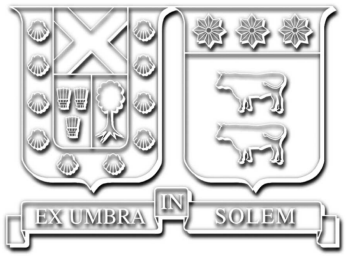
Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



Estudio de regulación de frecuencia para una planta fotovoltaica sin elementos almacenadores de energía

VALERIA GAETE CONDE

2024

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniera Electricista

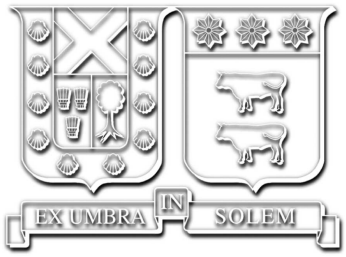
Profesora Guía:
Dra. Margarita Norambuena (UTFSM)

Co Guía:
Mag. Guillermo Huerta (UTFSM)

Co Referente:
Manasés Mercedes (GIZ)

Valparaíso, Mayo 2024.

Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



Estudio de regulación de frecuencia para una planta fotovoltaica sin elementos almacenadores de energía

Valeria Gaete Conde

2024

"Siempre debes creer en ti mismo. Haz esto y no importa dónde te encuentres, no tendrás nada que temer"
— Hayao Miyazaki

Agradecimientos

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a mis padres, Margarita y Carlos, por su apoyo incondicional. Su presencia y consejos han sido fundamentales tanto en mi formación académica como en mi vida personal.

Un reconocimiento especial al Centro de Investigación de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (AC3E) por brindarme la oportunidad de contribuir en este estudio. Agradezco enormemente al equipo, en particular a la Doctora Margarita Norambuena, y a los ingenieros Andrés Carvajal y Cristóbal Cortés, por su orientación y apoyo técnico. Un agradecimiento especial al Jefe de Proyectos Guillermo Huerta, por su liderazgo y confianza en mi trabajo.

Finalmente, quiero agradecer a Miguel Huerta, Matías Mediano, Gato y Matías Correa por su disposición y apoyo durante los momentos más desafiantes de este proyecto.

Su colaboración ha sido invaluable y ha marcado la diferencia en el éxito de esta memoria.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos I

Índice de Figuras III

Índice de Tablas V

Resumen 1

1. Introducción 2
- 1.1. Objetivo General . . . 4
- 1.2. Objetivos Específicos . . . 4
- 1.3. Contenido de la memoria . . . 4

2. Sistemas de Potencia y Servicios Complementarios 5
- 2.1. Planificación y Gestión en los SEP . . . 5
- 2.2. Servicios Complementarios en los SEP: Enfoque en Control de Frecuencia 6
  - 2.2.1. Control de frecuencia . . . 6
- 2.3. Importancia y Desafíos del Control de Frecuencia . . . 8
- 2.4. Experiencia Chilena en prestación de Servicios Complementarios . . . 9
  - 2.4.1. Norma Técnica de Servicios Complementarios . . . 9
  - 2.4.2. Anexo Técnico de Verificación de instalaciones para la prestación de SSCC . . . 9
  - 2.4.3. Caso del parque fotovoltaico Luz del Norte . . . 11
    - 2.4.3.a. Descripción de los ensayos para verificar el CPF . . . 12
    - 2.4.3.b. Ensayos . . . 12

3. Normativa de la República Dominicana 14
- 3.1. Normativa relacionada a Energías Renovables . . . 15
- 3.2. Normativa relacionada a Regulación Primaria de Frecuencia . . . 16

4. Sistema Eléctrico de República Dominicana 19
- 4.1. Planta Fotovoltaica Santanasol . . . 19
- 4.2. Sistema Eléctrico de Potencia de República dominicana . . . 20
- 4.3. Incentivos para el desarrollo de tecnologías con ER . . . 20
- 4.4. Problemáticas del SENI . . . 21
  - 4.4.1. Desabastecimiento energético . . . 21
    - 4.4.1.a. Capacidad Instalada Insuficiente . . . 22
    - 4.4.1.b. Restricciones de Transmisión . . . 22
    - 4.4.1.c. Participación en Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) . . . 22

4.5. Modelo reducido del sistema 23

5. Control Primario de Frecuencia aplicado a plantas renovables sin almacenamiento 27
5.1. Droop Control 30

6. Pruebas de validación del Droop Control 31
6.1. Pruebas de estatismo 31
6.1.1. Demanda mínima 32
6.1.2. Demanda media 33
6.1.3. Demanda máxima 36
6.2. Prueba de estatismo permanente 38
6.3. Ensayo de banda muerta 39

7. Validación experimental de Control Primario mediante Hardware in the Loop 42
7.1. Ensayo Hardware in the Loop (RTDS+BRAIn): Estatismo permanente . 43
7.2. Ensayo Hardware in the Loop (RTDS+BRAIn): Conexión y desconexión de carga 43

8. Conclusiones. 45

Apéndices 47

A. Real Time Digital Simulator RTDS 47
A.1. Evaluación comparativa de RTDS y simulación por software Digsilente . . 48

Apéndices 49

B. BRAIn: instalación de Code Composer y conexión con RTDS 49
B.1. Instalación Code Composer 50
B.2. Periféricos 53
B.2.1. Entrada Analógica 53
B.2.2. Salida digital 54
B.3. Conexión con RTDS 55

Bibliografía 56

Índice de Figuras

1.1. Esquema del contexto GIZ-AKUO. 3

2.1. Esquema de reservas del control de frecuencia. 7
2.2. Parque fotovoltaico Luz del Norte. 11

3.1. Esquema de normativas de referencia del estudio. 14

4.1. Parque Solar Santanasol República Dominicana. 19
4.2. Capacidad instalada por tecnología, por categorización de energías renovables y según recurso renovable variable o no variable. 20
4.3. Horas totales de desabastecimiento de energía del SENI. 21
4.4. Horas de desacoples económicos para el año 2022. 22
4.5. Diagrama unilineal del SENI. 23
4.6. Modelo Reducido de SENI. 23
4.7. Modelo de planta fotovoltaica conectada al SENI en plataforma RSCAD. 24
4.8. Modelo de planta fotovoltaica con Control de frecuencia, conectada al SENI en plataforma RSCAD. 26

5.1. Respuesta de frecuencia del sistema eléctrico. 28
5.2. Función de transferencia que relaciona velocidad y torques en una máquina sincróna. 28
5.3. (a) Esquema de generación virtual; (b) Ecuación de generador sincrónico virtual; (c) Ecuación de generador sincrónico. 29
5.4. Métodos de control de frecuencia categorizados. 29
5.5. Curva Droop para control primario de frecuencia. 30

