Un detalle exhaustivo sobre algunos proyectos de micro-redes implementados alrededor del mundo se muestra en la tabla 1.1, donde se indica su ubicación, año de ejecución, capacidad, tipo de corriente y suministro. Además, el tipo de control, almacenamiento y protocolos de comunicaciones como por ejemplo por línea eléctrica, Ethernet y Canbus se indican en columnas separadas [4].

Tabla 1.1 Resumen de proyectos de micro-redes en el mundo [4].

Año	Nombre	País	Capacidad (MW)	Tipo de Corriente	Tipo de Suministro	Control	Almacenamiento	Comunicación
2002	DeMoTec Testbed	Alemania	0.2	CA	Diésel	Basado en agentes	Baterías	Ethernet
2004	NTUA Microgrid	Grecia	0.01	CA	Eólica	Basado en agentes	Baterías	Línea eléctrica
2005	Aichi Microgrid	Japón	1.2	CA	Biogas	Centralizado	Baterías	Línea eléctrica
2005	Boralex Plant	Canadá	31	CA	Mareomotriz	Descentralizado	-	-
2006	CESI RICERCA DER	Italia	0.5	CC	Diésel	Centralizado	Baterías, batería inercial	Línea eléctrica
2008	Boston Bar – BC Hydro	Canadá	15	CA	Diésel	Descentralizado	-	-
2009	CERTS	EE. UU.	0.2	CA	Gas	Descentralizado	Baterías	Ethernet
2010	UT Austin	EE. UU.	5	CA	Diésel	Descentralizado	Batería inercial	-
2011	MSEDCL at Wani Area Microgrid	India	18.5	CA	Biomasa	Descentralizado	-	Línea eléctrica
2011	UT Compiègne	Francia	0.01	CC	Fotovoltaica	Descentralizado	Baterías	Línea eléctrica
2012	Universidad de Sevilla	España	0.01	CA	Fotovoltaica	Descentralizado	Baterías	Canbus
2013	Hawaii Hydrogen Power Park	EE. UU.	0.03	CC	Fotovoltaica, eólica y celdas de combustible	Centralizado	Baterías	-
2020	Agromin La Bonita	Perú	1	CA	Fotovoltaica	Descentralizado	-	-

1.4.2 Energía solar en Ecuador

Gracias a la tecnología enfocada en el efecto fotoeléctrico y al aprovechamiento de la radiación electromagnética proveniente del sol se puede obtener energía fotovoltaica, siendo éste un recurso renovable, inagotable y amigable.

La figura 1.2 muestra un mapa de la irradiancia solar global presentado en W/m^2 , hallado con datos de radiación solar, temperatura del aire, velocidad del viento y humedad. Como se puede apreciar, la ubicación de Ecuador es idónea, porque permite aprovechar óptimamente el recurso solar, debido a que la radiación es casi perpendicular, invariable anualmente y con un ángulo de incidencia constante.

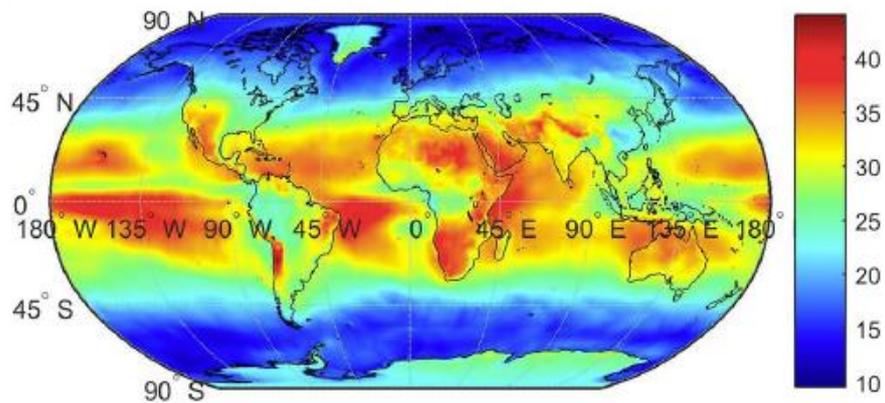


Figura 1.2 Mapa solar de irradiancia promedio anual en 2019 [5].

En 2019, el nivel de radiación promedio fue de $4.5 \text{ KWh}/m^2$ diarios, según el Atlas Solar del Ecuador, elaborado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), como muestra la figura 1.3, que identifica que las zonas que reciben radiación mayor que $6 \text{ KWh}/m^2$ diarios son Loja y las islas Galápagos. Sin embargo, tampoco hay que descartar otras zonas, como el centro del país, el Oriente y sobre todo la provincia del Guayas [6].

En los últimos 12 años, el nivel de radiación promedio se ha mantenido; sin embargo, los valores máximos de radiación han aumentado. En 2008, el nivel máximo fue de $5.7 \text{ KWh}/m^2$ diarios. El aumento se debe a los efectos del cambio climático, gases de efecto invernadero y poca humedad

existente en algunas superficies, siendo Carchi, Imbabura, Pichincha, Azuay y Loja las provincias más afectadas. Para el país, el reto consiste en planificar la matriz energética que permita incrementar la capacidad fotovoltaica instalada en las centrales de generación, en los sistemas conectados a red y/o sistemas aislados, como es el caso de este proyecto final de titulación.

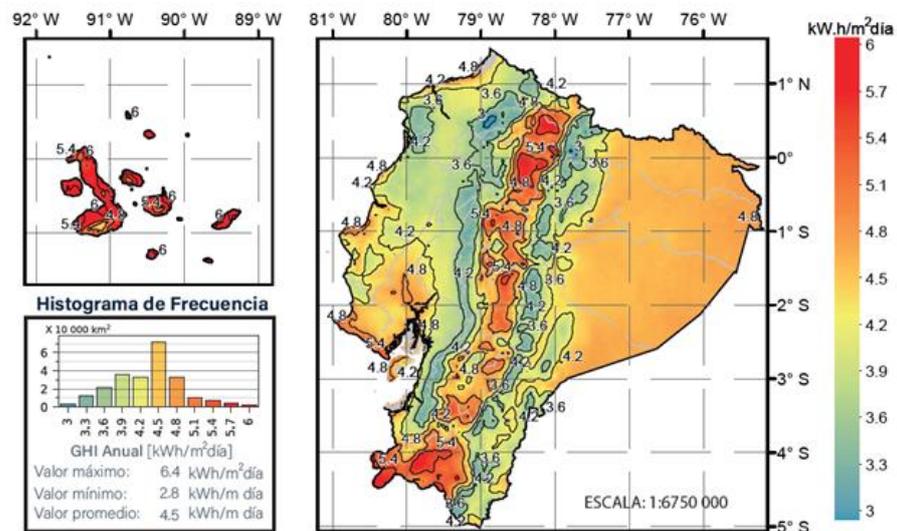


Figura 1.3 Mapa solar de radiación solar anual de Ecuador en 2019 [6].

Aunque en realidad, la producción de energía fotovoltaica es muy pequeña, comparada con los demás tipos de energía renovable (biomasa, biogás, eólica e hidráulica) y no renovable (MCI, turbovapor y turbogas). Hasta abril de 2020 se registra una producción fotovoltaica de 37.04 GWh, equivalente a un 0.12% del total de la energía generada, aunque la energía renovable abarca al 78.89% de producción [7].

Adicionalmente con los datos del Balance Nacional de Energía Eléctrica (BNEE) se puede analizar la potencia efectiva de generación eléctrica en el país hasta abril del presente año; estos indican que se ha entregado una potencia fotovoltaica de 26.74 MW equivalente al 0.33% de capacidad suministrada [7].

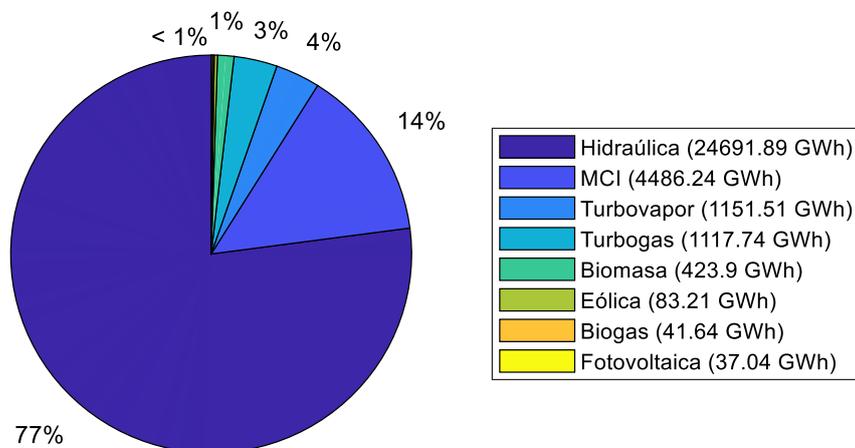


Figura 1.4 Producción de energía e importaciones hasta abril de 2020 [7].

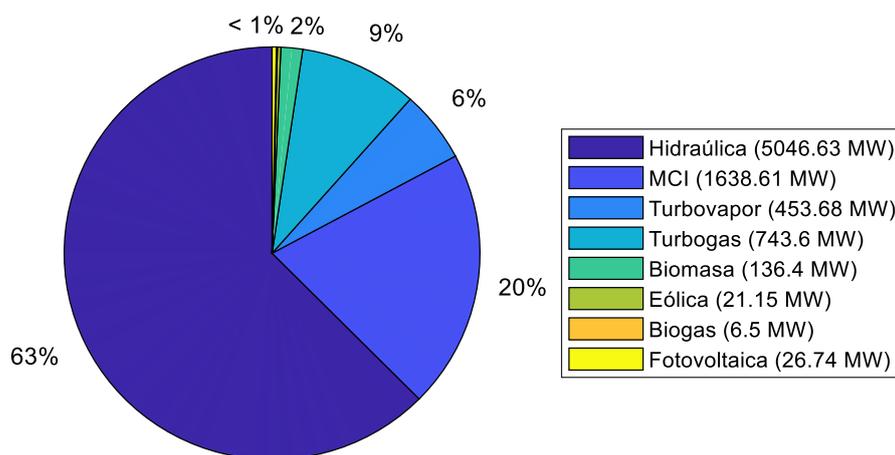


Figura 1.5 Capacidad efectiva en MW hasta abril de 2020 [7].

A pesar de que la producción de energía fotovoltaica es pequeña en el país, se tiene un incentivo para un mayor uso; de hecho, según el Banco Central del Ecuador, desde el 11 de agosto de 2020, la Iniciativa de Finanzas Sostenibles del Ecuador inició la construcción del Pacto por las Finanzas Sostenibles con el fin de impulsar la acción conjunta de instituciones públicas y privadas.

Hasta el 2019, este recurso renovable ha sido utilizado en varias aplicaciones como, por ejemplo:

- Fotorradars pequeños en carreteras, desde el 2014, para ayudar con la reducción de velocidad y alertar a los conductores sobre la velocidad de recorrido en sus vehículos.
- El abastecimiento de energía eléctrica a varias familias del proyecto “Cero viviendas sin luz”, que inició en 2014, y están ubicados en la parroquia de Lloa, localizada en Pichincha [8].
- Proyectos en instituciones académicas, como el proyecto híbrido solar-eólico, en el edificio del rectorado de la ESPOL, donde se tienen 10 paneles solares con una capacidad instalada de 1.1 KW.
- Temperación de agua en piscinas semiolímpicas, en clubes deportivos de natación, con colectores solares, donde se recircula el agua con ayuda de un panel electrónico que controla una válvula motorizada y la bomba propia de la piscina.
- El empleo de secadores solares para las frutas piña y mamey, en Manabí, donde la humedad en la fruta varía proporcionalmente con la irradiación solar [9].
- La central fotovoltaica Paragachi localizada en Imbabura. Esta es la primera central del país, conformada por 4160 paneles solares con una extensión de 3.5 hectáreas y que aporta aproximadamente 998 KW a la red estatal [10].

1.4.3 Generación distribuida

Una de las características importantes de las micro-redes es su comportamiento como pequeños centros de generación distribuida. Este concepto engloba la generación eléctrica mediante instalaciones pequeñas, desde centrales de 3 KW hasta 10 MW, de forma que se puedan integrar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico con mayor capacidad. La generación distribuida tiene diversas ventajas tales como:

- Reducción de emisiones por algunas tecnologías de generación distribuida junto con beneficios medioambientales.

- Fiabilidad especialmente en zonas con apagones frecuentes o en lugares remotos.
- Reducción de pérdidas eléctricas en transmisión y distribución.
- Ahorro monetario debido a la reducción de la demanda.

Un esquema de generación distribuida se puede apreciar en la figura 1.6, donde el sistema eléctrico está formado por varios micro-generadores, por ende, en el caso de presentarse un problema en cualquiera de ellos, los demás generadores seguirán suministrando energía eléctrica obteniendo así un servicio continuo.

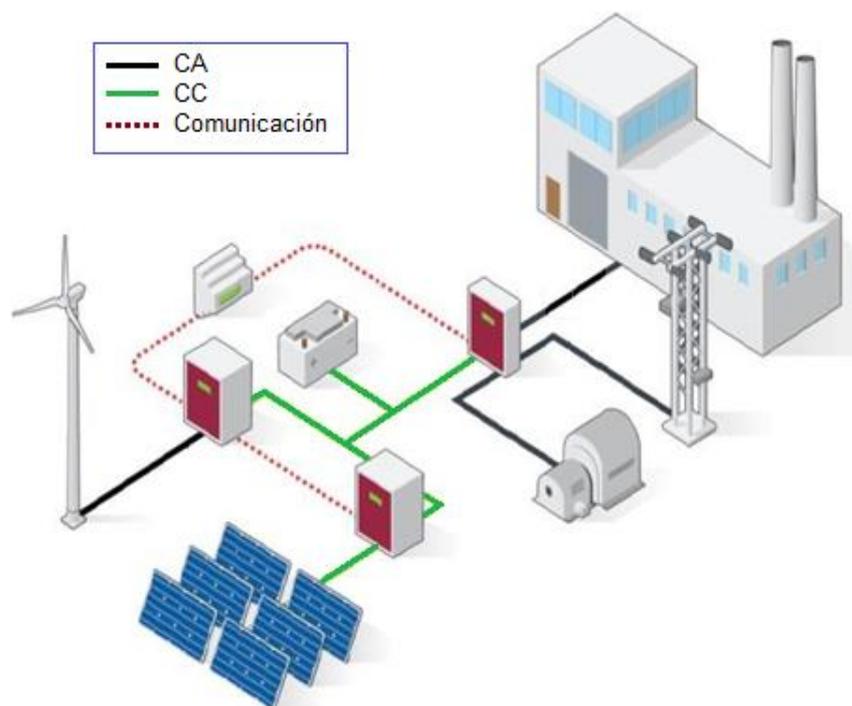


Figura 1.6 Esquema de generación distribuida.

Muy aparte de que exista la motivación para el surgimiento de la generación distribuida, ya sea a partir de experiencias internacionales o de las condiciones climáticas en Ecuador, el desarrollo eficiente de la generación distribuida requiere que las regulaciones proporcionen los incentivos adecuados en los marcos jurídicos, técnicos y económicos. Aún se necesita la postulación y claridad de normativas especiales para una mejor

integración de las micro-redes, y principalmente en la regulación de generación eléctrica con energías renovables no convencionales [11]. A pesar de que la CONELEC ha emitido varias regulaciones, la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica no especifica claramente los aspectos para que pequeños emprendimientos fotovoltaicos puedan producir energía para consumo propio y los excedentes para la comercialización a través de la red eléctrica [12].

Otro aspecto importante para el desarrollo de la generación distribuida son las condiciones para conexión en la transmisión, que suelen ser complejas. Se analizan las conexiones con cuadros de prioridades, como el mostrado en la figura 1.7, sobre todo si las conexiones a baja y media tensión implican inyecciones a la red, tomando también en cuenta un respaldo de seguridad razonable en la implementación de la micro-red [12].

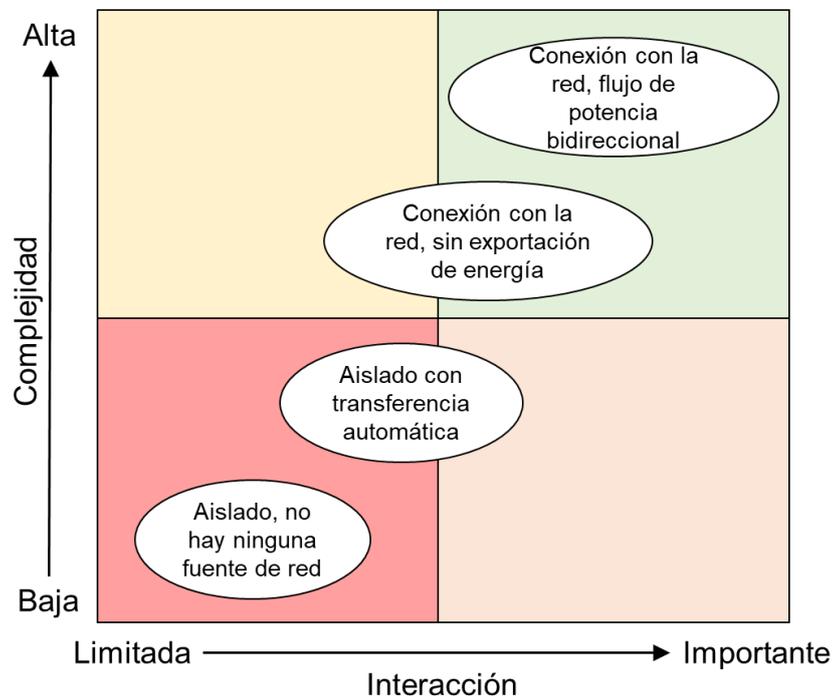


Figura 1.7 Complejidad e interacción entre la generación distribuida y el sistema eléctrico de potencia [12].

CAPÍTULO 2

2. ESTADO DEL ARTE

El enfoque de este proyecto es cuantitativo debido a su metodología secuencial y probatoria; sus etapas se detallan a continuación:

- Analizar los datos de irradiancia solar de la zona en donde se realizará la instalación del sistema fotovoltaico.
- Investigar los parámetros de los componentes del sistema, tales como los paneles solares y las características nominales de la red eléctrica.
- Diseñar el circuito de fuerza del sistema que contiene los convertidores CC-CC, CC-CA, y filtro de red.
- Modelar matemáticamente los sistemas electrónicos basados en convertidores de potencia y conectados a la red eléctrica.
- Simular y comparar los resultados de los controladores, digital y predictivo, tomando como base los modelos matemáticos obtenidos.

Preliminarmente, se tiene el siguiente diagrama de bloques del sistema donde se emplean los componentes de fuerza, control y medición mencionados:

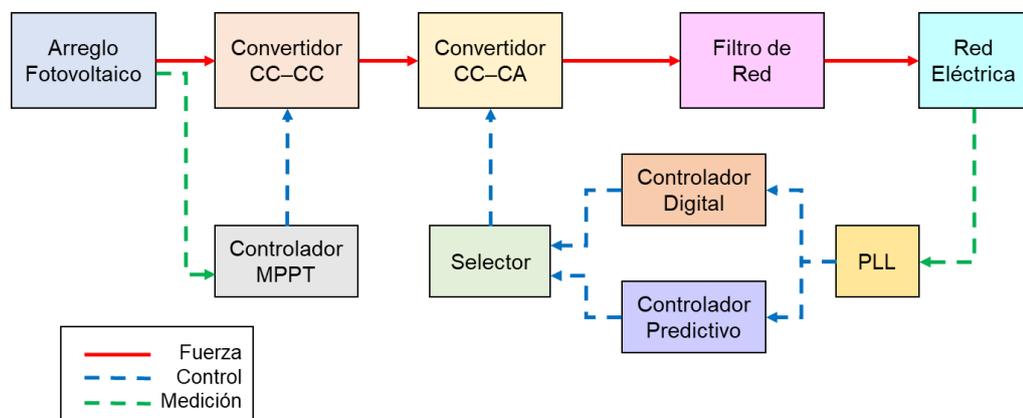


Figura 2.1 Diagrama de bloques de implementación de la micro-red.

2.1 Paneles y arreglos solares

Las celdas solares, hechas de materiales semiconductores, son las encargadas de convertir la luz en electricidad, y pueden representarse por el circuito equivalente de la figura 2.2 que tiene una fuente de corriente I_{PH} , foto generada por la radiación solar incidente, en paralelo con un diodo D . Sin embargo, debido a varios factores no lineales, se incluyeron una resistencia en serie R_s y una resistencia en paralelo R_{sh} que representan a la resistencia interna del material al flujo de corriente [13].

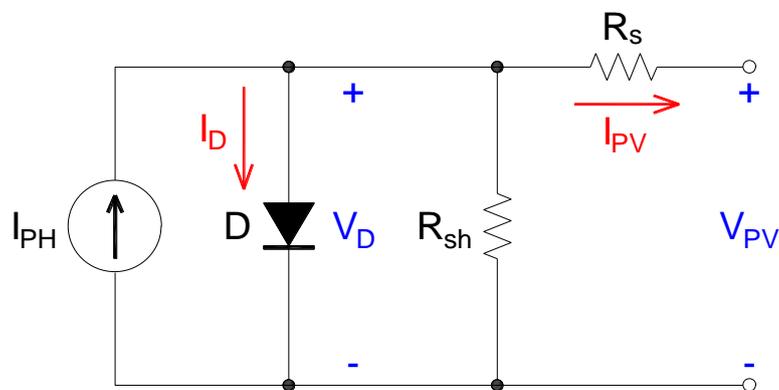


Figura 2.2 Circuito equivalente de una celda solar.

Se considera que la corriente I_D sea hallada por su ecuación característica, donde I_0 es la corriente de saturación inversa, q es la carga de un electrón, k es la constante de Boltzmann, A_n es el factor de idealidad y T_c es la temperatura de la celda:

$$I_D = I_0 \left[e^{\left(\frac{qV_D}{kA_n T_c} \right)} - 1 \right] \quad (2.1)$$

Donde el voltaje V_D corresponde a:

$$V_D = V_{PV} + R_s I_{PV} \quad (2.2)$$

La expresión hallada de la corriente I_{PV} de la celda solar es:

$$I_{PV} = I_{PH} - I_D - \frac{V_D}{R_{sh}} \quad (2.3)$$

Con las expresiones previas y considerando que la eficiencia de una celda solar generalmente no es afectada con variaciones en R_{sh} debido a impurezas en el silicio, se puede asumir que $R_{sh} \approx \infty$ [13] y la corriente I_{PV} sería:

$$I_{PV} = I_{PH} - I_O \left[e^{\left(\frac{q(V_{PV} + R_s I_{PH})}{kA_n T_c} \right)} - 1 \right] \quad (2.4)$$

Los paneles solares son un conjunto de celdas solares, protegidas ambientalmente, alambradas y unidas mecánicamente para ser instaladas en campo, sin embargo, para la generación de un nivel más alto de energía se necesitó implementar un arreglo solar que consiste en un conjunto de paneles solares conectados en serie, paralelo o mixto. El dimensionamiento de un arreglo solar depende de las condiciones de máxima potencia de los paneles solares y es por esto que se lo detallará en la sección 2.3. En la práctica, se estila utilizar cajas combinadoras fotovoltaicas para juntar la salida de varios paneles solares, logrando así optimizar el cableado y facilitar el mantenimiento.

2.2 Circuito de fuerza de la micro-red

Como se muestra en la figura 2.3, se consideró como elemento primario en el circuito de la micro-red un arreglo solar, que alimentará a un convertidor de potencia CC-CC, tipo elevador, luego a un convertidor de tipo CC-CA, por último, a un filtro de red resistivo-inductivo (RL) para suministrar un voltaje limpio a la red eléctrica trifásica. Cabe mencionar que se utilizarán capacitores C_{pv} y C_{dc} para minimizar el rizado de los voltajes continuos dentro del circuito.

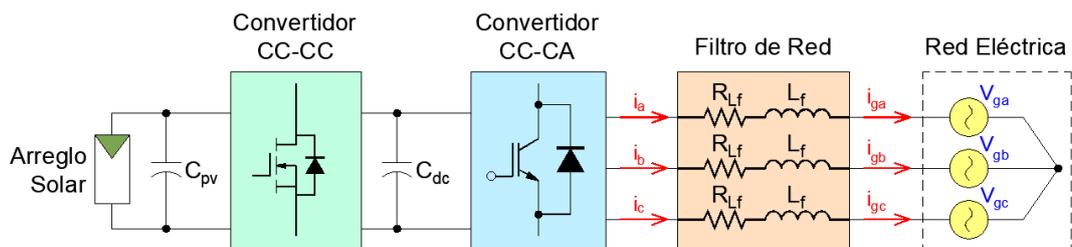


Figura 2.3 Circuito de fuerza completo de la micro-red.

Como la calidad de la energía de la red eléctrica se ve afectada por la calidad de la corriente entregada por la micro-red, se procedió a diseñar un filtro RL para mitigar armónicos producidos por el convertidor CC-CA, y también para reducir el THD, teniendo en cuenta la potencia P_n entregada por la micro-red, el voltaje entre línea y línea V_n y frecuencia f . El diseño de este filtro depende del cálculo de su inductancia base, que se debe realizar por fase y a partir de la impedancia base según [14]:

$$Z_{base} = \frac{V_n^2}{P_n / 3} \quad (2.5)$$

$$L_{base} = \frac{Z_{base}}{2\pi f} \quad (2.6)$$

Luego considerando un rizado de corriente, típicamente del 10%, y que el valor de la resistencia sea 25 veces mayor que el de la inductancia, las componentes del filtro serían [14]:

$$L_f = 0.1 \frac{V_n^2}{2\pi f (P_n / 3)} \quad (2.7)$$

$$R_{L_f} = 25 |L_f| \quad (2.8)$$

El diseño y estrategia de control de los convertidores electrónicos de potencia CC-CC y CC-CA se los detallará en las secciones 2.4 y 2.5 respectivamente.

2.3 Seguimiento de punto de máxima potencia

Se implementó el algoritmo seguimiento de punto de potencia máxima (MPPT) al circuito de disparo del convertidor CC-CC para ajustar continuamente la impedancia observada por el arreglo solar, pudiendo mantener su funcionamiento en el punto de máxima potencia (MPP), o cercano al mismo.

Un ejemplo del comportamiento no lineal de la corriente y potencia de paneles solares se muestra en la figura 2.4, donde se indicaron los valores en MPP, y también, los valores de circuito abierto y cortocircuito. Estos datos eléctricos

de los paneles suelen aplicarse a condiciones de prueba estándar con una irradiancia solar de 1000 W/m^2 y una temperatura de celda de 25°C .

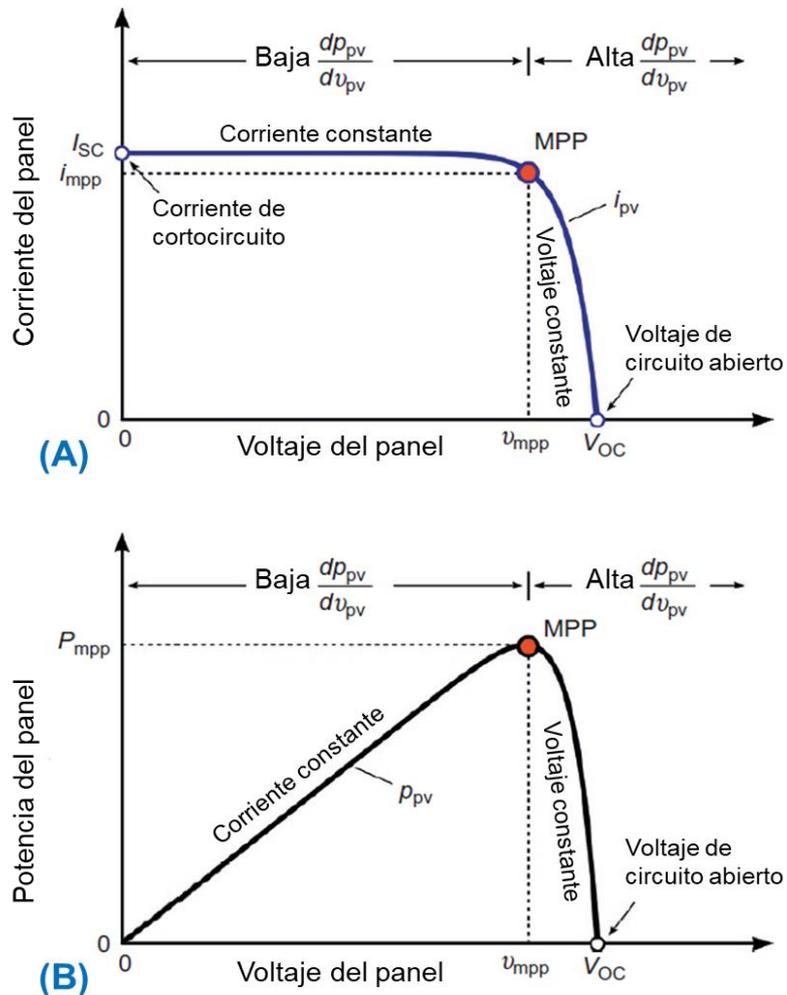


Figura 2.4 Corriente vs. Voltaje y Potencia vs. Voltaje de un panel solar[15].

Estos parámetros eléctricos en MPP, indicados en la hoja de datos de los fabricantes de paneles solares, serán útiles para el dimensionamiento del arreglo solar, ya que considerando una cantidad N_s de paneles en serie conectados a una cantidad N_p en paralelo, la potencia solar entregada por el arreglo sería:

$$P_{MPP} = (N_s V_{MPP})(N_p I_{MPP}) \quad (2.9)$$

En la práctica, el algoritmo más utilizado es un MPPT de búsqueda extrema llamado "perturbar y observar" (P&O). A partir de las mediciones de v_{pv} e i_{pv} , en un instante k , este método intenta alcanzar el MPP mediante

perturbaciones de voltaje haciendo ligeros cambios en su punto de operación y compara los valores nuevos de potencia con los previos, ajustando así el ciclo de trabajo del convertidor CC–CC hasta alcanzar las condiciones deseadas [15]. Su ajuste se hizo de acuerdo con el diagrama de flujo mostrado en la figura 2.5.

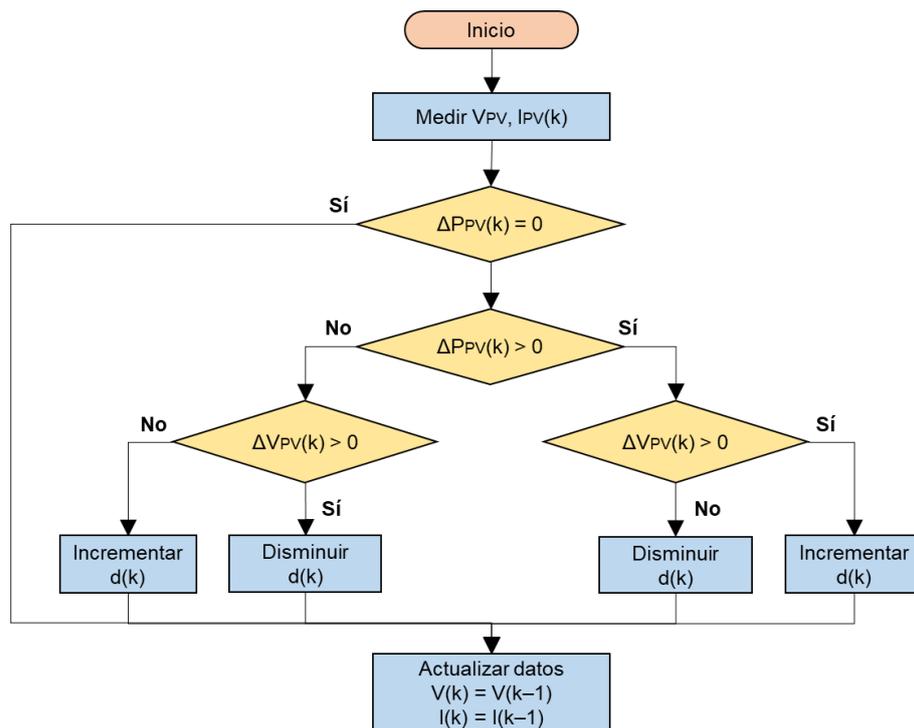


Figura 2.5 Diagrama de flujo para algoritmo MPPT de P&O [15].

2.4 Convertidores electrónicos de potencia: CC–CC

Los convertidores CC–CC suministran la energía que convierten de una fuente de CC con un nivel de voltaje a otro, con ayuda de inductores y capacitores, siendo éstos de dos tipos: lineales o conmutados. Típicamente, se consideran convertidores conmutados por su eficiencia, su dimensionamiento de componentes pasivos pequeños y su capacidad de almacenar energía para obtener voltajes menores, o mayores, que el voltaje de alimentación. Pueden clasificarse en tres tipos dependiendo de la relación entre niveles de voltaje en la entrada y salida: reductores, elevadores y reductores–elevadores.

Se escogió como convertidor CC–CC a un convertidor elevador porque brinda un voltaje mayor que el máximo V_{MPP} entregado por el arreglo solar, siendo este su voltaje de entrada, y su circuito se muestra en la figura 2.6.

Una ventaja que se presenta es que los cambios en I_{PV} son suaves debido al inductor en la entrada, sin embargo, el voltaje de salida siempre estará troceado debido a D_o en condiciones nominales que se calculó según [16]:

$$D_o = 1 - \frac{V_{MPP}}{V_{dc}} \quad (2.10)$$

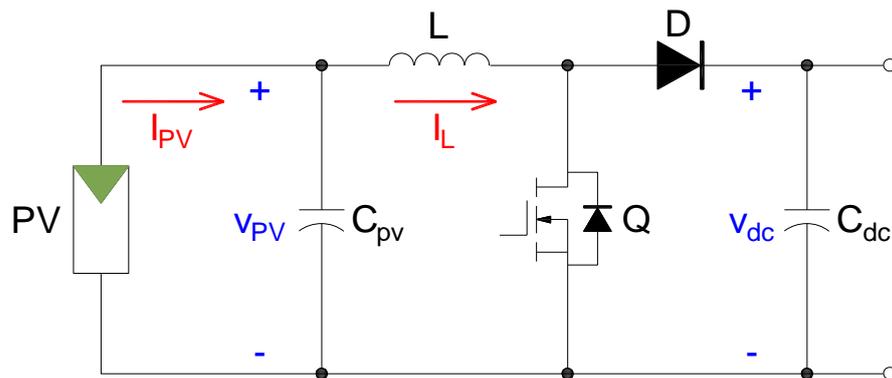


Figura 2.6 Circuito de convertidor elevador para interfaz solar.