6.1. Esquema para ensayos de estatismo permanente. 31
6.2. Resultados de ensayo de estatismos para demanda mínima y 2 % de estatismo. 32
6.3. Resultados de ensayo de estatismos para demanda mínima y 4 % de estatismo. 32
6.4. Resultados de ensayo de estatismos para demanda mínima y 6 % de estatismo. 33
6.5. Curva Droop demanda mínima 33
6.6. Resultados de ensayo de estatismos para demanda mínima y 2 % de estatismo. 34
6.7. Resultados de ensayo de estatismos para demanda mínima y 4 % de estatismo. 34

6.8. Resultados de ensayo de estatismos para demanda mínima y 6 % de estatismo. 35
6.9. Curva Droop demanda media 35
6.10. Resultados de ensayo de estatismos para demanda máxima y 2 % de estatismo. 36
6.11. Resultados de ensayo de estatismos para demanda máxima y 4 % de estatismo. 36
6.12. Resultados de ensayo de estatismos para demanda máxima y 6 % de estatismo. 37
6.13. Curva Droop demanda máxima 37
6.14. Resultados de ensayo de estatismos para demanda máxima y 6 % de estatismo. 39
6.15. Curva de droop para diferentes valores de estatismo en caso de demanda media y estatismo permanente. 39
6.16. Datos reales de variación de frecuencia en el SENI. 40
6.17. Ensayo de banda muerta 40

7.1. Estación de trabajo experimental para validación de control primario. . . 42
7.2. Curva de droop para ensayo hardware in the loop. 43
7.3. Ensayo de conexión y desconexión de carga. (a) Conexión de carga; (b) Desconexión de carga. 44

A.1. Visualización de RTDS Novacore [1]. 47

B.1. Diagrama general de la plataforma BRAIn. 49
B.2. Ventana de configuración de *New CCS Project* 51
B.3. Ventana de Show Build Settings 52
B.4. Ventana ejemplo al agregar archivos de la Libería 52
B.5. Esquema de conexión de periférico PF4 para conexión análoga. 53
B.6. Esquema de conexión PF1 para señales digitales. 54
B.7. Conexión entre Brain y RTDS para llevar a cabo el Hardware in the Looop. 55

Índice de Tablas

3.1. Resumen de normativa utilizada para este estudio. 15
3.2. Tabla de resumen de Atículo 390 del RLGE. 18

4.1. Componentes del modelo RSCAD utilizado para representar el sistema. . 25
4.2. Componentes del modelo RSCAD con control primario de frecuencia. . . 26

5.1. Ecuación de Droop Control para condiciones de operación de sobre-frecuencia y sub-frecuencia [2]. 30

6.1. Parametros utilizados en la Figura 6.1 32
6.2. Ajustes generales del droop control segun el Atículo 390 del RLGE. . . . 38

A.1. Resumen comparativo de herramientas de simulación 48

Nomenclatura.

AGC	:	Automatic Generation Control.
BEES	:	Battery Energy Storage System.
BRAIn	:	Board for Research, Academic and Industrial Applications.
CCE	:	Centro de Control de Energía.
CI	:	Cargas Interrumplibles.
CNE	:	Comisión Nacional.
CPF	:	Control Primario de Frecuencia.
CRF	:	Control Rapido de Frecuencia.
CSF	:	Control Secundario de Frecuencia.
CTF	:	Control Terciario de Frecuencia.
DSP	:	Digital signal processor.
EMT	:	Electromagnetic Transients.
ER	:	Energía Renovable.
ERV	:	Energía Renovable Variable.
FPGA	:	Field-programable gate array.
FV	:	Fotovoltaica.
GIZ	:	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit.
GTAO	:	Giga-Transceiver Analogue Output Card.
GTDI	:	Giga-Transceiver Digital Input Card.
HIL	:	Hardware in the loop.
MEM	:	Ministerio de Energía y Minas.
Nadir	:	Valor mínimo de baja frecuencia.
PEN	:	Plan Energético Nacional.
R	:	Valor de estatismo.
RL	:	Reglamento de Ley.
RLGE	:	Reglamento de Ley General de Electricidad.
ROCOF	:	Rango de cambio de frecuencia.
RPF	:	Regulación Primaria de Frecuencia.
RTDS	:	Real Time Digital Simulator.
SC	:	Servicio Complementario.
SENI	:	Sistema Electrico Nacional Inteconectado.
SEP	:	Sistema eléctrico de potencia.
SIE	:	Superintendencia de Electricidad.
SIL	:	Software In the Loop.
SSAA	:	Servicios Auxiliares.
SSCC	:	Servicios Complementarios.

Resumen

Este estudio, realizado para Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) y Akuo Energy, se centra en promover las energías renovables en el mercado de Servicios Auxiliares (SSAA) en la República Dominicana. El objetivo principal es desarrollar un análisis dinámico para la Planta Fotovoltaica Santanasol, la cual no dispone de almacenamiento de energía. El análisis incluye la revisión del estado del arte, un estudio de los sistemas eléctricos de potencia y la necesidad de servicios auxiliares, así como la legislación relevante y normativas, enfocándose en la generación fotovoltaica y el Control Primario de Frecuencia (CPF).

Se efectuó una simulación detallada de la operación de Santanasol mediante la plataforma BRAIn y el simulador en tiempo real RTDS, poniendo especial atención en el comportamiento de la frecuencia de la red y en la evaluación del rendimiento del parque solar.

El estudio sugiere mejoras en las tecnologías de regulación para plantas fotovoltaicas sin almacenamiento, basadas en el análisis realizado. Las pruebas abarcan etapas de software in the loop (SIL), examinando configuraciones de distintos valores de estatismo y banda muerta, así como ensayos de hardware in the loop (HIL) para determinar la capacidad de respuesta de la planta ante condiciones de conexión y desconexión de una carga de ± 100 [MW]. Las conclusiones sugieren que la planta puede ofrecer control primario de frecuencia para un estatismo mayor al 3.5 %, lo que garantiza una banda muerta de ± 0.1 % de la frecuencia nominal del sistema. Sin embargo, es necesario evaluar el costo de mantener una reserva de potencia y considerar la disponibilidad de potencia de reserva en eventos de cambio de frecuencia.

Capítulo 1

Introducción

Este estudio, encargado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) en colaboración con Akuo Energy, aborda la promoción de energías renovables en los Servicios Auxiliares (SSAA) en la República Dominicana. El proyecto se centra en la integración de la energía fotovoltaica, específicamente en la planta fotovoltaica Santanasol de 45 MW sin almacenamiento de energía. Se exploran los desafíos de la variabilidad en la generación de energía renovable y su impacto en la estabilidad del sistema eléctrico, con especial atención en el Control Primario de Frecuencia (CPF).