Para determinar los valores de los componentes del convertidor, se considera un valor suficientemente grande de la frecuencia de conmutación del convertidor f_{sw1} , para que no sean tan costosos. Además, se desea que el convertidor opere en modo de conducción continua, o bien, que la corriente del inductor no se anule en ningún momento, por lo tanto, el valor mínimo de L se calcula por [16]:

$$L_{\min} = \frac{D_o(1 - D_o)^2 V_{dc}^2}{2f_{sw1} P_n} \quad (2.11)$$

Una buena práctica para el diseño fue utilizar capacitores de salida con resistencias pequeñas para minimizar el rizado en V_{dc} , que suele ser entre 1%

a 5%. En caso de un porcentaje de rizado específico, el valor mínimo de C_{dc} se calcula por [16]:

$$C_{dc\min} = \frac{D_o P_n}{\left(\frac{\Delta V_{dc}}{V_{dc}}\right) V_{dc}^2 f_{SW1}} \quad (2.12)$$

Fue necesario que el capacitor a la entrada sea determinado para filtrar el rizado obtenido en el acoplamiento con i_{PV} , evitando también cambios bruscos de v_{PV} . Teniendo en cuenta las variaciones Δi_{pv} y Δv_{pv} , a la salida del arreglo solar, el valor mínimo de C_{pv} se calcula según [17]:

$$C_{pv\min} = \frac{\Delta i_{pv}}{8 \Delta v_{pv} f_{SW1}} \quad (2.13)$$

Para reducción de pérdidas se suelen utilizar diodos Schottky, e incluso estos diodos tienen un pico de corriente mayor que el rango promedio, por lo que no se presentarían problemas.

2.5 Convertidores electrónicos de potencia: CC–CA

Esos convertidores, llamados también inversores, son los componentes más importantes de la micro–red debido a su capacidad de extraer tanta CC del sistema y convertirla en CA, con valores de voltaje y frecuencia requeridos para alimentar una o varias cargas. Sus principales parámetros son el voltaje nominal de entrada, la potencia nominal de salida, la capacidad de sobrecarga, la eficiencia y el tipo de carga ya sea monofásica o trifásica.

La figura 2.7 muestra la configuración típica de un inversor trifásico de tres ramas que suele utilizarse para potencias mayores que 5 KW. Existe un tipo de inversor con cuatro ramas con neutro, sin embargo, este tipo de inversor no se consideró debido a que la red eléctrica es balanceada. En este caso, el voltaje de entrada proviene del convertidor CC–CC, mientras que la regulación de su salida se realiza con la técnica de modulación por control vectorial (SVPWM) a los transistores bipolares de puerta aislada (IGBTs) Q1 a Q6.

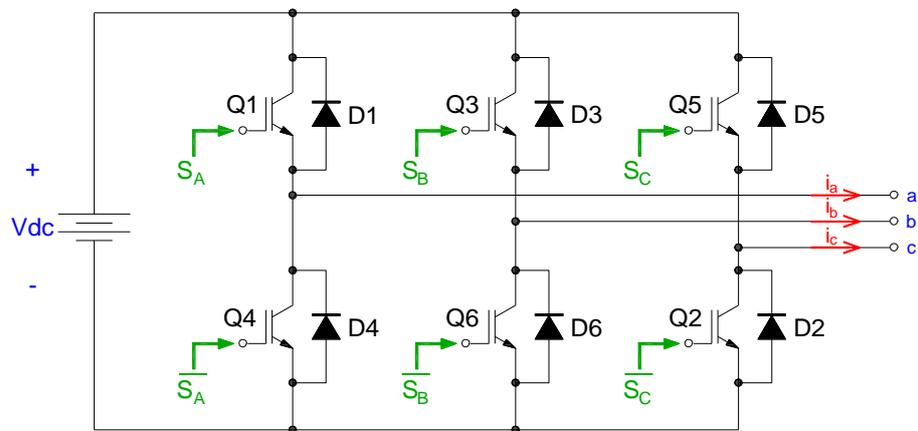


Figura 2.7 Circuito de inversor trifásico.

Como los IGBTs trabajan en zona de conmutación, la señal obtenida del inversor es cuadrada justificando así el uso del filtro de red RL cuyas pautas de diseño se indicaron en la sección 2.2.

La modulación SVPWM es ampliamente utilizada en inversores trifásicos, debido a que optimiza el uso del voltaje V_{dc} , minimiza el contenido armónico generado y disminuye las pérdidas de conmutación en los IGBTs [18]. En esta técnica se respetan las siguientes condiciones:

- Tres de los IGBTs deben estar encendidos y los restantes apagados.
- Los IGBTs superiores son manejados por las señales S_A , S_B , S_C , mientras que los inferiores son manejados por señales complementarias evitando cortocircuitos en la barra.

El vector de variables de conmutación tiene tres elementos, correspondientes a cada fase, y cada uno con dos estados posibles, ya sea abierto o cerrado, por lo tanto, se tienen ocho vectores $U_0, U_1, U_2, \dots, U_7$ que definen la conducta del inversor debido a las 2^3 combinaciones posibles. Un detalle exhaustivo de estos vectores con los estados de los IGBTs, junto con los voltajes línea a línea generados por el inversor, se indica en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Estados de interruptores para inversor trifásico.

Vector	Estado de IGBTs (A: Abierto, C: Cerrado)						Voltajes línea a línea		
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	V _{AB}	V _{BC}	V _{CA}
U ₀	A	A	A	C	C	C	0	0	0
U ₁	C	A	A	A	C	C	V _{dc}	0	-V _{dc}
U ₂	C	C	A	A	A	C	0	V _{dc}	-V _{dc}
U ₃	A	C	A	C	A	C	-V _{dc}	V _{dc}	0
U ₄	A	C	C	A	C	C	-V _{dc}	0	V _{dc}
U ₅	A	A	C	A	A	C	0	-V _{dc}	V _{dc}
U ₆	C	A	C	C	A	C	V _{dc}	-V _{dc}	0
U ₇	C	C	C	A	A	A	0	0	0

De manera general, el vector espacial de referencia se define por:

$$U_{ref} = \frac{2}{3} (v_A + v_B e^{j(2\pi/3)} + v_C e^{-j(2\pi/3)}) \quad (2.14)$$

Al reemplazar los valores para cada vector indicados en la tabla 2.1 se puede demostrar los valores de los ocho vectores mostrados en la tabla 2.2, donde se puede apreciar que seis vectores, desfasados 60°, que generan energía y dos nulos. Se identifican seis sectores mostrados en la figura 2.8 al representar los vectores activos y nulos en el plano complejo, con sus respectivas señales de control, y el principio de la modulación SVPWM es que el vector de referencia U_{ref} gire en estos sectores, en sentido antihorario con una frecuencia equivalente a la frecuencia de conmutación de los IGBTs [18].

Tabla 2.2 Vectores de estados para IGBTs.

Vector	U ₀	U ₁	U ₂	U ₃	U ₄	U ₅	U ₆	U ₇
Magnitud (V)	0	2V _{dc} /3	0					
Fase (°)	0	0	60	120	180	240	300	360

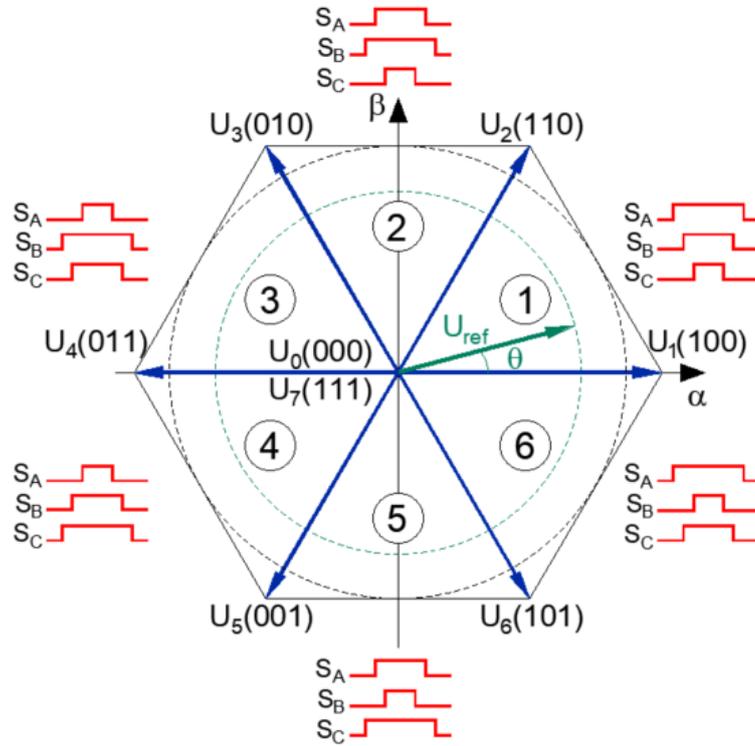


Figura 2.8 Espacios vectoriales para inversor trifásico [18].

El índice de modulación de amplitud se lo obtiene con la razón entre la magnitud del vector U_{ref} y la magnitud del vector de referencia máximo que a partir de la circunferencia límite con el hexágono en la figura 2.8 según [18]:

$$m_a = \frac{|U_{ref}|}{|U_{ref}|_{\max}} = \frac{|U_{ref}|}{\frac{\sqrt{3}}{2} \left(\frac{2V_{dc}}{3} \right)} = \frac{|U_{ref}|}{\frac{\sqrt{3}V_{dc}}{3}} \quad (2.15)$$

Para analizar la conmutación y secuencia del vector U_{ref} se tomará como ejemplo el sector 1 con sus vectores adyacentes U_1 y U_2 , y un vector nulo U_0 , además, esta síntesis se realiza a un tiempo de muestreo T_{sw} pequeño para que U_{ref} se mantenga constante.

En este método, el estado de U_1 estará activo durante un tiempo T_1 , U_2 durante un tiempo T_2 y el vector nulo durante un tiempo T_0 . Utilizando el método de voltios–segundos para el sector 1 se tiene según [18]:

$$U_{ref} T_{sw} = U_1 T_1 + U_2 T_2 + U_0 T_0 \quad (2.16)$$

Con esto, se puede concluir que el vector U_{ref} posee componentes proporcionales a U_1 y U_2 , y cuyo diagrama vectorial se ve en la figura 2.9.

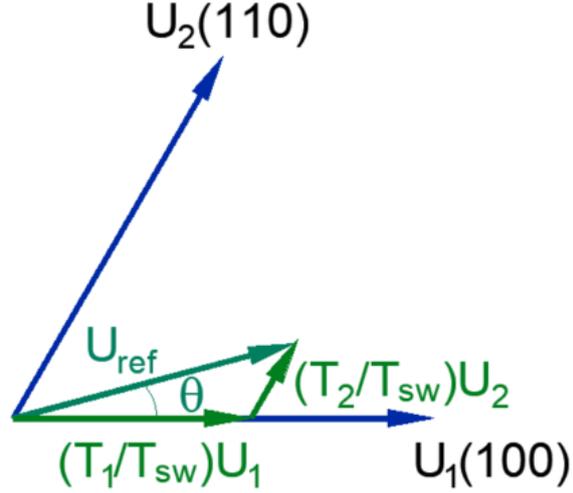


Figura 2.9 Determinación de tiempos de estado [18].

A partir de las componentes del vector U_{ref} , y considerando la ecuación (2.15) se pueden determinar los tiempos de estado según [18]:

$$T_1 = T_{sw} m_a \sin\left(\frac{\pi}{3} - \theta\right) \quad (2.17)$$

$$T_2 = T_{sw} m_a \sin(\theta) \quad (2.18)$$

$$T_0 = T_{sw} - T_1 - T_2 \quad (2.19)$$

Generalmente, los tiempos de muestreo para cada sector pueden ser determinados por las ecuaciones (2.20) y (2.21), siendo n el sector [18].

$$T_1 = T_{sw} m_a \sin\left(\frac{n}{3} \pi - \theta\right) \quad (2.20)$$

$$T_2 = T_{sw} m_a \sin\left(\theta - \frac{n-1}{3} \pi\right) \quad (2.21)$$

A pesar de que no haya un método sistemático para la secuencia de U_{ref} , las condiciones se cumplen considerando:

- El tiempo T_z para del vector nulo U_z , ya sea U_1 o U_7 , puede dividirse y distribuirse al inicio y al final del periodo de conmutación T_{sw} .

- Los tiempos T_1 y T_2 se distribuyen simétricamente.
- La secuencia U_z, U_n, U_{n+1}, U_z cuando el sector es impar.
- La secuencia U_z, U_{n+1}, U_n, U_z cuando el sector es par.

En la figura 2.10 se muestra el patrón de conmutación de las señales de disparo S_A , S_B y S_C para cada sector.

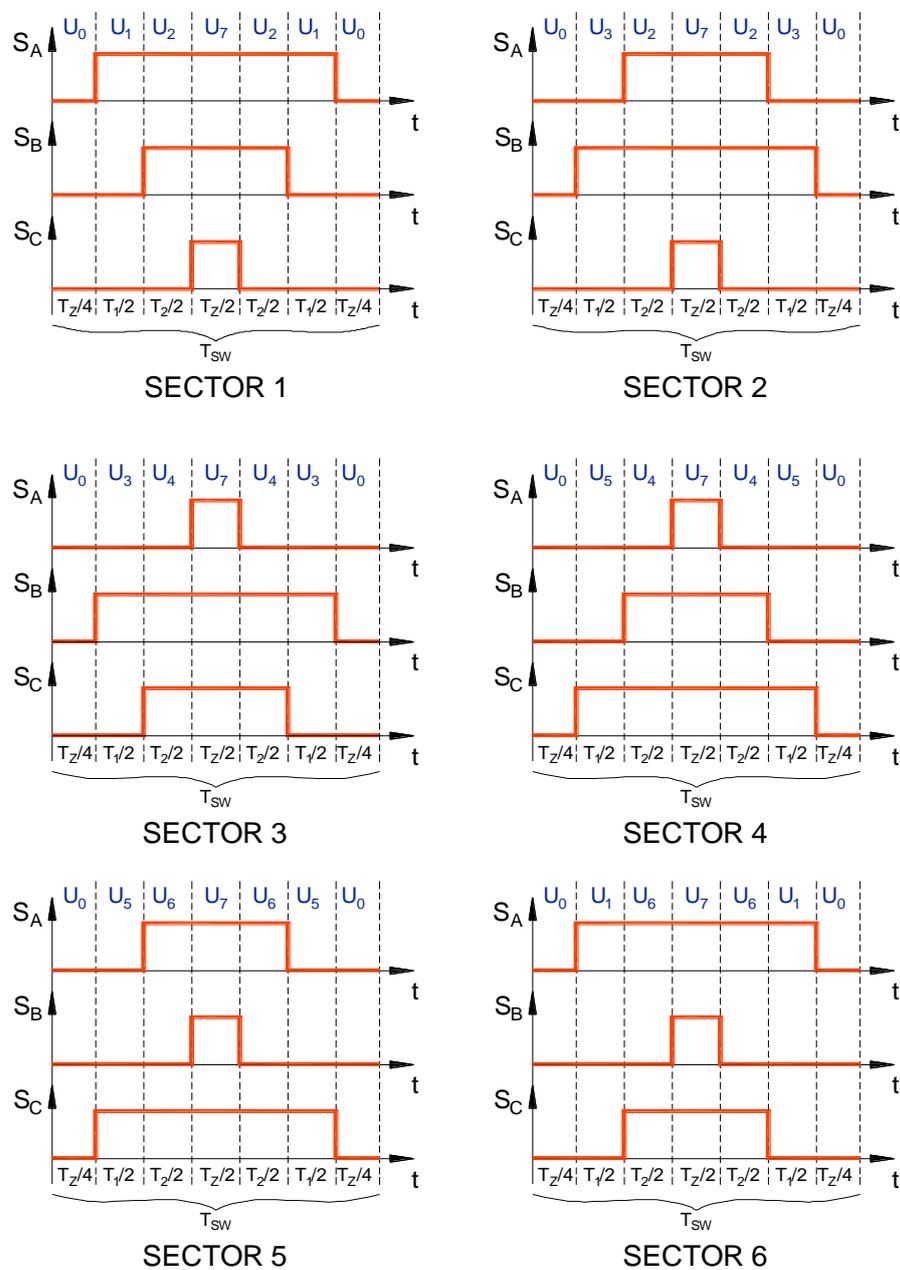


Figura 2.10 Síntesis del vector U_{ref} en cada sector con SVPWM [18].