GIZ busca asesorar a la Superintendencia de Electricidad (SIE) en el desarrollo de un marco normativo para la participación de centrales renovables en los SSAA, considerando la variabilidad del recurso y su efecto en la operación y confiabilidad del sistema eléctrico. A pesar de la percepción de inestabilidad asociada a las energías renovables, debido a la variabilidad del recurso, se analizará su potencial contribución a los mercados de SSAA.

La Figura 1.1 muestra tanto el sistema de control (señalado en la imagen con el distintivo del número uno), como el sistema de potencia. El sistema de potencia se analiza con un modelo reducido, lo que se representa través del bloque: Modelo del sistema (señalado en la imagen con el distintivo del número dos), el cual es conectado a una red alterna en la barra V_g. Por otro lado, en la barra V_c se conecta un sistema de generación fotovoltaica. Por último, en la barra V_b se conecta un bloque de generación o carga, que tiene por objetivo mostrar que en algún instante $t = t_x$, existe una desconexión, lo que implica un desbalance de potencia, $P_G \neq P_D$, produciendo entonces una respuesta en frecuencia del sistema, tal como se muestra en la gráfica de la misma figura, con título: Frecuencia del sistema (señalado en la imagen con el distintivo del número tres).

Respecto al control, contenido en el recuadro de color gris y numeral uno, se reciben señales de las distintas barras del sistema, con el objetivo de sincronizarse con las variables del sistema. Además, se cuenta con una comunicación bidireccional con los bloques de generación, con el objetivo de monitorear las variables de estado y enviar consignas de generación al momento de efectuar un servicio, como es el control primario de frecuencia.

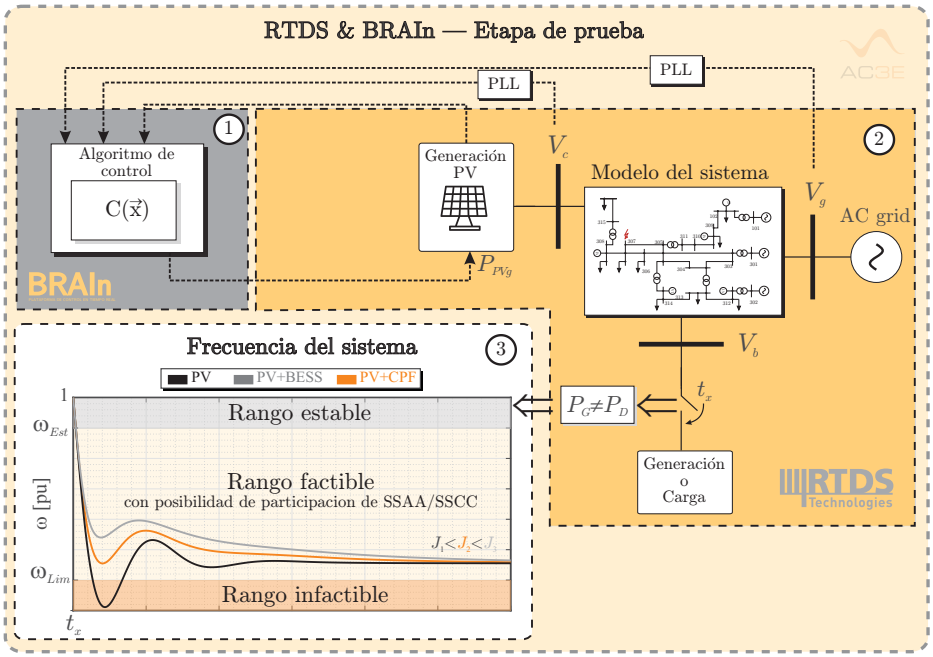


Figura 1.1: Esquema del contexto GIZ-AKUO.

El análisis del servicio de control primario de frecuencia se despliega a través de diversos escenarios, cuyas respuestas se ilustran claramente en la gráfica adjunta (indicado en la imagen con el número tres). Para poner un ejemplo concreto, se destacan tres situaciones distintas: inicialmente, se observa el comportamiento de una planta fotovoltaica operando sin este servicio, situación representada por la curva negra. En contraste, la curva gris nos muestra cómo se comporta la planta cuando incorpora un sistema de almacenamiento para prestar el servicio. Finalmente, la curva naranja refleja el desempeño de la planta ofreciendo el servicio sin recurrir al almacenamiento. Es interesante notar cómo cada curva demuestra una inercia equivalente, resultado directo de la generación de inercia virtual por parte de la planta, gracias a la inyección de potencia activa. Esto evidencia que una mayor inercia contribuye a mantener la curva dentro de un rango operativo deseable, tal y como se resalta en la gráfica. Dicho rango está definido por las especificaciones de cada sistema eléctrico nacional, buscando siempre garantizar un suministro de energía dinámico, seguro y confiable.

Profundizando en la aplicación práctica de estos conceptos, la incorporación de servicios auxiliares por parte de la planta no solo es viable, sino que además potencia significativamente la calidad del servicio eléctrico desde una perspectiva técnica.

En cuanto a la metodología experimental, tras una fase inicial de documentación e investigación exhaustivas, se procederá a la validación en laboratorio del control primario de frecuencia. Este proceso se llevará a cabo mediante el uso de la plataforma BRAIn, encargada de gestionar el control del sistema, y el simulador en tiempo real RTDS, que replica el comportamiento del sistema eléctrico y facilita la interacción con plataformas externas. Esta sinergia permite no solo simular, sino también validar con precisión esquemas de control como el que se propone.

1.1. Objetivo General

Desarrollar un estudio dinámico para el Parque Solar Fotovoltaico Santanasol sin elementos almacenadores de energía

1.2. Objetivos Específicos

a) Revisar el estado del arte de la energía fotovoltaica, normativas y legislación respecto a generación fotovoltaica sin almacenamiento de energía

b) Estudiar los antecedentes de la planta para determinar el estado de operación de la misma.

c) Simular las condiciones de operación de la planta y analizar el comportamiento de la frecuencia en la red

d) Evaluar desempeño del parque sin almacenamiento de energía y proponer mejoras en cuanto a tecnologías respecto a regulación de frecuencia para plantas sin almacenamiento

1.3. Contenido de la memoria

Este documento presenta un análisis detallado del Parque Solar Fotovoltaico Santanasol, cubriendo aspectos técnicos, normativos y de operación sin almacenamiento de energía. Se incluyen estudios de simulación, evaluación de desempeño y propuestas de mejora enfocadas en la regulación de frecuencia.

Capítulo 2: Sistemas de Potencia y Servicios Complementarios

Capítulo 3: Normativa de la República Dominicana

Capítulo 4: Sistema Eléctrico de República Dominicana

Capítulo 5: Control Primario de Frecuencia aplicado a plantas renovables sin almacenamiento

Capítulo 7: Pruebas de validación del Droop Control

Capítulo 8: Validación experimental de Control Primario mediante Hardware in the Loop

Capitulo 9: Conclusiones

Apéndice A: Real Time Digital Simulator RTDS

Apéndice B: BRAIn, instalación de Code Composer y conexión con RTDS

Capítulo 2

Sistemas de Potencia y Servicios Complementarios

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) son fundamentales para el sustento de la vida cotidiana, proporcionando la energía eléctrica indispensable para el funcionamiento de las ciudades, el sector industrial y el área comercial. Estos sistemas, que comprenden una compleja red de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, necesitan una gestión meticulosa y armónica para garantizar su fiabilidad y eficacia. En este marco, la intervención de entidades gubernamentales y organismos reguladores es vital para la supervisión y normativa de los SEP. Estas autoridades colaboran estrechamente con las compañías de servicios públicos y otras partes interesadas, con el fin de preservar y mejorar la calidad del suministro eléctrico [3-4].

2.1. Planificación y Gestión en los SEP

La toma de decisiones estratégicas en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema se organiza en diferentes horizontes temporales: Largo Plazo, Mediano Plazo, Corto Plazo y Tiempo Real. Los Servicios Complementarios (SSCC) se ven idirectamente involucrados en la programación a Corto Plazo y Tiempo Real, tal como lo expone Gómez-Expósito [3] en su libro "*Electric Energy Systems: Analysis and Operation*":

• **Largo Plazo:** Esta etapa abarca decisiones estratégicas que se proyectan para periodos que van desde varios años hasta décadas. Se analizan aspectos como el crecimiento en la demanda de energía, las opciones tecnológicas disponibles, los costos asociados, la disponibilidad de recursos energéticos y las implicaciones ambientales. El objetivo principal es la optimización de costos y la evaluación de escenarios futuros para asegurar la eficiencia y la confiabilidad del sistema a largo plazo.

• **Mediano Plazo:** Definidas las estrategias a largo plazo, la planificación a mediano plazo se enfoca en el horizonte de 1 a 3 años, concentrándose en la operación y el mantenimiento del sistema. Esto incluye la programación de actividades y la definición de políticas para la adquisición de combustibles, buscando optimizar la eficiencia operacional.

• **Corto Plazo:** Se trata de la planificación que abarca desde semanas hasta meses.

Durante este período, se organiza la producción horaria de las plantas generadoras, tomando en cuenta factores como el encendido y apagado de unidades, las limitaciones de los recursos hídricos y la capacidad de respuesta ante fallos imprevistos. La toma de decisiones se orienta hacia la eficiencia y seguridad operacional, adaptándose a las condiciones actuales para mantener la fiabilidad del sistema.

• **Tiempo Real:** En este nivel, las decisiones están dirigidas a asegurar la integridad del sistema eléctrico, priorizando la supervisión, el control y el monitoreo continuo. Las consideraciones económicas pasan a un segundo plano, dando prioridad a la viabilidad técnica y la respuesta ante eventos inesperados. Las operaciones en tiempo real requieren una vigilancia constante y la implementación de protocolos de seguridad para preservar la estabilidad y eficiencia del sistema ante situaciones dinámicas.

Además, en la operación en tiempo real del sistema eléctrico se incluyen los servicios complementarios, esenciales para manejar las variaciones instantáneas y las necesidades operativas emergentes, tales como el control de la frecuencia y la tensión. Estos servicios son fundamentales en las operaciones de corto plazo y en Tiempo Real, asegurando la respuesta adecuada ante fluctuaciones y demandas inmediatas.

2.2. Servicios Complementarios en los SEP: Enfoque en Control de Frecuencia

Dentro del ámbito de la operación de Sistemas Eléctricos de Potencia, los SSCC son prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias, de esta manera garantizan la estabilidad, confiabilidad y calidad del suministro eléctrico. Estos servicios abarcan una variedad de funciones cruciales que aseguran el funcionamiento eficiente y seguro del sistema eléctrico. Uno de los aspectos fundamentales para la prestación efectiva de servicios complementarios es el cumplimiento de requisitos específicos que deben ser satisfechos.

Esta sección busca describir los tipos de control de frecuencia con énfasis en los criterios y condiciones que deben cumplir las unidades generadoras y otros elementos del sistema eléctrico para participar en la provisión de servicios complementarios.

2.2.1. Control de frecuencia

El Control de frecuencia es uno de los aspectos fundamentales en la operación y estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia. La frecuencia es una medida de velocidad de las máquinas generadoras rotatorias y se mantiene en un valor nominal establecido, generalmente de 50 o 60 Hz dependiendo del país.

El equilibrio entre la generación y demanda de energía es esencial para mantener la frecuencia dentro de los límites aceptables. Cuando la demanda de energía supera a la generación disponible, la frecuencia tiende a disminuir, mientras que cuando la generación supera a la demanda, la frecuencia tiende a aumentar. El control de frecuencia se encarga de mantener este balance y evitar fluctuaciones excesivas.

En un SEP, el control de frecuencia se logra a través de una combinación de medidas preventivas y correctivas. Las medidas preventivas incluyen la programación de la gene-

ración de energía de acuerdo con la demanda pronosticada y la planificación adecuada de la capacidad de generación. Sin embargo, debido a la naturaleza variable de la demanda y de la generación, también es necesario contar con mecanismos de control correctivos para tener una respuesta ante fluctuaciones y mantener la frecuencia dentro de los límites aceptables.

En Chile, el control de frecuencia se realiza mediante varias acciones interrelacionadas, que incluyen el Control Rápido de Frecuencia (CRF), el Control Primario de Frecuencia (CPF), el Control Secundario de Frecuencia (CSF), el Control Terciario de Frecuencia (CTF) y las Cargas Interrumpibles (CI). La Figura 2.1 permite tener una estimación temporal de los controles mencionados [5].

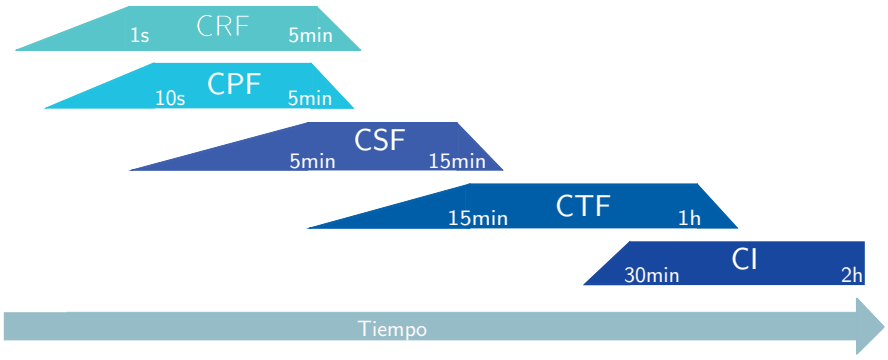


Figura 2.1: Esquema de reservas del control de frecuencia.