2.6 Técnicas de control en micro-redes

Para cualquier tipo de control empleado en micro-redes se necesita realizar una sincronización con la red eléctrica, y para esto, se debe complementar el análisis para un vector de referencia de voltaje V_{ref} , porque debe ser transformado a un marco de referencia giratorio ortogonal mediante:

- La transformada de Clarke que convierte las componentes del dominio del tiempo (ABC) a un marco estacionario ortogonal ($\alpha\beta$) mostrado en la figura 2.11A. Las proyecciones de V_{ref} en estos ejes según [19] son:

$$V_{\alpha} = v_A \quad (2.22)$$

$$V_{\beta} = \frac{1}{\sqrt{3}} v_A + \frac{2}{\sqrt{3}} v_B \quad (2.23)$$

- La transformada de Park que convierte las componentes $\alpha\beta$ a un marco de referencia giratorio ortogonal (dq) mostrado en la figura 2.11B. Las proyecciones de V_{ref} en estos ejes según [19] son:

$$V_d = V_{\alpha} \cos \theta + V_{\beta} \sin \theta \quad (2.24)$$

$$V_q = -V_{\alpha} \sin \theta + V_{\beta} \cos \theta \quad (2.25)$$

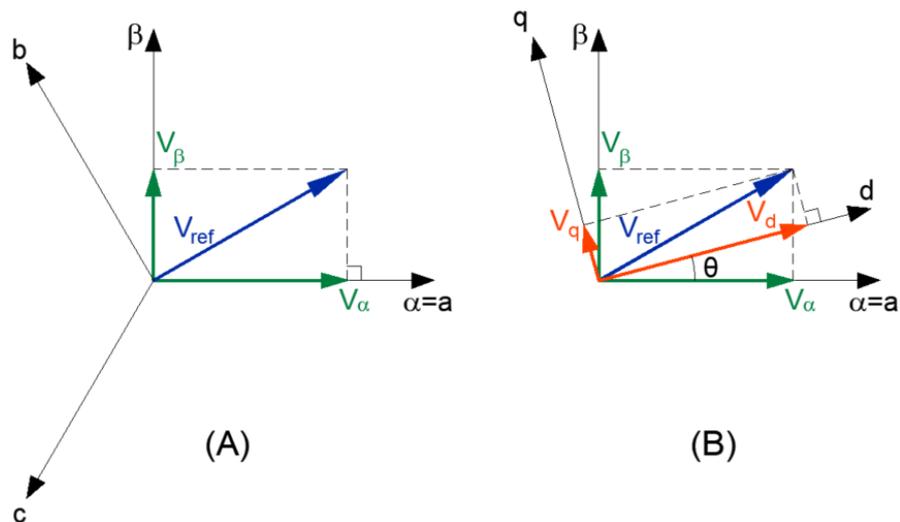


Figura 2.11 (A) Vector de referencia en ejes $\alpha\beta$, (B) en ejes dq.

Con los valores de las componentes dq, llamados directo y de cuadratura, se obtiene un sistema invariante en el tiempo de voltajes a ser medido para la

sintonización de controladores. Para cierto valor de Θ se tienen valores V_d y V_q constantes como se ve en la figura 2.12 [19].

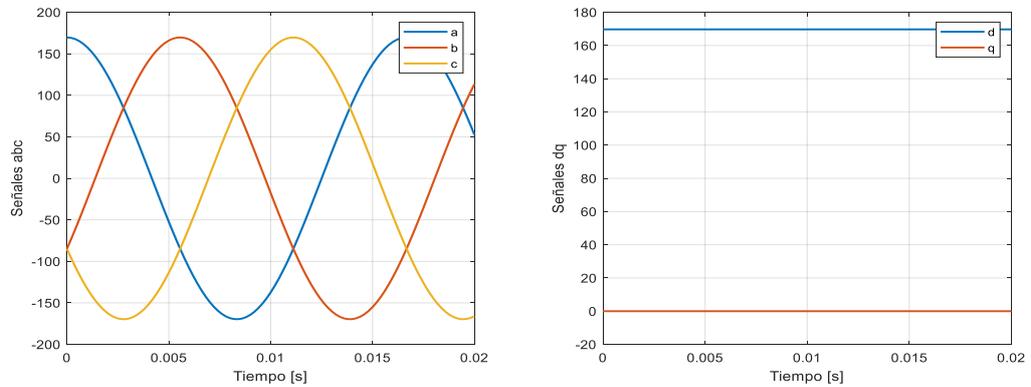


Figura 2.12 Mapeo de voltajes en el marco ABC a dq.

Como fue mencionado previamente, la sincronización con la red es requerida para el control de corriente de la micro-red, porque es la clave para cualquier tipo de control. Se suele estimar el ángulo eléctrico a partir del voltaje V_q de la red utilizando un lazo de enganche de fase (PLL), cuyo esquema se muestra en la figura 2.13, y consiste en un controlador proporcional-integral (PI) con un oscilador controlado por voltaje, que típicamente es un integrador [19].

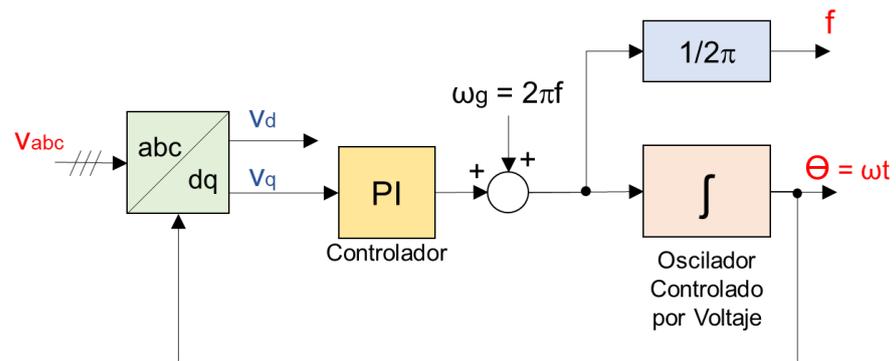


Figura 2.13 Sistema de lazo de enganche de fase.

Cuando la micro-red está conectada a la red eléctrica, se tienen varios tipos de control eléctrico sobre el inversor, entre ellos:

- Control de voltaje: donde se mide el voltaje de entrada del inversor V_{dc} , ya que corresponde al voltaje pico entregado a la red, considerando como consigna un valor de voltaje predefinido.

- Control de potencia activa y reactiva: donde el inversor inyecta la máxima potencia activa y reactiva a la red para lograr una operación económica de la micro-red [20], considerando como consigna valores de potencia predefinidos.
- Control droop: basado en las características de caída de voltaje y frecuencia, es decir, cuando aumenta la potencia activa, el ángulo de carga disminuye, lo que disminuye la frecuencia, mientras que para reducir el voltaje se necesita aumentar el consumo de potencia reactiva [20], por lo que se consideran como consignas valores predefinidos de voltaje, frecuencia, potencia activa y reactiva.

Por otro lado, independientemente del tipo de control eléctrico seleccionado, al tener una conexión con la red eléctrica, algunos problemas y perturbaciones podrían aparecer durante la operación, por lo que se debe diseñar un controlador adecuado para mitigar estos inconvenientes. Los controladores clásicos y avanzados aplicados a inversores se muestran en la figura 2.14.

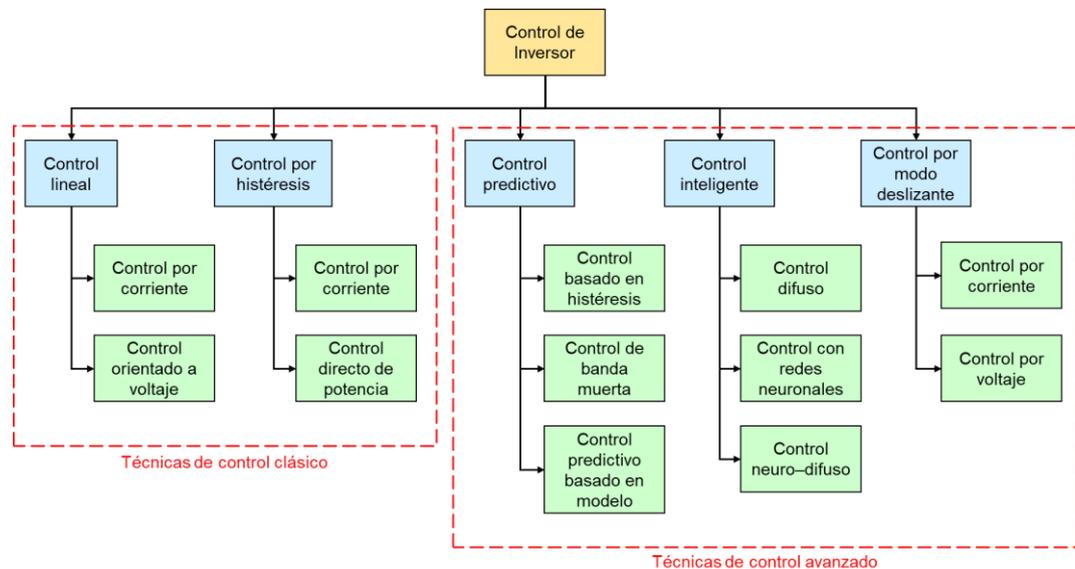


Figura 2.14 Clasificación de técnicas de control para inversores [21].

2.7 Control digital en micro-redes

La modulación SVPWM siempre es implementada con procesadores de señales digitales (DSPs) cuyas salidas corresponden a las señales de disparo de los IGBTs [18], por esto, el control digital es idóneo para este proyecto. Estos dispositivos son basados en microprocesadores con conjuntos de instrucciones para realizar operaciones aritméticas y lógicas a alta velocidad.

Por su propia constitución, los controladores digitales pueden configurarse a través de un teclado pudiendo realizar varias acciones, tales como:

- Seguimiento de punto de consigna, realizando directamente las acciones de control sobre actuadores.
- Presentación de unidades de variables físicas.
- Ajuste de acciones de control ante perturbaciones periódicas.
- Retención de señales mediante un interruptor para admitir señales.
- Filtrado digital de señales.

Para las acciones de control digital se necesita implementar un convertidor de señales analógicas a digitales (ADC), con circuitos de muestreo y retención, de las variables de interés a medir, y para la conversión de datos se necesita de un convertidor de señales digitales a analógicas (DAC), enviando así, la acción del controlador al proceso.

En la figura 2.15 se muestra un esquema para la regulación de voltaje de la micro-red empleando tres controladores digitales [21], donde se tiene:

- Varios retenedores de orden cero (ZOH) para muestrear mediciones de corriente y voltaje, de acuerdo con un tiempo de muestreo T_s .
- Un filtro pasa bajo (LPF) digital para suprimir fluctuaciones del voltaje V_{dc} que podrían alterar la medición.
- Un controlador PI digital para la corriente de la red I_q con consigna igual a cero. Este valor de corriente se relaciona con la potencia reactiva a ser entregada por la micro-red, la cual se desea que sea despreciable.

- Dos controladores PI digitales conectados en cascada, internamente para la corriente I_d , y externamente para el voltaje V_{dc} , la corriente debe tener una respuesta más rápida que la de voltaje.

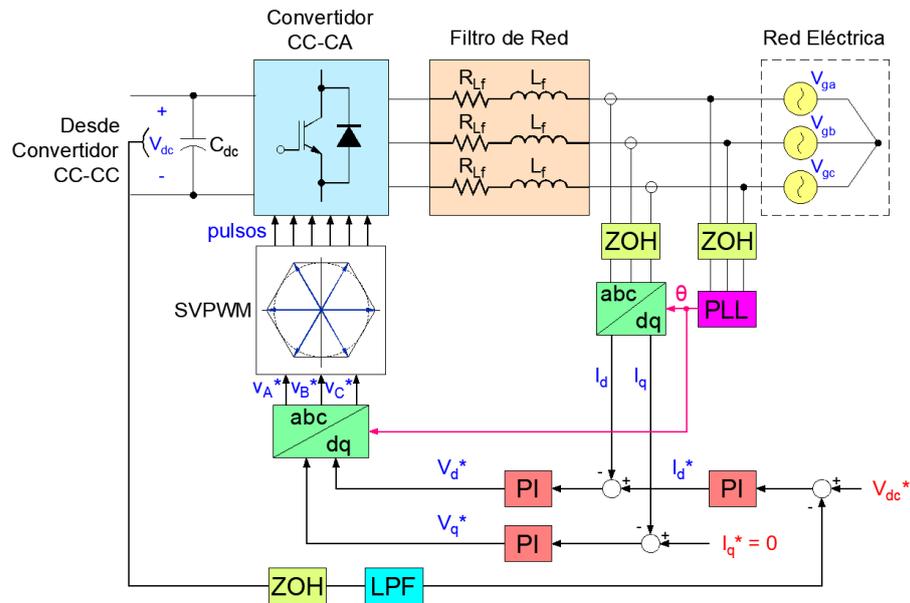


Figura 2.15 Esquema para control digital de voltaje de la micro-red [21].

2.8 Control predictivo en micro-redes

Este tipo de control se basa en modelos (MBPC), para poder anticipar y predecir situaciones futuras, y modificar la estrategia actual de control óptimamente. Podría asimilarse como un operador experto de una planta que, al supervisar datos pasados, sabe cómo actuar para alcanzar valores deseados. Por esto, los controladores predictivos son propicios para inversores porque su modelo se considera críticamente y luego se predice el comportamiento inminente de sus variables de control [21].

Este tipo de control es sencillo, capaz de manejar sistemas de una entrada y una salida, así como sistemas multivariables, ambos podrían tener restricciones, y se prefiere esta técnica por su rapidez. Aunque en sus inicios demandaba mucha carga computacional, a lo largo de las últimas décadas el uso de los microprocesadores ha facilitado su implementación.

En este tipo de control se discretizan los modelos para predicción durante periodos de muestreo con un tiempo T_s . Estas muestras se consideran hasta una cantidad de predicciones definidas por un horizonte de predicción N_p , mientras que las acciones de control se realizan hasta un horizonte de control N_c , que debe ser menor que N_p . Luego de N_c pasos, se asume que el sistema alcanza su estado estable por lo que la acción del controlador se mantendría constante. Este comportamiento se puede apreciar en la figura 2.16.

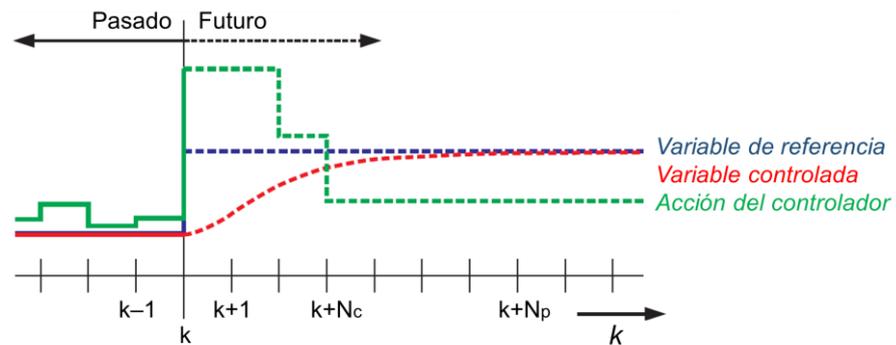


Figura 2.16 Definición de horizontes de predicción y de control.

En este proyecto, esta técnica de control puede resumirse en dos etapas:

- El proceso de predicción de las corrientes donde se han considerado 7 casos dependiendo de las combinaciones de los 6 vectores activos del inversor. Se intenta reducir los errores entre los valores de referencia y los valores a predecir de corrientes, lo que se definen según [22]:

$$\left(\Delta I_d^j[k+1] = I_d^*[k] - I_d^j[k+1] \right)_{j=0,1,\dots,6} \quad (2.19)$$

$$\left(\Delta I_q^j[k+1] = I_q^*[k] - I_q^j[k+1] \right)_{j=0,1,\dots,6} \quad (2.20)$$

- La minimización de una función de costo que es aplicada a partir del error obtenido de corrientes, y se define por [22]:

$$\left(g^j = |\Delta I_d^j[k+1]| + |\Delta I_q^j[k+1]| \right)_{j=0,1,\dots,6} \quad (2.21)$$

En la figura 2.17 se muestra un esquema de control en cascada compuesto por un controlador PI para regular el voltaje y un MBPC para las entradas/salidas de corrientes. Consecuentemente se crea un criterio de la función de costo a minimizar mediante programación cuadrática y lograr que el inversor adapte el comportamiento adecuado con los valores V_d^* y V_q^* optimizados [22].

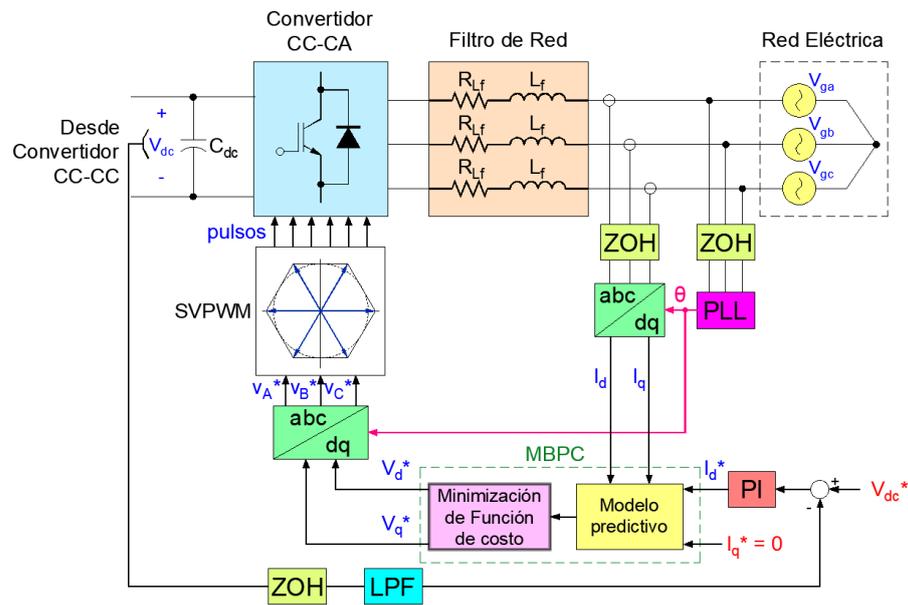


Figura 2.17 Esquema para MBPC de voltaje de la micro-red [22].

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Como antecedente para la solución aplicada a este proyecto y la posterior obtención de resultados, fue necesario definir las especificaciones nominales de entrada y salida de la micro-red, siendo estas las condiciones climáticas de la zona y las características eléctricas de la red de distribución de la zona, respectivamente.

Durante el transcurso del año 2020, el periodo más cálido de la zona, ubicada en el cantón El Triunfo, provincia del Guayas, fue entre agosto y octubre. La radiación solar tuvo un valor medio anual de 6 kWh/m² y varió entre 5.5 kWh/m² a 6.8 kWh/m², mientras que la temperatura ambiente varió entre 21°C a 32°C, y rara vez bajó a menos de 19°C o subió a más de 34°C [23]. Estos datos junto con valores de temperatura ambiente máxima y mínima se muestran en la figura 3.1.