- **Control Rápido de Frecuencia:** Este mecanismo responde inmediatamente a las desviaciones de frecuencia. Funciona a través de bandas de regulación asimétricas para manejar tanto la subfrecuencia como la sobrefrecuencia, siendo crucial durante contingencias.

- **Control Primario de Frecuencia:** Constituye una respuesta automática local a las desviaciones de frecuencia. Este control requiere que las unidades generadoras cumplan con ciertas especificaciones técnicas, como estatismo permanente ajustable, banda muerta limitada, retardo inicial reducido, tiempo máximo de establecimiento definido y amortiguación de oscilaciones. Su función es contener y corregir variaciones de frecuencia, manteniendo reservas de potencia activa para enfrentar fluctuaciones normales y significativas.

Estado Normal de la Operación

En el Estado Normal de la Operación, es imprescindible contar con reservas de potencia activa para manejar variaciones en la demanda en relación con el valor programado de despacho. Las desviaciones consideradas normales están dentro de la banda de ± 0.2 Hz. Tanto las unidades sincrónicas como las unidades de Energías Renovables Variables (ERV) pueden participar en esta regulación, siempre que cumplan con los requisitos establecidos por el Coordinador.

Las unidades sincrónicas que participen de la regulación primaria deberán con ciertas exigencias mínimas:

- Estatismo permanente: con rango ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor, las cuales

podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo. Los rangos de ajustes serán:

i. Para unidades hidráulicas: de 0 % a 8 %.

ii. Otras unidades sincrónicas: de 4 % a 8 %.

- Banda muerta: Debe ser inferior a 0.1 % del valor nominal de frecuencia, es decir, ± 25 [mHz].
- Retardo inicial del sistema: Deberá ser inferior a dos segundos desde la detección de la sub o sobrefrecuencia hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el propietario de la unidad generadora proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
- Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas.
- Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.

- **Control Secundario de Frecuencia (CSF)**

Su propósito es restablecer la frecuencia a su valor nominal. Este control se lleva a cabo mediante un esquema centralizado, conocido como control automático de generación (AGC), y se activa en un tiempo no mayor a 5 minutos, con un tiempo mínimo de entrega de 15 minutos.

- **Control Terciario de Frecuencia (CTF)**

Son acciones activadas por el coordinador del sistema en tiempo real, destinadas a restablecer las reservas del CSF o incorporar reservas adicionales. Estas acciones preparan el sistema para responder a desequilibrios que podrían exceder las capacidades de otros controles de frecuencia.

- **Cargas Interrumpibles (CI)** Este servicio implica la participación de usuarios finales que pueden reducir su consumo energético en respuesta a instrucciones, lo que ayuda a mantener la estabilidad del sistema en momentos críticos.

2.3. Importancia y Desafíos del Control de Frecuencia

La integración creciente de energías renovables en los sistemas de energía marca un cambio significativo en el panorama energético global, impulsado principalmente por la reducción de costos en tecnologías eólicas y solares y por un enfoque en la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero. Este proceso de transición conlleva desafíos operativos y regulatorios significativos que afectan tanto al medio ambiente como al sector energético [3].

La transformación de la matriz energética hacia una mayor inclusión de fuentes renovables requiere adaptaciones en la operación y regulación de los sistemas eléctricos. Estas adaptaciones son necesarias para garantizar la confiabilidad del suministro y para mantener la sostenibilidad económica para los consumidores. Fuentes como la energía eólica y solar, caracterizadas por su intermitencia, requieren una flexibilidad operativa incrementada en los sistemas eléctricos. Esto implica la necesidad de realizar ajustes operativos y

desarrollar regulaciones específicas que faciliten la integración de estas energías, sin comprometer la estabilidad y eficiencia del sistema.

Los operadores de sistemas eléctricos enfrentan el desafío de incorporar tecnologías que ofrezcan la flexibilidad necesaria, como turbinas de gas y sistemas de almacenamiento de energía, para manejar la variabilidad inherente a la generación de energía renovable. La regulación juega un rol crucial en mitigar los impactos asociados con la integración de estas nuevas tecnologías en las infraestructuras de generación existentes.

2.4. Experiencia Chilena en prestación de Servicios Complementarios

El marco normativo chileno que se aplica a las instalaciones para la presentación de Servicios Complementarios (SSCC), específicamente aplicado a parques fotovoltaicos para el servicio de Control Primario de Frecuencia (CPF) son la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC) [6] y su Anexo Técnico de "Verificación de instalaciones para la prestación de servicios complemtentarios" [7].

2.4.1. Norma Técnica de Servicios Complementarios

De acuerdo al artículo 4-5 de la NTSSCC, la verificación de instalaciones existentes para la prestación de SSCC se realiza de acuerdo a las instrucciones que el Coordinador ha definido en los Instructivos Técnicos para la Verificación de Instalaciones, y lo dispuesto en la NT SSCC.

El Anexo Técnico "Verificación de Instalaciones para la prestación de SSCC" contiene las formalidades y descripción mínima de los requerimientos para el Proceso de Verificación de instalaciones existentes para la prestación de SSCC (Artículo 4-15 NT SSCC).

Según el artículo 4-8 de la NT SSCC, se debe comprobar que las instalaciones cumplan con los requisitos técnicos establecidos en la definición de los SSCC establecida en la Resolución SSCC.

2.4.2. Anexo Técnico de Verificación de instalaciones para la prestación de SSCC

Los titulares o solicitantes del Proceso de Verificación deben entregar al Coordinador información técnica asociada a la cuantificación de recursos técnicos asociados a los SSCC de Control de Frecuencia y Control de Tensión que se indican en los Artículos 14 y 15 del Anexo Técnico.

De acuerdo al título VII del Anexo Técnico asociado a instalaciones que entregan el Servicio Complementario (SC) de CPF, se debe realizar ensayos y/o mediciones a efectos de demostrar que:

- La instalación cumple con los tiempos establecidos en la Resolución SSCC,
- El controlador de carga/velocidad o frecuencia/potencia cumple con las exigencias mínimas de desempeño estático y dinámico definidos en el Artículo 3-17 de la NTSyCS,

- La instalación dispone de los equipos para un adecuado monitoreo de la disponibilidad y desempeño del SC CPF, de acuerdo a lo indicado en los Artículos 4-17 y 4-27 de la NTSyCS,
- Se verificó la respuesta del sistema de control frecuencia/potencia o del control carga/velocidad de la instalación.