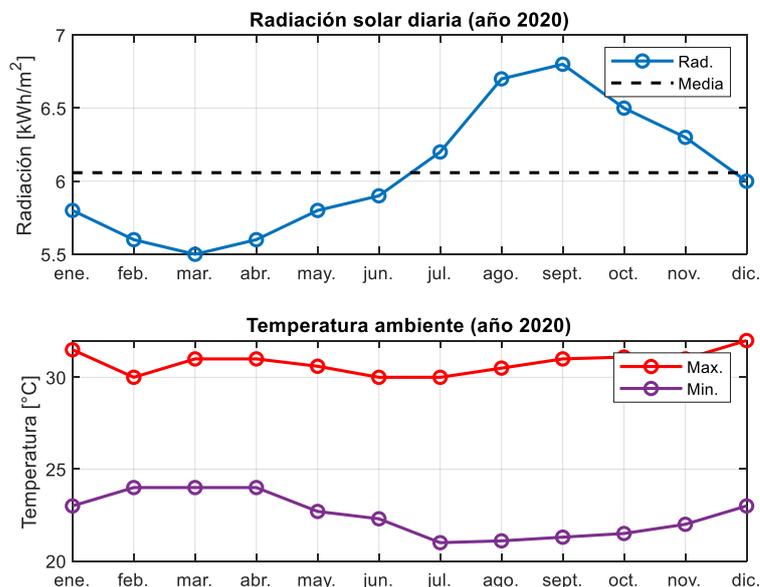


Figura 3.1 Datos climáticos de la zona rural del cantón El Triunfo [23].

El mercado ecuatoriano es típicamente dominado por una red eléctrica con una frecuencia de 60 Hz, un voltaje monofásico de 120 V, un voltaje bifásico de 220 V y un voltaje trifásico de 220 V, siendo 120 V el más común en las viviendas.

3.1 Modelamiento de la micro-red

3.1.1 Diseño del arreglo solar

Como primer paso, se procedió a determinar los parámetros eléctricos de los paneles solares, siendo estos del fabricante AE SOLAR. Estos datos eléctricos se aplican en condiciones de pruebas estándar de irradiancia solar y temperatura, de 1000 W/m² y 25°C, se muestran en la tabla 3.1, y corresponden a los valores eléctricos que se tienen cuando el panel solar opera en el MPP, en circuito abierto y en cortocircuito. Además, se incluyen en la tabla 3.1 los coeficientes de temperatura para circuito abierto y cortocircuito, los mismos que reflejan el efecto del aumento de temperatura, mayor que 25°C, sobre la energía generada por el panel.

Tabla 3.1 Especificaciones de panel solar.

Potencia nominal máxima	340 W
Voltaje de potencia máxima	39.09 V
Corriente de potencia máxima	8.7 A
Voltaje de circuito abierto	46.94 V
Corriente de cortocircuito	9.48 A
Coeficiente de temperatura del voltaje de circuito abierto	-0.29 %/°C
Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito	0.05 %/°C

Las curvas características de corriente y potencia de estos paneles, a varias irradiancias solares y a 25°C, se muestran en la figura 3.2, las cuales fueron útiles para comprobar los datos propios del panel.

Se ha considerado que la potencia entregada a la red eléctrica sea 40 KW, es decir que, en el MPP, de acuerdo a la ecuación (2.9), se tuvo:

$$P_{MPP} = (N_s V_{MPP})(N_p I_{MPP}) = 40kW \quad (3.1)$$

Ahora, la relación entre las cantidades N_s y N_p puede determinarse según:

$$N_s N_p = \frac{40kW}{V_{MPP} I_{MPP}} \quad (3.2)$$

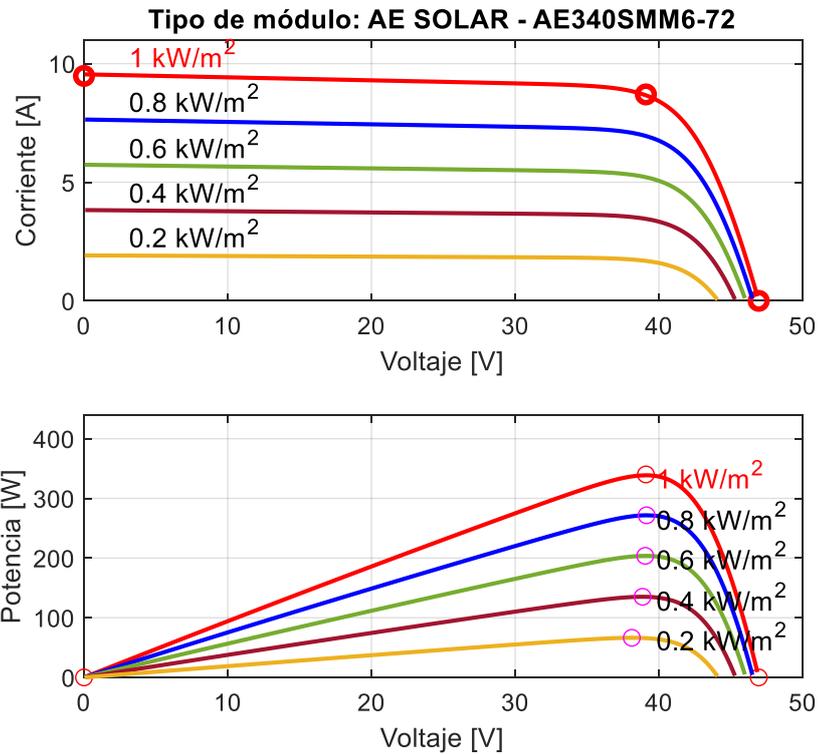


Figura 3.2 Curvas corriente y potencia vs. voltaje del panel seleccionado.

Teniendo en cuenta los valores de MPP del voltaje y corriente del panel seleccionado y que el voltaje del arreglo solar en MPP sea cercano a un voltaje V_{dc} de referencia predefinido de 650 V, se escogió que N_s sea 10, por ende, de acuerdo a la ecuación (3.2), N_p sería 12. Con estos valores determinados, las especificaciones del arreglo solar en condiciones estándar serían las indicadas en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Especificaciones del arreglo solar.

Potencia nominal máxima	40.81 KW
Voltaje de potencia máxima	390.9 V
Corriente de potencia máxima	104.4 A
Voltaje de circuito abierto	469.4 V
Corriente de cortocircuito	113.76 A

3.1.2 Diseño del convertidor CC–CC

Para el dimensionamiento de componentes del convertidor CC–CC, se consideró una f_{SW1} de 5 KHz y junto con las ecuaciones (2.10), (2.11), (2.12) y (2.13), se obtienen los resultados mostrados en la tabla 3.3.

Tabla 3.3 Parámetros del convertidor CC–CC.

Ciclo de trabajo nominal	0.3986
Inductancia mínima	0.1523 mH
Inductancia escogida	1.5227 mH
Capacitancia de salida mínima	754.7747 μ F
Capacitancia de salida escogida	1000 μ F
Capacitancia de entrada	100 μ F

El ciclo de trabajo nominal calculado sería considerado como el ciclo de trabajo máximo en el algoritmo MPPT P&O. Los demás parámetros para la ejecución de este algoritmo se muestran en la tabla 3.4. Este algoritmo se implementó en MATLAB y se presenta en el anexo II de este proyecto.

Tabla 3.4 Parámetros del algoritmo MPPT P&O.

Ciclo de trabajo inicial	0.01
Ciclo de trabajo mínimo	0
Ciclo de trabajo máximo	0.3986
Incremento de ciclo de trabajo	125×10^{-6}

3.1.3 Diseño del filtro de red

Para la salida del inversor se ha diseñado el filtro RL de red mediante las ecuaciones (2.7) y (2.8) y considerando los parámetros eléctricos de la red, obteniendo los resultados mostrados en la tabla 3.5. Cabe mencionar que, para el inversor, se consideró una f_{SW2} de 5 KHz.

Tabla 3.5 Parámetros del filtro RL de red eléctrica.

Inductancia del filtro	0.9629 mH
Resistencia del filtro	0.0241 Ω

Estos parámetros indicados desde la tabla 3.2 hasta la tabla 3.5, han sido calculados mediante un programa elaborado en MATLAB como parte de este proyecto, cuyas líneas de código se indican en el anexo III. Luego fueron considerados como datos de entrada para la simulación del diagrama de bloques en SIMULINK, que muestra en la figura 3.3, donde se implementa el circuito de fuerza de la micro-red.

El tiempo de simulación de este diagrama de bloques dura 4 s. Durante esta simulación, se conectará una carga RL trifásica de 5 KW, con conexión en estrella y con $FP = 0.88$ al cabo de 1 s. Luego a los 2.5 s, se desconectará esta carga RL. La conexión y desconexión de esta carga tiene como propósito evaluar el desempeño de los controladores ante esta perturbación en la operación de la micro-red.

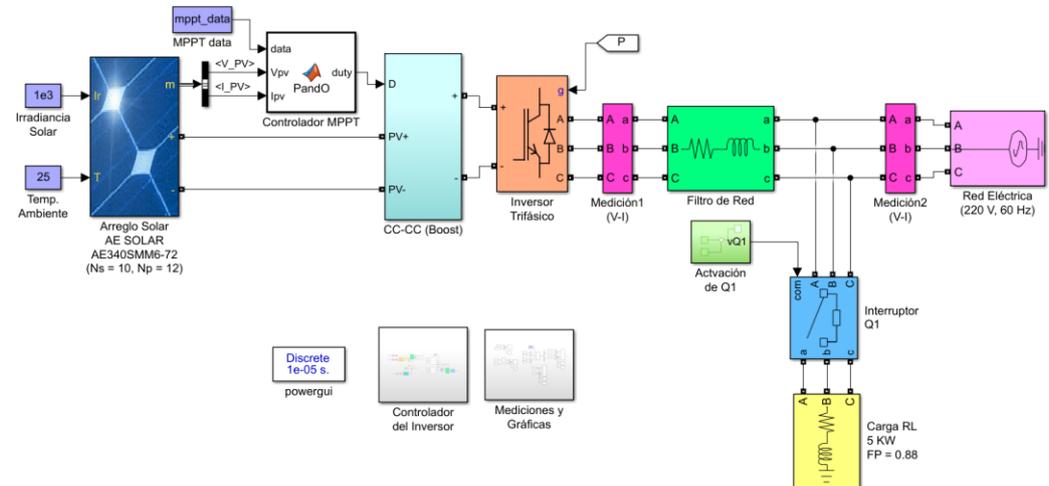


Figura 3.3 Diagrama de bloques de circuito de fuerza de la micro-red.

3.1.4 Modelamiento matemático de la micro-red

Consecuentemente para el modelamiento de la micro-red, se considera su etapa de fuerza luego del convertidor CC-CC, mostrada en la figura 3.4, donde se señalan los respectivos voltajes y corrientes.

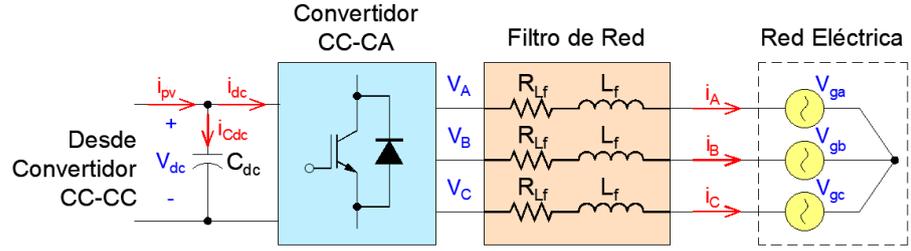


Figura 3.4 Circuito de fuerza de la micro-red.

Analizando la salida del inversor, y basándose en estas definiciones, el espacio vectorial del voltaje en los nodos del inversor sería [24]:

$$\vec{v}_s = R_{L_f} \vec{i}_s + L_f \frac{d\vec{i}_s}{dt} + \vec{V}_g \quad (3.3)$$

Luego, para representar esta expresión en el marco dq, se considera un ángulo eléctrico de rotación $\theta_g = \omega_g t$, siendo $\omega_g = 2\pi f$, y se definen los siguientes espacios vectoriales rotacionales [24]:

$$\vec{v}_s' = \vec{v}_s e^{-j\theta_g} = v_d + jv_q \quad (3.4)$$

$$\vec{i}_s' = \vec{i}_s e^{-j\theta_g} = i_d + ji_q \quad (3.5)$$

$$\vec{V}_g' = \vec{V}_g e^{-j\theta_g} = V_{gd} + jV_{gq} \quad (3.6)$$

Reemplazando estas expresiones en la ecuación (3.3) original del inversor:

$$\vec{v}_s' = R_{L_f} \vec{i}_s' + L_f \frac{d\vec{i}_s'}{dt} + j\omega_g L_f \vec{i}_s' + \vec{V}_g' \quad (3.7)$$

Donde se considera también la siguiente expresión [24]:

$$\frac{d\vec{i}_s'}{dt} e^{-j\theta_g} = \frac{d\vec{i}_s'}{dt} + j\omega_g \vec{i}_s' \quad (3.8)$$

Basado en las componentes reales e imaginarias, el modelo dinámico de corriente del inversor en el marco dq, teniendo en cuenta que $V_{gq} = 0$, sería:

$$v_d = R_{L_f} i_d + L_f \frac{di_d}{dt} - \omega_g L_f i_q + V_{gd} \quad (3.9)$$

$$v_q = R_{L_f} i_q + L_f \frac{di_q}{dt} + \omega_g L_f i_d \quad (3.10)$$

Por otra parte, se considera la conservación de energía mediante la relación entre la potencia P_c , consumida por el capacitor C_{dc} , la potencia P_g consumida por la red eléctrica y la potencia P_L consumida por la carga, las cuales se relacionan de la siguiente manera:

$$P_c = P_g - P_L \quad (3.11)$$

Reemplazando cada expresión de potencia, se tiene:

$$v_{dc} i_{Cdc} = \frac{3}{2} \vec{v}_s \bullet \vec{i}_s - v_{dc} i_L \quad (3.12)$$

Esto se realiza para hallar una expresión para la corriente i_{Cdc} :

$$i_{Cdc} = \frac{3}{2v_{dc}} \vec{v}_s \bullet \vec{i}_s - i_L = C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} \quad (3.13)$$

En el marco dq y desarrollando el producto punto entre los vectores de voltaje y corriente, se obtiene el modelo matemático de voltaje del inversor:

$$C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{3}{2v_{dc}} (v_d i_d + v_q i_q) - i_L \quad (3.14)$$

3.2 Sintonización de controladores digitales

Como se había mencionado previamente, los parámetros de las etapas del circuito de fuerza fueron hallados en MATLAB, para que luego sirvan como datos de entrada a una simulación realizada con el diagrama de bloques implementado en SIMULINK. También se muestran subsistemas para gráficas de señales y los controladores a implementarse.

En la figura 3.5 se muestra el esquema implementado para el control digital de la micro-red, donde adicionalmente en los controladores PI de corriente se han considerado valores de saturación de ± 1.2 para evitar sobremodulaciones en el inversor. Dentro del subsistema "Controlador del Inversor", que se puede apreciar en la figura 3.3, se ha implementado un esquema que le permitirá al usuario escoger un tipo de controlador, además de las mediciones de voltaje y corrientes necesarias para el control de la micro-red.

Para la sintonización de los dos controladores PI de corriente, se aplica la transformada de Laplace al modelo matemático de corriente del inversor, representado por las ecuaciones (3.9) y (3.10), y se considera que:

- Para I_d : las señales dependientes de I_q y V_{gd} como perturbaciones.
- Para I_q : la señal dependiente de I_d como perturbación.

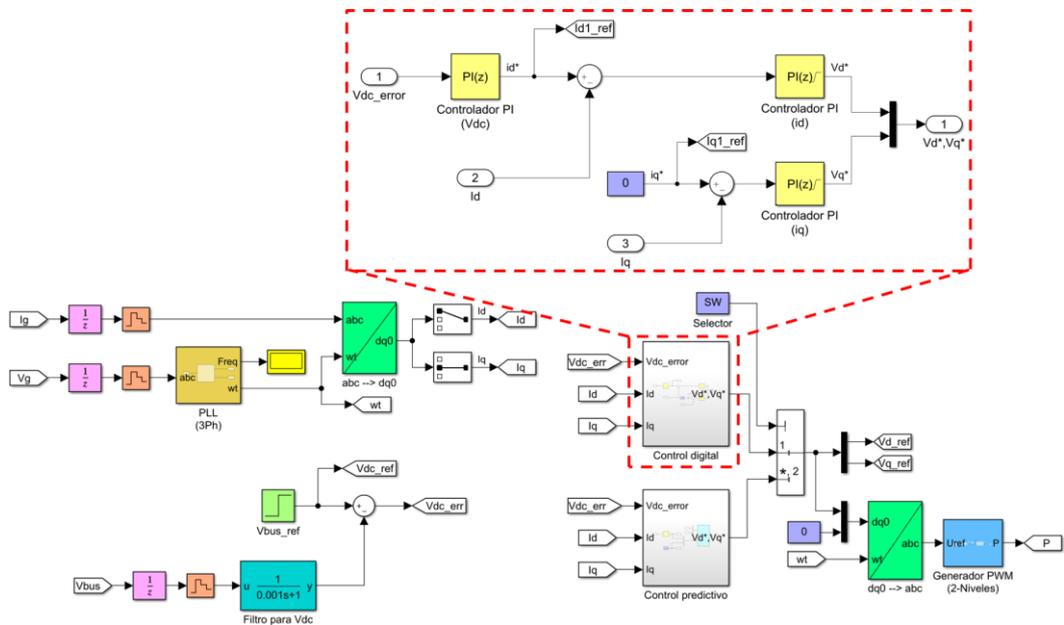


Figura 3.5 Diagrama de bloques de control digital en SIMULINK.