Adicionalmente, mediante mediciones en terreno, se deberá verificar el desempeño del controlador frente a pequeñas perturbaciones en la consigna de velocidad o frecuencia. Se requiere como mínimo:

- Medir el estatismo permanente del lazo automático de control de carga/velocidad o frecuencia/potencia,
- Medir la mínima y máxima "banda muerta" del controlador de carga/velocidad o frecuencia/potencia,
- Medir el tiempo de establecimiento del lazo de control de frecuencia frente a un pequeño escalón en la consigna de frecuencia o potencia,
- Evaluar el amortiguamiento del lazo de control de velocidad en todos los modos posibles de operación, y
- Verificar la capacidad de tomar o reducir carga, en forma automática ante distintas variaciones de frecuencia. En atención a los requerimientos.

2.4.3. Caso del parque fotovoltaico Luz del Norte

Un caso particular, y de gran interés a nivel mundial, es el parque fotovoltaico Luz del Norte ubicado en la comuna de Copiapó, región de Atacama (Figura 2.2 [8]). Este proyecto no solo destaca por su escala y ubicación estratégica, sino también por su contribución clave a nivel mundial en la provisión de servicios de redes para asegurar el funcionamiento seguro y fiable del sistema eléctrico. La importancia de este caso radica en su capacidad para integrarse armoniosamente con nuestros planes de aumentar la presencia de energías renovables en la red.

El parque consiste en un arreglo de 172 inversores con una potencia aparente máxima de 880 kVA. Debido a las condiciones geográficas donde la central se encuentra localizada, la salida de los inversores se reduce a una potencia aparente máxima de 820 kVA y son operados para exportar una potencia activa de 795.4 kW. Para colectar la potencia de los inversores se utilizan 86 transformadores elevadores de 3 devanados 23/0.36/0.36 kV y 1.6/0.8/0.8 MVA, asignando un transformador por cada dos inversores. La potencia de los transformadores elevadores es colectada a través de una barra a la cual se conecta el lado de baja tensión del transformador elevador 220/23 kV y 150 MVA de la subestación Luz del Norte. La subestación Luz del Norte se conecta al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en la Subestación Carrera Pinto a 220 kV a través de una línea de 2.6 km de longitud [9].



Figura 2.2: Parque fotovoltaico Luz del Norte.

2.4.3.a. Descripción de los ensayos para verificar el CPF

Los ensayos de verificación para el SC de CPF tienen por objetivo verificar la respuesta de la instalación ante variaciones rápidas y pequeñas de la frecuencia y ver que el error de estado permanente esté dentro de los márgenes tolerados una vez alcanzada la nueva condición de equilibrio. De acuerdo a la Resolución de SSCC y al Informe de SSCC vigente, se define para el SC de CPF los siguientes tiempos asociados a la prestación del servicio:

- Tiempo de inicio de activación: menor a 2 segundos desde la detección del evento,
- Tiempo total de activación: 10 segundos desde la detección del evento, y
- Mínimo tiempo de entrega: 5 minutos.

El Anexo Técnico de verificación de SSCC de Control de Frecuencia, para el caso del CPF, indica que los ensayos tienen por finalidad evaluar la respuesta del controlador frecuencia/potencia de los parques fotovoltaicos. Durante las pruebas, el controlador de frecuencia/potencia debe cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

1. El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub o sobre frecuencia, hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores solo en caso de que el propietario del parque fotovoltaico proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
2. En caso de sobre frecuencia, la acción del controlador de frecuencia/potencia dará lugar a una reducción proporcional de la producción de potencia con un gradiente de hasta el 55 % de la potencia activa disponible por cada Hertz de desviación de frecuencia, a partir de los 50,2 Hz hasta 51,5 Hz.
3. En caso de subfrecuencia, el estatismo permanente será ajustable dentro del rango del 2 % al 8 %. El estatismo deberá calcularse sobre la potencia nominal.
4. La banda muerta será de ±200 mHz.
5. El funcionamiento del controlador de frecuencia/potencia del parque fotovoltaico estará limitado por la disponibilidad del recurso primario.

2.4.3.b. Ensayos

Se llevaron a cabo ensayos para evaluar la banda muerta, el estatismo permanente y la respuesta a variaciones de frecuencia bajo diferentes ajustes de estatismo, arrojando las siguientes conclusiones para cada tipo de prueba:

- *Evaluación de la banda muerta:* Los tests realizados en la planta solar Luz del Norte, conforme a los protocolos establecidos por el Coordinador, revelaron que:
    1. La planta es capaz de funcionar con una banda muerta de 25 mHz y un estatismo de 2 %, mostrando una respuesta lineal fuera de dicha banda.
    2. Al ajustar la banda muerta a 200 mHz, se observó que la planta solo generaba potencia ante desviaciones superiores a este valor.

3. Los parámetros del Control Primario de Frecuencia, incluyendo la banda muerta, el estatismo y los límites de respuesta, pueden ajustarse en su totalidad desde la interfaz del controlador de la planta, incluso con la planta en operación, como se demostró durante los ensayos.

- *Análisis del estatismo permanente:* Se definió una banda muerta de 25 mHz para estos ensayos. Operando el parque a su máxima capacidad según la disponibilidad del recurso primario, se simularon rampas de escalones de frecuencia de 200 mHz, con cada escalón manteniendo una duración mínima de 60 segundos. Las observaciones clave son:

  - Al comienzo de las pruebas, el parque disponía de la capacidad necesaria para operar a 132.6 MW.
  - Los escalones de frecuencia se simularon ajustando la consigna de potencia activa según la frecuencia objetivo.
  - Las protecciones contra sobrefrecuencia no desconectaron el parque para desviaciones superiores a 1.5 Hz, ya que la variación de frecuencia se implementó a través del ajuste de la consigna de potencia activa.

- *Respuesta a escalones de frecuencia con diferentes ajustes de estatismo:* Los resultados obtenidos destacan que:

  1. Bajo condiciones normales de operación (ensayos de 0.2 Hz), la planta Luz del Norte logra entregar al menos el 88 % de la reserva comprometida para el CPF en los primeros 10 segundos tras la activación, y al menos el 99 % en 5 minutos.
  2. En escenarios de contingencia (ensayos de 0.7 Hz), la planta consigue aportar al menos el 90 % de la reserva comprometida para el CPF en los primeros 10 segundos, y al menos el 95 % en 5 minutos.
  3. Se notaron diferencias entre los setpoints esperados y los puntos de despacho reales, atribuibles a la variabilidad de la frecuencia durante el día de los ensayos.
  4. La respuesta del control primario de frecuencia de Luz del Norte ante las desviaciones de frecuencia probadas fue la esperada.

Capítulo 3

Normativa de la República Dominicana

Este capítulo analiza el marco normativo relacionado con la generación fotovoltaica y la regulación primaria de frecuencia en la República Dominicana, con especial énfasis en los requisitos técnicos del control primario de frecuencia. Se toman como referencia la Ley General de Electricidad 125-01 de 2012 [10], actualmente en proceso de actualización, y el Decreto 65-23 de 2023 [11], que modifica el Reglamento de Aplicación de la Ley 57-07. La Figura 3.1 ilustra un esquema detallado de las normativas que se han tomado como referencia en este estudio. Un resumen conciso de estas normativas se presenta en la Tabla 3.1.