Ambos lazos de corrientes se muestran en las figuras 3.6 y 3.7, demostrando que las funciones de transferencia $I_d(s)/V_d^*(s)$ y $I_q(s)/V_q^*(s)$ son idénticas y dependientes de los parámetros del filtro RL de red, por lo que el controlador digital de corriente $C_i(z)$ para ambos casos sería el mismo. La consigna I_d^* depende del voltaje de la micro-red, mientras que I_q^* sería nula para no entregar potencia reactiva a la red eléctrica [25].

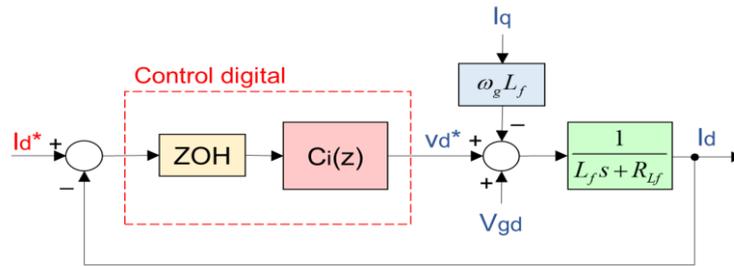


Figura 3.6 Lazo cerrado del sistema de control para la corriente I_d .

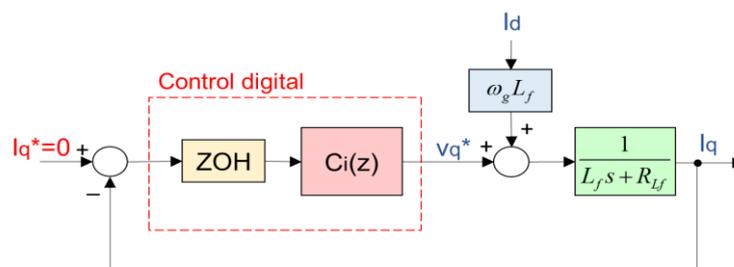


Figura 3.7 Lazo cerrado del sistema de control para la corriente I_q .

Para la sintonización del controlador de voltaje, se considera el modelo matemático de voltaje del inversor, representado por la ecuación (3.14) en estado estable, por ende, la corriente i_q^* sería nula, el inversor mantendría el voltaje CC del bus y v_d sería equivalente al voltaje pico de fase en la micro-red. En esta última consideración se tiene en cuenta que el vector de voltaje en el eje directo está alineado con el voltaje de la red.

Luego, se aplica la transformada de Laplace a este modelo simplificado obteniendo una función de transferencia $V_{dc}(s)/I_d(s)$ sencilla en cascada al lazo cerrado de la corriente I_d . Este lazo de control completo para el voltaje de la micro-red se muestra en la figura 3.8.

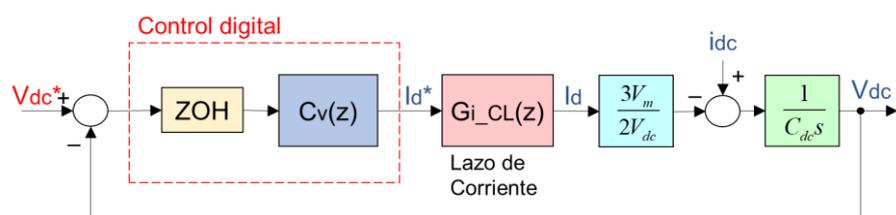


Figura 3.8 Lazo cerrado del sistema de control para el voltaje V_{dc} .

Para la sintonización de estos controladores, se ha utilizado la herramienta *pidtune* de MATLAB, además se han discretizado todas las funciones de transferencia continuas con un tiempo de muestreo de 10 μ s, obteniendo los parámetros de los controladores indicados en la tabla 3.6.

Tabla 3.6 Parámetros de controladores digitales.

Parámetros	Controlador para I_d	Controlador para I_q	Controlador para V_{dc}
K_P	0.0263	0.0263	-0.0371
K_I	1.9738	1.9738	-0.1803

Al emplear estos controladores en SIMULINK, se demuestra que el voltaje V_{dc} a la entrada del inversor sigue el voltaje de referencia V_{dc}^* fijo a 650 V, con un tiempo de estabilización aproximado de 57.1 ms, y con un sobrenivel porcentual del 2.15%. Luego, al conectar la carga RL, se tiene un retardo de 0.4615 s, luego de una caída de voltaje de 170 V, sin embargo, el sistema vuelve a estabilizarse a los 0.83 s. Cuando se desconecta la carga RL se tiene un sobrenivel del 53.84% y el voltaje se estabiliza a los 0.58 s. El comportamiento del voltaje V_{dc} se puede apreciar en la figura 3.9.

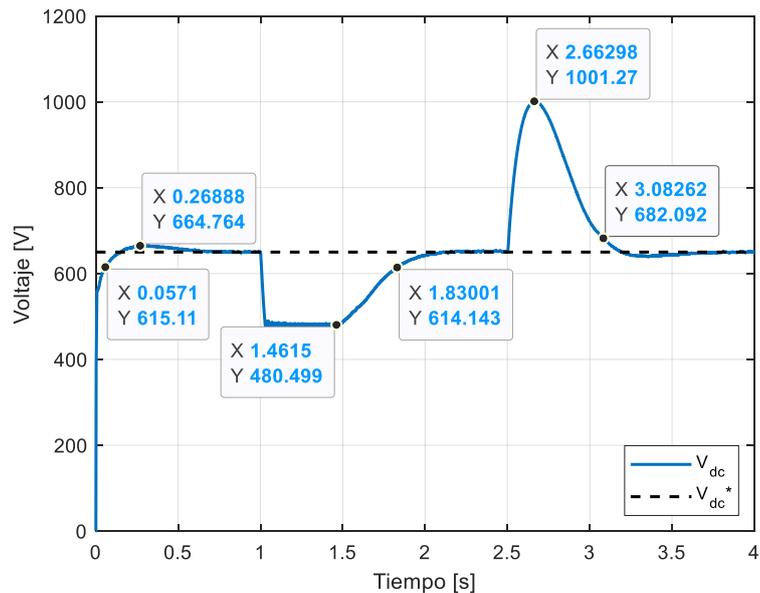


Figura 3.9 Voltaje a la entrada del inversor (control digital).

Se ha realizado una comparación del voltaje de salida del inversor con el voltaje V_{dc} , mostrada en la figura 3.10, donde se demuestra que el voltaje pico del voltaje línea a línea V_{AB} de salida coincide con el voltaje V_{dc} . En la figura también se muestra los valores negativos del voltaje V_{AB} , coinciden con los valores del voltaje $-V_{dc}$.

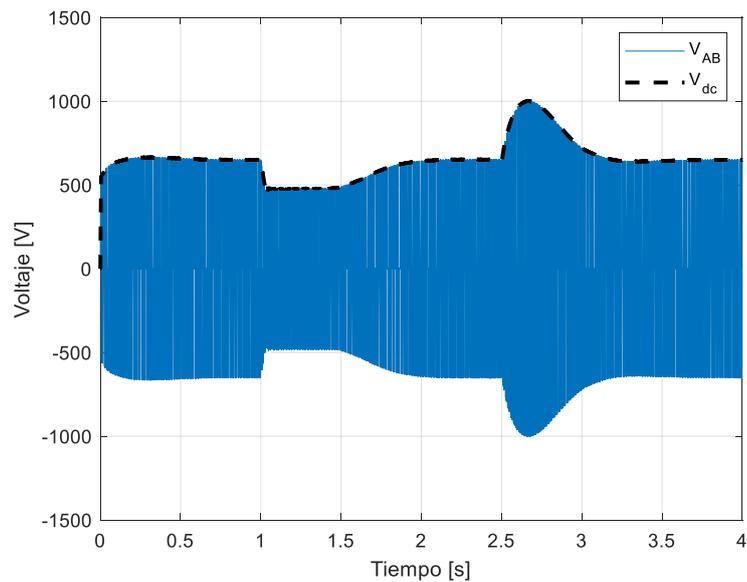


Figura 3.10 Comparación con voltaje V_{AB} del inversor (control digital).

Por otro lado, también se han graficado las corrientes I_d e I_q en la figura 3.11, junto con sus valores de referencia, para demostrar que los controladores PI de corrientes fueron sintonizados correctamente. Se puede apreciar que las acciones de control son muy rápidas, y que inicialmente el rizado de la corriente I_d es 16.61 A, luego cuando se conecta la carga RL disminuye a 15.45 A y después cuando se desconecta esta carga, el rizado aumenta a 16.1 A, mientras que el rizado de la corriente I_q se mantiene en 14.73 A durante la simulación.

Para complementar el análisis del desempeño del control digital, se han graficado los voltajes V_d y V_q , o bien las acciones de ambos controladores PI, en la figura 3.12. Se puede apreciar que inicialmente el rizado del voltaje V_d es de 0.44 V, luego disminuye a 0.42 V cuando se conecta la carga RL

y después aumenta a 0.47 V cuando se desconecta esta carga, mientras que el rizado del voltaje V_q se mantiene en 0.39 V durante la simulación.

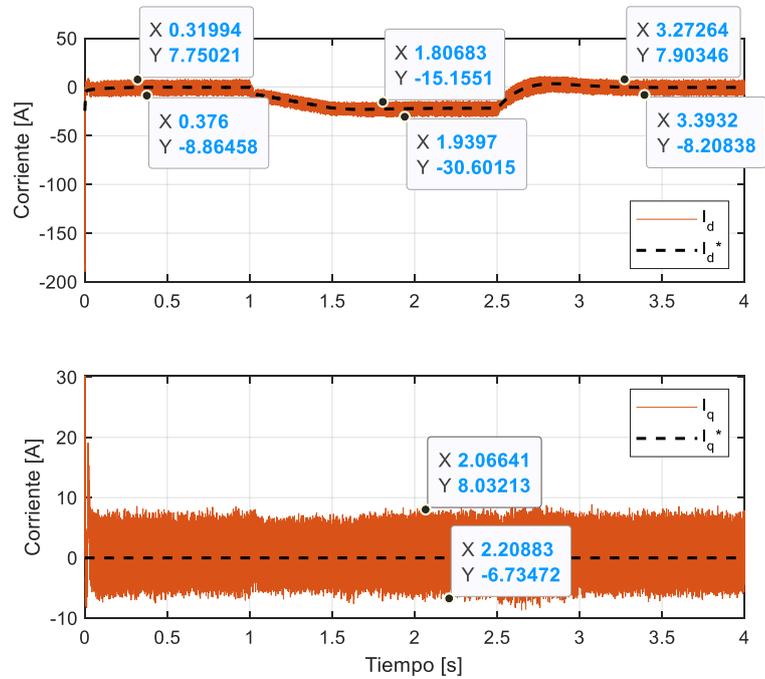


Figura 3.11 Corrientes en eje directo y de cuadratura (control digital).

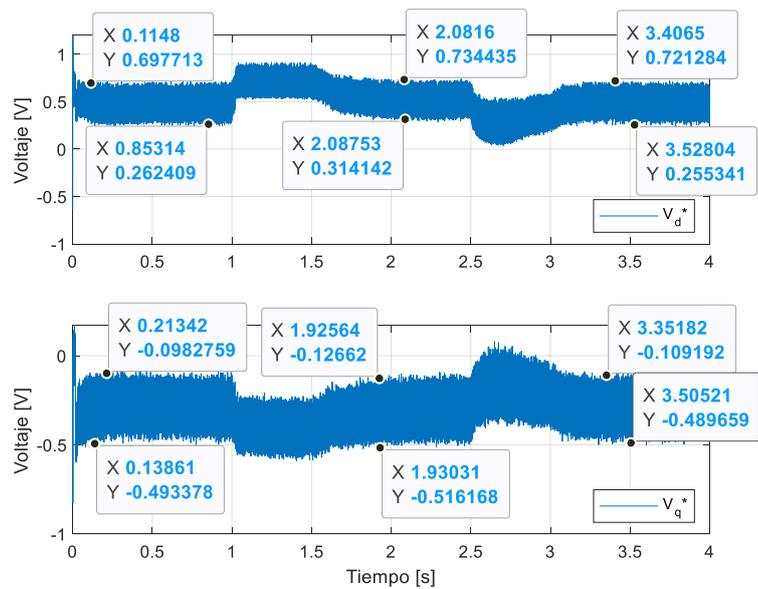


Figura 3.12 Voltajes en eje directo y de cuadratura (control digital).

3.3 Sintonización de controlador predictivo

Para diseñar el controlador predictivo de corriente, se debe discretizar el modelo matemático de corrientes del inversor en espacios de estados, por lo tanto, reorganizando las ecuaciones (3.8) y (3.9) se tiene:

$$\frac{di_d}{dt} = -\left(\frac{R_{Lf}}{L_f}\right)i_d + \omega_g i_q + \left(\frac{1}{L_f}\right)v_d - \left(\frac{1}{L_f}\right)V_{gd} \quad (3.15)$$

$$\frac{di_q}{dt} = -\omega_g i_d - \left(\frac{R_{Lf}}{L_f}\right)i_q + \left(\frac{1}{L_f}\right)v_q \quad (3.16)$$

Para obtener las matrices de estado a partir de estas expresiones se considera que las entradas al sistema son $u = [v_d \ v_q]^T$, las salidas serían equivalentes a los estados que son $x = [i_d \ i_q]^T$, y la componente V_{gd} se consideraría como una perturbación. Con esto, las matrices del modelo sin perturbaciones serían:

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{R_{Lf}}{L_f} & \omega_g \\ -\omega_g & -\frac{R_{Lf}}{L_f} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -25 & 377 \\ -377 & -25 \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_f} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_f} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1038.5 & 0 \\ 0 & 1038.5 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

$$C = I_2 = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$D = 0_{2,2} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Con este modelo de corrientes, se procede a diseñar y simular el controlador predictivo de corriente con la herramienta *mpcDesigner* de MATLAB con los parámetros indicados en la tabla 3.7.

Tabla 3.7 Parámetros de controlador predictivo.

Parámetros	Valor
Tiempo de muestreo	20 μ s
Horizonte de predicción	10
Horizonte de control	2

Como este tipo de controlador es apto para sistemas multivariables, se tendrían dos consignas y dos mediciones, además no se consideraron restricciones de voltaje ni de corriente porque las respuestas de corrientes tienen excelente rapidez en la simulación. Estas respuestas se muestran en la figura 3.13.

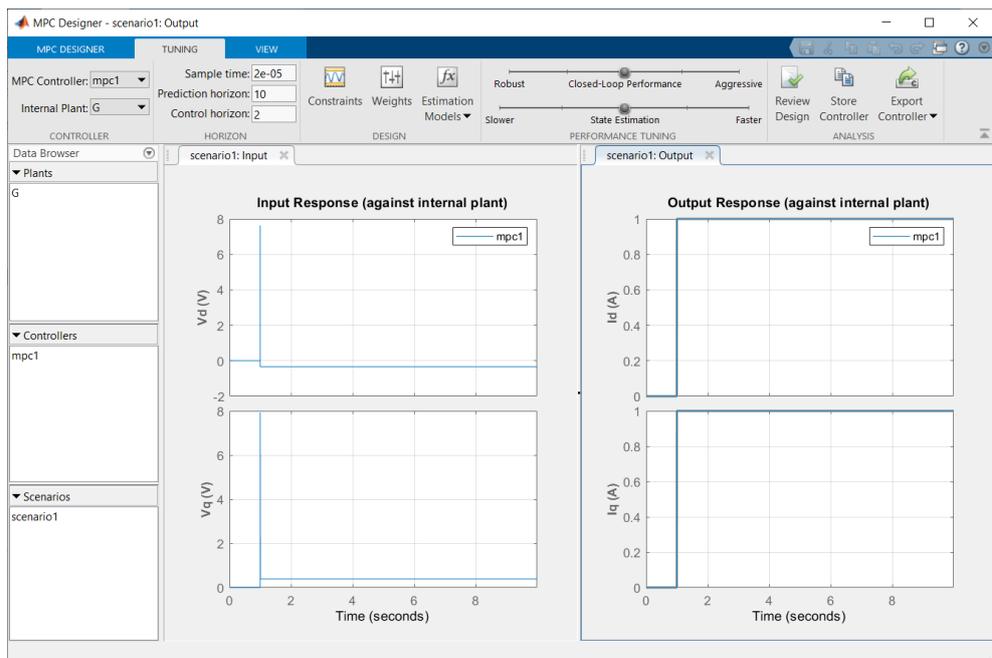


Figura 3.13 Diseño de controlador predictivo de corriente en mpcDesigner.

En la figura 3.14 se muestra el esquema implementado para el control predictivo de la micro-red, donde se considera el controlador de corriente *mpc1* diseñado, y se añade un controlador PI de voltaje cuyos parámetros se hallaron mediante el método de sintonización manual, por medio de un método iterativo, donde se compararon varios escenarios para luego escoger el mejor resultado de voltaje, según la figura 3.15.

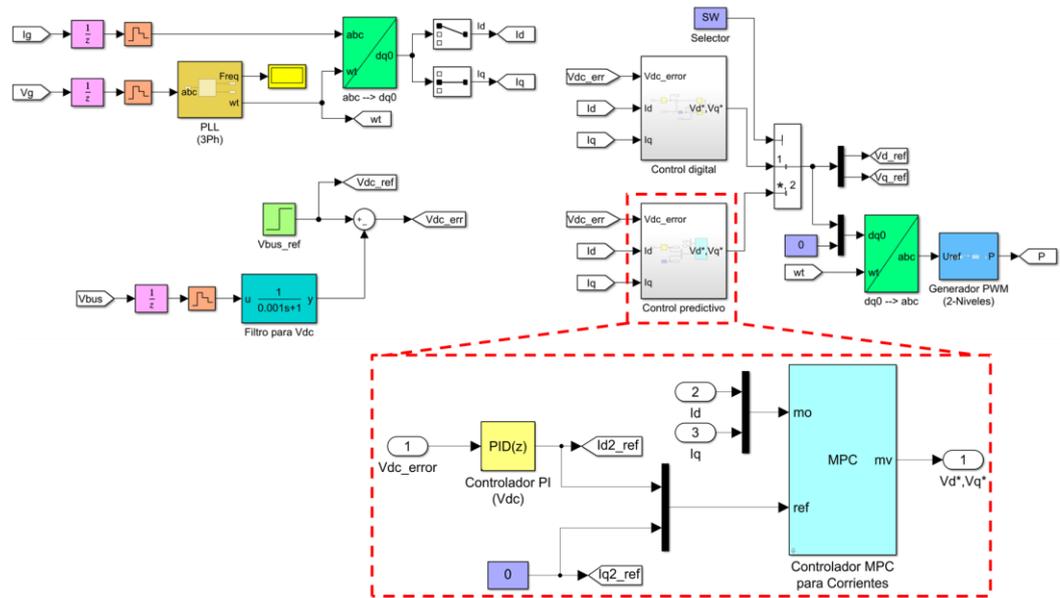


Figura 3.14 Diagrama de bloques de control predictivo en SIMULINK.

Se realizaron cinco pruebas sintonizando varios controladores PI digitales cuyos parámetros se detallan en la tabla 3.8. Los resultados del voltaje en el bus DC se detallan en la figura 3.15 donde se demuestra que con una constante $K_P = -0.5$ y una constante $K_I = -1$ se tienen la estabilización más rápida, el menor sobrenivel porcentual y los tiempos muertos eliminados al conectarse la carga RL. Cabe recalcar que el tiempo de muestreo de estos cinco controladores fue el mismo que el del controlador predictivo de corrientes.

Tabla 3.8 Parametros de controladores PI digitales hallados iterativamente.

Controlador PI	K_P	K_I
1	-0.0371	-0.1803
2	-0.1	-0.1803
3	-0.5	-0.1803
4	-0.5	-0.5
5	-0.5	-1

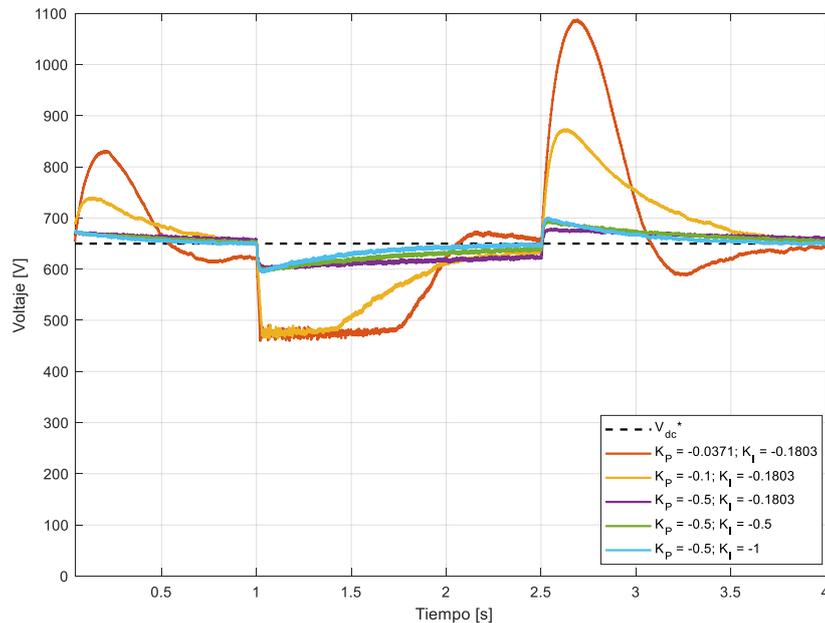


Figura 3.15 Sintonización manual para controlador PI de voltaje.

De manera similar a la sección 3.2 del control digital, al emplear estos controladores en SIMULINK y ejecutar la simulación, se demuestra que el voltaje v_{dc} sigue el voltaje de referencia $V_{dc}^* = 650$ V, con un tiempo de estabilización de 150 ms, y con un sobrenivel porcentual del 15%. Al conectar la carga RL no se tiene un retardo de voltaje, el sistema a los 0.33 s luego de una caída de voltaje de 56 V, mientras que al desconectar la carga RL se tiene un sobrenivel porcentual del 7.7% y el voltaje se estabiliza al cabo de 0.25 s. El comportamiento del voltaje v_{dc} se puede apreciar en la figura 3.16, y también se ha realizado una comparación con el voltaje línea a línea V_{AB} de salida del inversor mostrada en la figura 3.17.

También se han graficado las corrientes I_d e I_q , y los voltajes V_d y V_q , cuyos comportamientos se muestran respectivamente en las figuras 3.18 y 3.19, donde se puede apreciar que las acciones de control son más rápidas que en el control digital. La corriente I_d tiene un rizado de 67 A, luego disminuye a 58.12 A cuando se conecta la carga RL, y disminuye hasta 57.8 A cuando se desconecta la carga, mientras que, la corriente I_q tiene un rizado inicial de 65.2 A, luego disminuye a 63.8 A, y aumenta a 71.43 A. Por otra parte, el voltaje V_d tiene un rizado de 33.8 V, luego disminuye a 26.36 V cuando

se conecta la carga RL, y aumenta a 29.8 V cuando se desconecta la carga, mientras tanto, el voltaje V_q tiene un rizado de 32.4 V, luego disminuye a 27.9 V, y aumenta a 31.8 V.

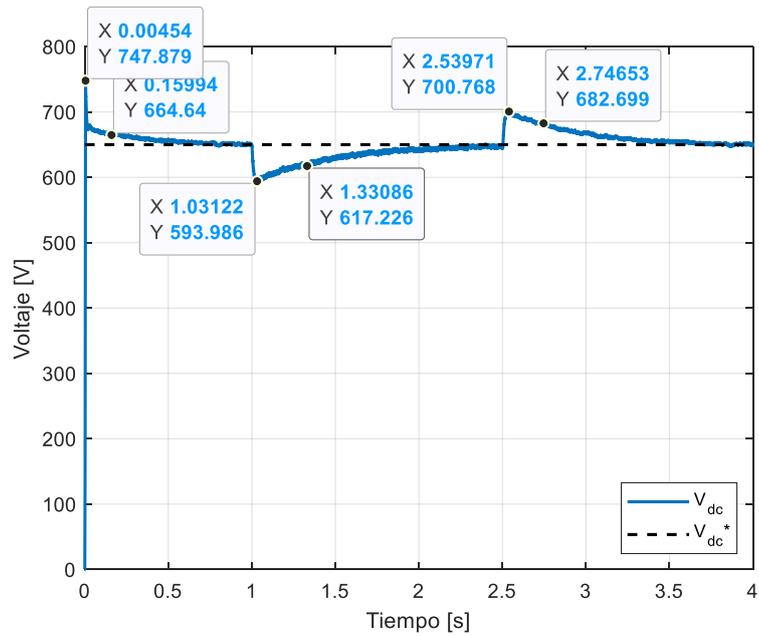


Figura 3.16 Voltaje a la entrada del inversor (control predictivo).

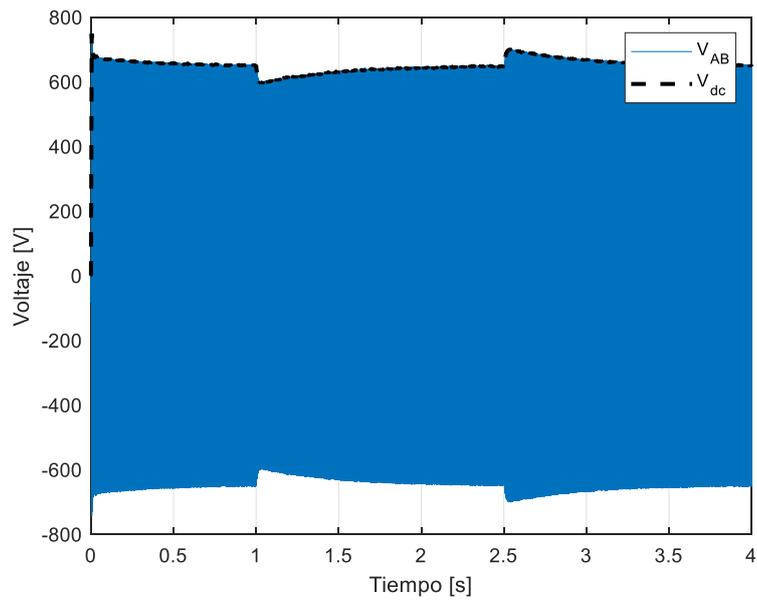


Figura 3.17 Comparación con voltaje V_{AB} del inversor (control predictivo).

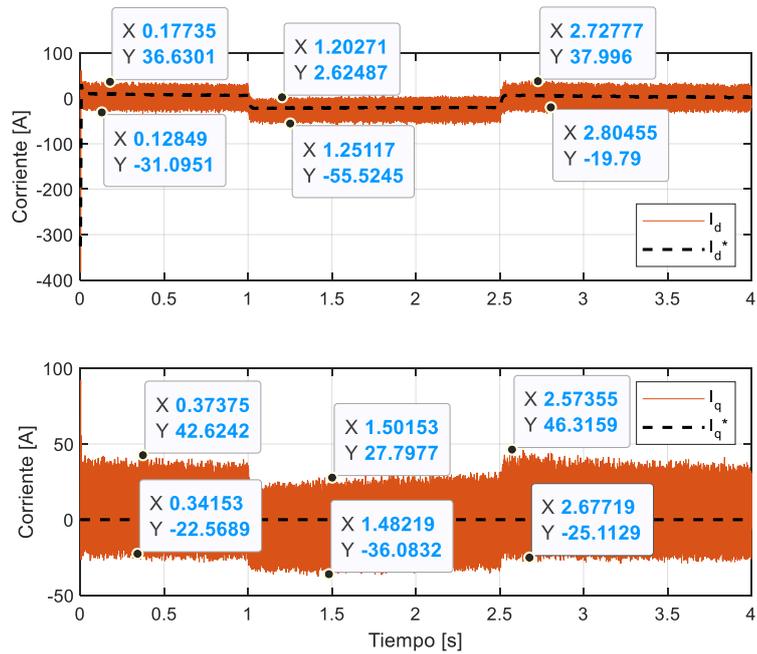


Figura 3.18 Corrientes en eje directo y de cuadratura (control predictivo).

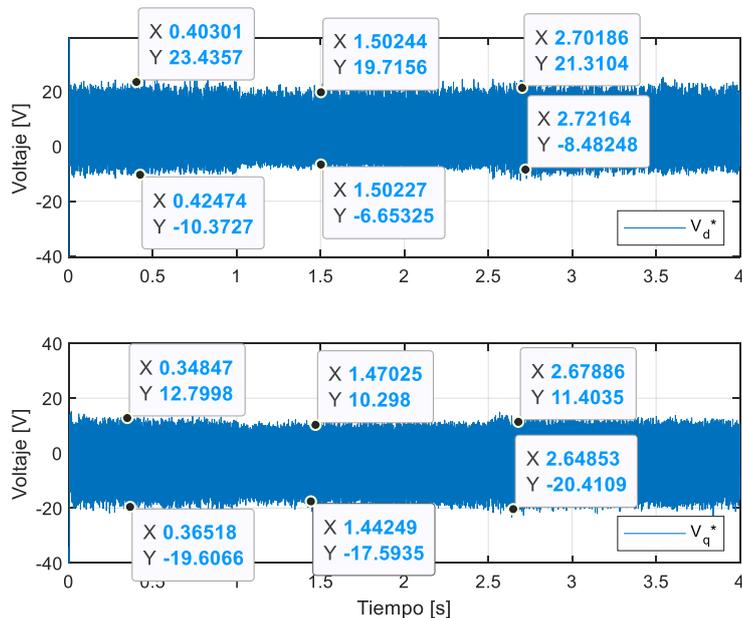


Figura 3.19 Voltajes en eje directo y de cuadratura (control predictivo).

3.4 Comparación de respuestas entre varios controladores

En esta sección se analiza el comportamiento del voltaje en el bus CC porque con esta variable se puede verificar el funcionamiento de la salida en el inversor, como se pudo ver en las secciones 3.2 y 3.3, además se

puede apreciar cual controlador brinda un mejor desempeño ante la conexión y desconexión de la carga RL de 5 KW, o bien, ante perturbaciones o cambios de voltaje en la micro-red.

En la figura 3.20 se muestra una comparación del voltaje v_{dc} cuando se conecta la carga RL, al cabo de 1 s, y se puede apreciar que con el control predictivo se tiene una caída de voltaje 0.33 veces menor que la que se tiene con el control digital. Adicionalmente, con este controlador no se tienen retrasos en la estabilización de voltaje.

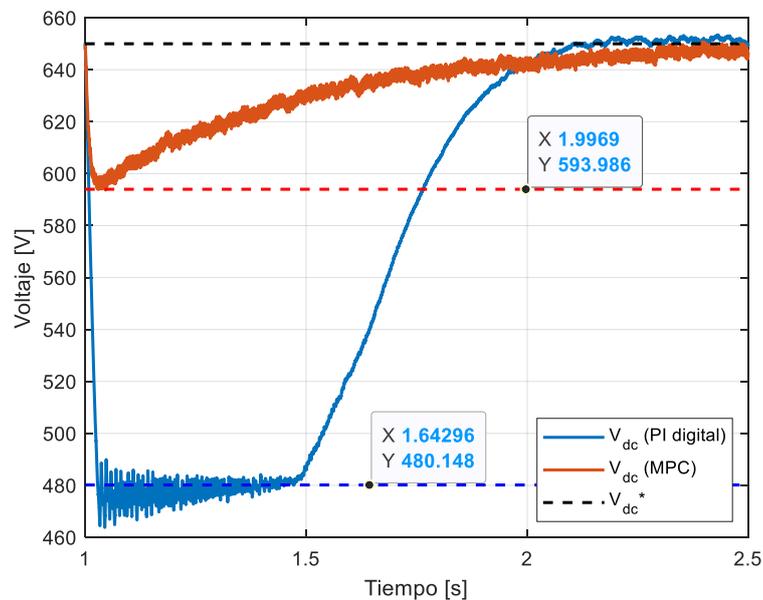


Figura 3.20 Voltaje a la entrada del inversor (conexión de carga RL).

Posteriormente, cuando se desconecta la carga RL a los 2.5 s, se puede apreciar en la figura 3.21 que el sobrepico de voltaje es 0.15 veces menor al utilizar el controlador predictivo. Con ambos controladores no se tienen retrasos en la estabilización de voltaje.

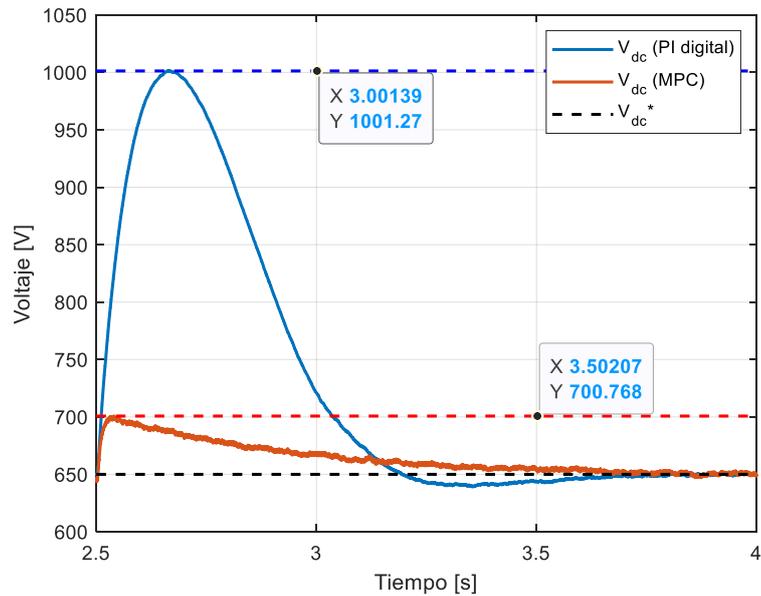


Figura 3.21 Voltaje a la entrada del inversor (desconexión de carga RL).

En la tabla 3.9 se han recopilado los datos de rizado de las corrientes y voltajes en eje directo y cuadratura, durante el control digital y el control predictivo, y en los intervalos de tiempo de la simulación. Con esta tabla se demuestra que las acciones de control durante el control predictivo son mayores, 4 veces mayor para las corrientes y 73 veces mayor para los voltajes específicamente, por lo que dan respuestas rápidas.

Tabla 3.9 Rizado de corrientes y voltajes.