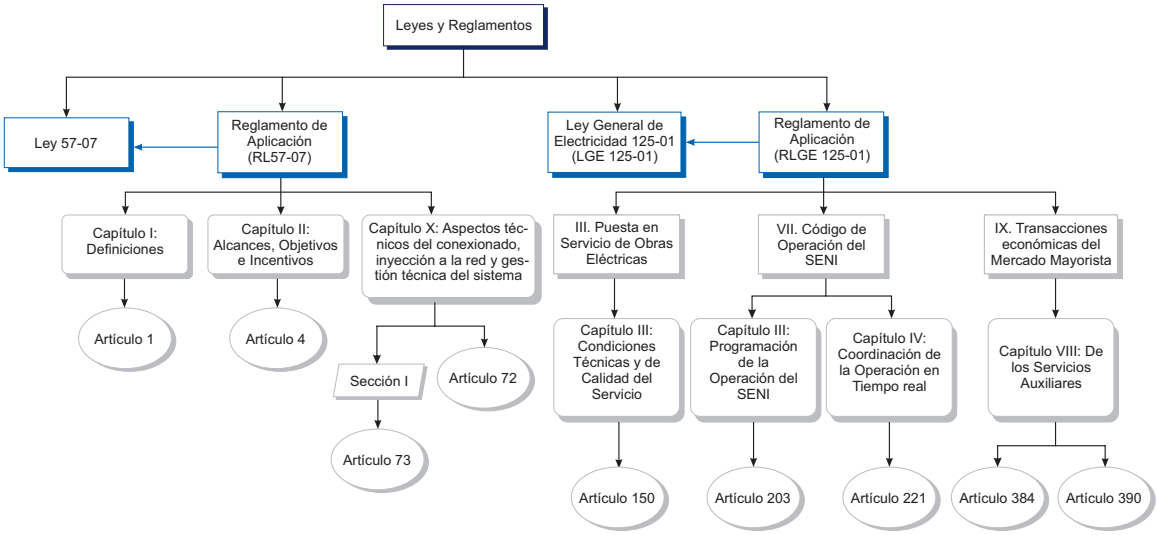


Figura 3.1: Esquema de normativas de referencia del estudio.

Tabla 3.1: Resumen de normativa utilizada para este estudio.

Temática abordada	Nombre	Descripción	Artículos Utilizados
Energías Renovanbles.	RL 57-07	Ley Incentivo de Energías Renovables y su Reglamento de Aplicación.	1-4-72-73
Regulación de frecuencia.	RLGE 125-01	Ley General de Electricidad y su Reglamento de Aplicación.	150-203-221 384-390

3.1. Normativa relacionada a Energías Renovables

La Ley 57-07 "*Incentivo al Desarrollo de las Energías Renovables y sus regímenes Especiales*", tiene como objetivo fundamental promover la transición energética hacia un modelo más sostenible y respetuoso con el medio ambiente. Para lograr este propósito, se establecen requisitos y procedimientos para la instalación, operación y planificación de las energías renovables. A continuación, se muestran los artículos más relevantes relacionados con las energías renovables.

Artículo 1 del RL 57-07

Establece definiciones claves para clasificar la terminología respecto a energías renovables, como, por ejemplo:

"*Energía no convencional: Incluye a todas las energías renovables, así como al uso energético de la biomasa y los residuos sólidos.*

Energías renovables variables: Son aquellas cuyas características difieren de la generación convencional tradicionalmente utilizada, ya que su fuente primaria es aleatoria y variable (viento, irradiación solar, etc.), según la disponibilidad y ubicación específica de dichos recursos naturales, los cuales arrojan incertidumbre en sus pronósticos, los cuales conllevan a complejidades operativas en el balance del despacho de la generación, pudiendo ser estos implementados tanto de manera distribuida como centralizada, obteniendo la interacción con la red eléctrica a través de convertidores de electrónica de potencia.

Fuentes primarias de energía: *Son las relativas al origen físico natural, no tecnológico, de donde proviene una energía a ser explotada, transformada o generada. Existen cuatro orígenes: solar, lunar-gravitacional, geológico y atómico.*

Fuentes renovables de energía: Incluye todas aquellas fuentes que son capaces de ser continuamente restablecidas después de algún aprovechamiento, sin alteraciones apreciables al medioambiente o son tan abundantes para ser aprovechables durante milenios sin desgaste significativo. Se incluyen los residuos urbanos, agrícolas e industriales derivados de la biomasa."

Artículo 4 del RL 57-07

Establece los objetivos de la ley los cuales son descritos en los siguientes puntos:

"1. *Aumentar la diversidad energética del país en cuanto a la capacidad de autoabastecimiento de los insumos estratégicos que significan los combustibles y las energías no convencionales, siempre que resulten más viables.*

2. *Reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados.*

3. *Estimular los proyectos de inversión privada, desarrollados a partir de fuentes renovables de energía.*

4. *Propiciar que la participación de la inversión privada, en la generación de electricidad a ser servida al SENI, esté supeditada a las regulaciones de los organismos competentes y de conformidad al interés público.*

5. *Mitigar los impactos ambientales negativos de las operaciones energéticas con combustibles fósiles.*

6. *Propiciar la inversión social comunitaria en proyectos de energía renovables.*

7. *Contribuir a la descentralización de la producción de energía eléctrica para aumentar la competencia del mercado entre las diferentes ofertas de energía.*

8. *Contribuir al logro de las metas propuestas en el Plan Energético Nacional, específicamente en lo relacionado con las fuentes de energía renovables, incluyendo los biocombustibles."*

Artículo 72 del RL 57-07

Detalla la limitación de producción:

"*El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, deberá mediante estudios dinámicos del Sistema Eléctrico Nacional, establecer dentro de la programación de corto plazo (diaria-semanal) y en las reprogramaciones en tiempo real, los límites de incremento gradual de la energía renovable variable, en función de la situación de consumo-generación, límites motivados por riesgos estáticos y dinámicos de la red.*"

Artículo 73 del RL 57-07

Detalla el despacho de la generación renovable y su preferencia en la programación:

"*Las centrales de generación a partir de fuentes de energías renovables, no sólo son despachadas porque tienen el derecho a inyectar su energía a la red, sino que deberán entregar al Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado la información necesaria para realizar la planificación de la operación, según se establece en el Título III, del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01. Por tanto, serán programadas.*"

3.2. Normativa relacionada a Regulación Primaria de Frecuencia

En el siguiente texto, se citarán artículos relevantes del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01 (RLG 125-01), específicamente en relación con la regulación de frecuencia del SENI. Estos artículos abordan disposiciones claves relacionadas con condiciones normadas del sistema, márgenes, obligaciones, requisitos técnicos, etc.