Tipo de control	Control digital			Control predictivo			
	Intervalo de tiempo	0<t<1s	1s<t<2.5s	t>2.5s	0<t<1s	1s<t<2.5s	t>2.5s
I_d		16.61 A	15.45 A	16.1 A	67 A	58.12 A	57.8 A
I_q		14.73 A	14.73 A	14.73 A	65.2 A	63.8 A	71.43 A
V_d		0.44 V	0.42 V	0.47 V	33.8 V	26.36 V	29.8 V
V_q		0.39 V	0.39 V	0.39 V	32.4 V	27.9 V	31.8 V

3.5 Análisis Costo-Beneficio

La tabla 3.10 muestra un listado de precios referenciales de los componentes principales de fuerza, control y medición en USD para la implementación de la micro-red. Cabe mencionar que:

- Los fabricantes de los equipos son destacados en el mercado de energía solar y brindan un tiempo de vida útil de 30 años.
- En la programación del PLC únicamente se implementaría el control predictivo porque es el controlador que brinda mejor desempeño.
- El precio total es mucho menor comparado con la obra civil para el montaje de un transformador de potencia, con muro perimetral y líneas de transmisión, que aproximadamente es de USD 20000 sin considerar un panel de protección para el transformador.
- No se consideran montaje, comisionado ni puesta en marcha.

Tabla 3.10 Lista de precios de equipos.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	PRECIO UNITARIO
1	Panel solar monocristalino con 72 celdas, IP67, Fabricante: AE SOLAR, N/P: AE340SMM6-72	120	125
2	Caja combinatoria IP65, 1000 V, 12 canales, Fabricante: SUNPOWER, N/P: SHLX-PV12/1	1	380.50
3	Convertidor CC-CC elevador	1	550.45
4	Controlador MPPT para convertidor CC-CC, Fabricante: STRUDER, N/P: VARIOSTRING VS-120	1	1800
5	Inversor solar de 42KW (max.), IP65, 277V/480V, 3Ph+PE, incluye filtro RL de salida, Fabricante: HUAWEI, N/P: SUN2000-42KTL	1	4708.85
6	PLC para MPC, 120 VAC/ 24 VDC/ 8RLY, Fabricante: SIEMENS, N/P: 6ES7231-0HF22-0XA0	1	650
7	Otros materiales eléctricos: cables, marquillas, cajas de empalmes	1	150
TOTAL:			9739.3

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Luego de haber evaluado el diseño y simulaciones de la micro-red, las conclusiones más relevantes son:

- El diseño correcto y selección de componentes eléctricos en la micro-red tiene un rol muy importante en el desarrollo de este proyecto porque el modelamiento matemático del sistema y la sintonización de controladores dependen de estos valores, y en caso de que cambien como por ejemplo la frecuencia de la red eléctrica, se debe implementar controladores de ganancia programable que complicarían la simulación.
- Se pudo realizar el modelamiento matemático de la micro-red con mayor facilidad gracias al uso de las transformadas de Clarke y Park que convierten al sistema de corrientes de la micro-red a un sistema invariante en el tiempo, evitando así un análisis fasorial que suele ser más tedioso.
- A pesar de que el voltaje del bus se estabiliza de manera similar al usar ambos controladores, el controlador predictivo tiene un mejor desempeño porque, cuando se conecta y/o desconecta la carga RL de 5 KW, las caídas y picos de voltaje son menores comparados con los que se tienen al usar el controlador digital. Con esto se demuestra también que sería factible conectar un motor trifásico de 7.5 KW para riego bananero en una hacienda, en lugar de la carga RL.
- En este proyecto, el propósito del selector en la simulación es únicamente para escoger el tipo de controlador, ya sea digital o predictivo, y verificar resultados al utilizarlos. Sin embargo, en caso de una futura implementación de este sistema de control, no sería necesaria la implementación de este selector en la programación de un PLC porque el controlador predictivo brinda mejores resultados.
- El precio total de la instalación para esta aplicación, indicado en la sección 3.5, demuestra que se tiene un ahorro significativo comparado con la

instalación de un transformador de potencia con líneas de transmisión extensas para la obtención de la energía eléctrica en este sitio agrícola lejano.

Recomendaciones

- El valor de la consigna de voltaje v_{dc} debe ser constante porque el diseño de los componentes y la linealización del modelo matemático de la micro-red depende de este valor en estado estacionario, y en caso de que se tenga una consigna variable, se debería emplear un control de tipo adaptativo.
- Se recomienda que la potencia de la carga RL a conectarse sea máximo del 15% de la potencia nominal a ser entregada por la micro-red, tanto en el control digital como en el control predictivo.
- Es recomendable el uso de controladores PI en lugar de controladores PID porque su diseño es más sencillo y brinda un desempeño considerable, además se tienen ahorros de costos en el caso de alguna implementación.
- Una práctica recomendada es elegir un horizonte de predicción N_p inicialmente del diseño del controlador predictivo, y mantenerlo constante mientras se ajustan otras configuraciones del controlador, como por ejemplo los pesos de la función de costos.
- Al momento de diseñar el controlador predictivo, no se recomienda que N_p sea mayor que 50, salvo el caso de que el tiempo de muestreo del controlador sea muy pequeño.
- Se recomienda escoger un horizonte de control N_c pequeño para que en la programación cuadrática se calculen menos variables en cada intervalo de control, promoviendo así que los cálculos del controlador de corrientes sean más rápidos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Pacheco, “Los clientes tienen incentivos para instalar paneles solares”, *Diario El Comercio*, 10 de noviembre de 2018.
- [2] Redacción Construir, “Cuando el sol es la principal energía”, *Diario El Comercio*, 2018.
- [3] T. S. Ustun, C. Ozansoy, A. Zayegh, “Recent developments in microgrids and example cases around the world—A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2011). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.033>.
- [4] E. Hossain, E. Kabalci, R. Bayindir, R. Perez, “Microgrid testbeds around the world: State of art”, *Energy Conversion and Management* (2014). <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.05.012>.
- [5] Adeh, E.H., Good, S.P., Calaf, M., “Solar PV Power Potential is Greatest Over Croplands”, *Nature Scientific Reports* 9 (2019). <https://doi.org/10.1038/s41598-019-47803-3>.
- [6] D. Vaca, F. Ordoñez, “Irradiación Solar Global Horizontal (GHI) Anual”, *Mapa Solar del Ecuador 2019*, 2019.
- [7] *Balance Nacional de Energía Eléctrica*, Agencia de Regulación y Control de Electricidad, abril 2020, [En línea], Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-nacional/>.
- [8] B. Beltrán, “La energía solar abastece a 450 familias”, *Diario El Comercio*, 3 de marzo de 2019.
- [9] E. Macias, I. Bello, S. Trueba, X. Anchundia, M. Anchundia y C. Bravo, “Design, development and performance of solar dryer for pineapple, mamey and banana fruit drying”, *Agroindustry and Food Science*, 2017, pp. 30–38.
- [10] BIESS, “Proyecto Fotovoltaico Inició sus Operaciones”, <https://www.biess.fin.ec/sala-de-prensa/noticias/noticia/archive/noticias/2013/02/01/proyecto-fotovoltaico-inicio-sus-operaciones> (accedido en 10 de agosto de 2020).

- [11] J. Muñoz, M. Rojas, C. Barreto, “Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador”, *Ingenius – Revista de Ciencia y Tecnología* (2018). <https://doi.org/10.17163/ings.n19.2018.06>.
- [12] E. Durán, “La Generación Distribuida: Retos frente al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano”, *Revista Técnica “energía”* (2014). <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v10.n1.2014.95>.
- [13] E. Granda, O. Orta, J. Diaz-Guillén, M. Jimenez, M. Osorio y M. González, “Modelado y Simulación de Celdas y Paneles Solares”, *Corporación Mexicana de Investigación de Materiales S.A. de C.V.*, 2013, pp. 17–22.
- [14] H. Kim, K. Kim, “Filter design for grid connected PV Systems”, *2008 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies*, Singapur, 2008, pp. 1070-1075
- [15] Y. Yong, K. Kim, F. Blaabjerg, A. Sangwongwanich, “Maximum power point tracking” en *Advances in Grid-Connected Photovoltaic Power Conversion Systems*, 1ra ed., Cambridge, Inglaterra: Woodhead Publishing, 2018, pp. 78 – 81.
- [16] M. H. Rashid, “Reguladores elevadores” en *Electrónica de Potencia-Circuitos, Dispositivos y Aplicaciones*, 3ra ed., México: Prentice-Hall, 2004, pp. 190–194.
- [17] W. Xiao, “Reguladores elevadores” en *Photovoltaic Power System – Modeling, Design, and Control*, 3ra ed., Nueva Jersey, EE. UU.: Wiley, 2017, pp. 115–116.
- [18] D. Larco, “Diseño y Construcción de una Plataforma Experimental de Desarrollo y Pruebas de Sistemas de Control Vectorial de Motores Eléctricos Mediante Procesamiento Digital de Señales y Programación Gráfica Asistida por Computador”, *Tesis de Maestría*, ESPOL, Guayaquil, Ecuador, 2013.
- [19] Y. Levron, J. Belikov, D. Baimel, “A Tutorial on Dynamics and Control of Power Systems with Distributed and Renewable Energy Sources Based on the DQ0 Transformation”, *Applied Sciences* (2018). <https://doi.org/10.3390/app8091661>.
- [20] K.S. Rajesh, S.S.Dash, R. Rajagopal, R. Sridhard, “A review on control of ac microgrid”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2017). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.106>.
- [21] S. Tahir, J. Wang, M. H. Baloch, G. S. Kaloi, “Digital Control Techniques Based on Voltage Source Inverters in Renewable Energy Applications: A Review”, *Electronics* (2018). <https://doi:10.3390/electronics7020018>.

- [22] I. Maaoui–Ben, H. Mohamed, W. Naouar, N. Mrabet–Bellaj, “Model Based Predictive Control for Three–Phase Grid Connected Converter”, *Journal of Electrical Systems*, Tunisia, 2015 pp 463-475.
- [23] Weather Spark, “El clima promedio en El Triunfo Ecuador”, <https://es.weatherspark.com/y/19361/Clima-promedio-en-El-Triunfo-Ecuador-durante-todo-el-año> (accedido en 1 de diciembre de 2020).
- [24] L. Wang, S. chai, D. Yoo, L. Gan y Ki. Ng, “Modeling of the Power Converter” en *PID and Predictive Control of Electrical Drives and Power Converters using MATLAB/Simulink®*, 1ra ed., Singapur, Solaris: Wiley, 2015, pp. 21–24.
- [25] Y., Yang, K.A. Kim, F. Blaabjerg, A. Sangwongwanich, “Current feed–in control” en *Advances in Grid–Connected Photovoltaic Power Conversion Systems*, 1ra ed., Reino Unido, Cambridge: Woodhead Publishing, 2018, pp. 92–96.

ANEXOS

ANEXO I: ALGORITMO MPPT P&O EN MATLAB

```
function duty = PandO(data,Vpv,Ipv)

duty_init = data(1);
duty_min = data(2);
duty_max = data(3);
delta = data(4);

persistent V_old P_old duty_old;

if isempty(V_old)
    V_old = 0; P_old = 0; duty_old = duty_init;
end

Ppv = Vpv*Ipv;
dV = Vpv - V_old;
dP = Ppv - P_old;

if dP ~= 0 && Vpv > 30
    if dP < 0
        if dV < 0
            duty = duty_old - delta;
        else
            duty = duty_old + delta;
        end
    else
        if dV < 0
            duty = duty_old + delta;
        else
            duty = duty_old - delta;
        end
    end
else
    duty = duty_old;
end

if duty >= duty_max
    duty = duty_max;
elseif duty < duty_min
    duty = duty_min;
end

duty_old = duty;
V_old = Vpv;
P_old = Ppv;
```

ANEXO II: SELECCIÓN DE CONTROLADORES EN MATLAB

```
%% Borra el espacio de trabajo
clc; clear; close all;
pv2grid_boost_inverter_data;

%% Selección de modo de operación
disp('[1] - Control PI digital');
disp('[2] - Control MPC digital');
disp('[3] - Ambos modos de control');
SW = input('Escoja el modo de operación del VSI: ');

switch SW
    case 1
        sim('pv2grid_boost_inverter.slx');
        pv2grid_boost_inverter_plots;
    case 2
        sim('pv2grid_boost_inverter.slx');
        pv2grid_boost_inverter_plots;
    case 3
        SW = 1;
        sim('pv2grid_boost_inverter.slx');
        V1 = V(:,1);
        SW = 2;
        sim('pv2grid_boost_inverter.slx');

        % Gráficas de voltaje Vdc (1s < t < 2.5s)
        figure;
        v1 = 593.986; v2 = 480.148;
        p = plot(tout,V1,tout,V(:,1),tout,V(:,2),'k--',
        ',tout,0*tout+v1','r--',tout,0*tout+v2,'b--');
        set(p,'Linewidth', 1.5);
        grid;
        xlabel('Tiempo [s]'); ylabel('Voltaje [V]');
        legend('V_{dc} (PI digital)', 'V_{dc} (MPC)', 'V_{dc}*','Location','Southeast');
        xlim([1 2.5]);

        % Gráficas de voltaje Vdc (2.5s < t < 4s)
        figure;
        v1 = 700.768; v2 = 1001.27;
        p = plot(tout,V1,tout,V(:,1),tout,V(:,2),'k--',
        ',tout,0*tout+v1','r--',tout,0*tout+v2,'b--');
        set(p,'Linewidth', 1.5);
        grid;
        xlabel('Tiempo [s]'); ylabel('Voltaje [V]');
        legend('V_{dc} (PI digital)', 'V_{dc} (MPC)', 'V_{dc}*');
        xlim([2.5 4]);
end
```

ANEXO III: DATOS DE ENTRADA DE MICRO-RED EN MATLAB

```
%% Parámetros de simulación
Tf = 4; % Tiempo final de simulación [s]
Ts = 1e-5; % Tiempo de muestreo [s]

%% Parámetros del arreglo solar en máxima potencia
Pn = 40e3; % Potencia solar a entregar [W]
Vmp = 39.09; % Voltaje MPP de panel solar [V]
Imp = 8.7; % Corriente MPP de panel solar [A]
Ns_Np = 10*ceil(Pn/(Vmp*Imp)/10); % Cant. de combinación
serie-paralelo

Ns = 10; % Cant. escogida de paneles en serie
Np = Ns_Np/Ns; % Cant. de paneles en paralelo

Vmpp = Ns*Vmp; % Voltaje MPP del arreglo solar [V]
Imp = Np*Imp; % Corriente MPP del arreglo solar [A]
Pmpp = Vmpp*Imp; % Potencia MPP del arreglo solar [W]

%% Parámetros de la red eléctrica
U = 220; % Voltaje línea-línea [V]
f = 60; % Frecuencia de la red [Hz]

Lf = (0.1*U^2)/(2*pi*f*Pn/3); % Inductancia de filtro [H]
RLf = 25*Lf; % Resistencia de filtro [Ω]

%% Cálculo de parámetros del convertidor Boost
Vdc = 650; % Referencia de voltaje de alimentación [V]
fsw1 = 5e3; % Frecuencia de conmutación [Hz]
Do = 1 - Vmpp/Vdc; % Ciclo de trabajo nominal
L_min = ((1-Do)^2)*Do*(Vdc^2)/(2*fsw1*Pn); % Inductancia
límite para CCM [H]
L = 10*L_min; % Inductancia [H]
Cdc_min = (Do*Pn)/(0.01*(Vdc^2)*fsw1); % Capacitancia
mínima de salida para CCM [F]
Cdc = 1000e-6; % Capacitancia de salida [F]
Cpv = 100e-6; % Capacitancia de entrada [F]

%% Parámetros del controlador MPPT
D_init = 1e-2; % Valor inicial para el ciclo de trabajo
D_min = 0; % Valor mínimo para el ciclo de trabajo
D_max = Do; % Valor máximo para el ciclo de trabajo
delta = 125e-6; % Valor de incremento para
aumentar/disminuir el ciclo de trabajo
mppt_data = [D_init D_min D_max delta];

%% Parámetros del inversor
fsw2 = 5e3; % Frecuencia de conmutación [Hz]
```

```

%% Parámetros de la carga RL trifásica
PL = 5e3;           % Potencia de la carga [W]
fpL = 0.88;        % Factor de potencia de la carga

%% Diseño de controladores PI
% Lazos de Corrientes D y Q
Gi = tf(1,[Lf RLf]); % Func. de transferencia: id(s)/vd(s)
Giz = c2d(Gi,Ts);    % Func. de transferencia: id(z)/vq(z)
Ciz = pidtune(Giz,'PI'); % Controlador PI interno de corriente
Kp_id = Ciz.Kp; Ki_id = Ciz.Ki;
Kp_iq = Ciz.Kp; Ki_iq = Ciz.Ki;

% Lazo de Voltaje
Vm = U*sqrt(2)/sqrt(3); % Voltaje de fase pico [V]
Gv = tf(-1.5*Vm/Vdc,[Cdc 0]); % Func. de transferencia:
Vdc(s)/id(s)
Gvz = c2d(Gv,Ts); % Func. de transferencia:
Vdc(z)/id(z)
Giz_CL = feedback(Ciz*Giz,1); % Func. de transferencia de
corriente (Lazo Cerrado)
Cvz = pidtune(Giz_CL*Gvz,'PI'); % Controlador PI externo de
voltaje
Kp_vbus = Cvz.Kp; Ki_vbus = Cvz.Ki;

%% Modelo Linealizado para Corrientes en SS para MPC
A = [-RLf/Lf      2*pi*f,
      -2*pi*f     -RLf/Lf];
B = [1/Lf      0,
      0        1/Lf];
C = eye(2);
D = zeros(2,2);
G = ss(A,B,C,D);
load('mpc1.mat');

Kp = -0.5; Ki = -1;

```