Artículo 150 del RLGE:

En este artículo, se establece la frecuencia nominal del sistema y los rangos en que se debe mantener.

"L*a frecuencia nominal en los sistemas eléctricos de corriente alterna, en los que se efectúen suministros de servicio público, será de 60 Hz. Las condiciones técnicas para regular la frecuencia en dichos sistemas deberán ser tales que la frecuencia del sistema eléctrico permanezca dentro del rango de: a) 59.85 a 60.15 Hz durante el 99.0 % del tiempo b) 59.75 a 60.25 Hz durante el 99.8 % del tiempo*".

"*Párrafo. - En el caso del SENI, cada Empresa de Generación integrante del mismo deberá poner a disposición del OC el margen de reserva de regulación necesaria para satisfacer tales condiciones, mediante sus propias unidades generadoras o bien mediante acuerdo comercial con otras Empresas de Generación integrantes del SENI. Los equipamientos del sistema deberán estar diseñados para tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos +3 y -2 Hz*".

Artículo 203 del RLGE

Este artículo aborda la regulación primaria de frecuencia y establece la obligatoriedad de las empresas a participar de esta, como se muestra a continuación:

"*La Regulación Primaria de Frecuencia es obligatoria y deberá ser realizada por todas las Empresas de Generación, a menos que exista algún acuerdo en contrario entre las Empresas de Generación, previamente aprobado por la SIE, la cual notificará por escrito al OC y al CCE.*" "*Párrafo. - Se fija como margen para Regulación Primaria de Frecuencia el tres por ciento (3 %) de la generación. Si este valor no fuere suficiente para mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos, el OC podrá subir este porcentaje, pero en ningún caso podrás ser superior al cinco por ciento (5 %) de la generación.*"

Artículo 221 del RLGE

Establece el esquema de rechazo automático de carga para hacer frente a situaciones de inestabilidad del SENI:

"*a) Durante períodos de inestabilidad se evita, en lo posible, que la frecuencia descienda de 58.5 Hz, para no reducir la vida útil de unidades térmicas.*

b) El nivel mínimo de frecuencia para el SENI lo determina la capacidad de las unidades térmicas y es fijado por el OC, de acuerdo con la información técnica proporcionada por los Agentes del MEM. Actualmente el nivel mínimo de frecuencia para el sistema es de 58.0 Hz;

c) La desconexión de unidades es instantánea sólo para frecuencias superiores al nivel máximo, el cual es fijado por el OC, de acuerdo con la información técnica proporcionada por los Agentes del MEM; actualmente el nivel máximo de frecuencia transitoria para el sistema es de 63H;

d) Si la frecuencia permanece por más de quince (15) segundos en el nivel máximo, pueden desconectarse unidades;

f) La frecuencia debe estabilizarse dentro de los márgenes previstos;

g) El rechazo automático de carga no debe originar sobre-frecuencias;

j) En los esquemas de rechazo automático por mínima frecuencia se incluirá las cargas en orden descendente de prioridad;

k) Se pueden utilizar relés de mínima frecuencia, derivada de frecuencia mínima tensión, máxima tensión e inversión de potencia, con temporización."

Artículo 384 del RLGE

Este artículo proporciona definiciones relevantes para el estudio a realizar. A continuación, se presentan dichas definiciones:

"*Banda muerta del regulador: Zona de insensibilidad para los valores muy cercanos a la frecuencia nominal del sistema.*

Capacidad de regulación primaria: *Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática de su sistema de regulación de [potencia/frecuencia] dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo.*

Estatismo permanente: Es la respuesta natural de la máquina en frecuencia a las variaciones de potencia. Se expresa en valores porcentuales.

Regulación de frecuencia: Acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. El control de frecuencia en un primer nivel es realizado por todas las centrales de generación de acuerdo con su estatismo, y en un segundo nivel por las centrales de regulación.

Regulación primaria de frecuencia (RPF): Es la regulación rápida de frecuencia, con un tiempo de respuesta inferior a 30 segundos, destinada a equilibrar instantáneamente la generación con la demanda, con el mínimo de desviación en la frecuencia. Esta regulación se realiza a través de quipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción Reserva para regulación primaria de frecuencia (RRPF): Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia habilitadas para participar en la RPF.

Reserva Rotante (RR): Margen de capacidad de generación de las centrales en operación para llegar a la máxima potencia de generación disponible, en cualquier instante. Este margen de capacidad de generación resulta de la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema. Usualmente se clasifica en dos tipos: a) Reserva de Regulación Primaria b) Reserva de Regulación Secundaria.

Tiempo de respuesta: Tiempo que tarda una máquina en modificar su potencia desde un valor permanente hasta su estabilización en el nuevo valor de potencia." 1.2.5 Artículo 390 del RLGE Este artículo muestra los requisitos técnicos para RPF, tal como se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 3.2: Tabla de resumen de Atículo 390 del RLGE.

Ajuste	Rango
a) Estatismo permanente.	Entre el 0 y 6 %
b) Banda muerta.	Inferior al 0.1 % (0.06 Hz)
c) Capacidad de regulación mínima.	± 5 %
d) Rango de frecuencia admisible.	Entre 59 y 61 Hz
e) La variación de la carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.	
f) Contar con un enlace en tiempo real con el CCE.	
g) Disponer en sus bornes de generación un sistema de medición y registro automático de potencia y frecuencia.	

Capítulo 4

Sistema Eléctrico de República Dominicana

En el presente capítulo, se presenta la planta fotovoltaica Santanasol, objeto de estudio en esta investigación. Además, se aborda la complejidad del sistema de potencia de República Dominicana y cómo se ha simplificado para llevar a cabo el análisis y estudio de esta planta. Finalmente, se ofrece una descripción de la simulación realizada utilizando el software RSCAD.

4.1. Planta Fotovoltaica Santanasol

El Parque Solar Santanasol, ubicado en el municipio de Nizao, provincia de Peravia en la República Dominicana, se interconectó a la subestación Santanasol 138/34.5kV el 2 de junio de 2022 (ver Figura 4.1 [12]). Esta planta fotovoltaica tiene una capacidad nominal de 45MW y cuenta con un periodo de operación de 30 años.



Figura 4.1: Parque Solar Santanasol República Dominicana.

4.2. Sistema Eléctrico de Potencia de República dominicana

El sistema eléctrico de la República Dominicana, conocido como el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), tiene una capacidad instalada de 5.59 GW. De esta capacidad, 1.60 GW proviene de fuentes de Energía Renovable (ER), lo que equivale a un 28.6 %. Dentro de las energías renovables, existe una subcategoría conocida como Energías Renovables Variables (ERV), que aportan con 0.94 GW, equivalentes al 16.9 % del total de la matriz energética. Las ERV son aquellas cuyo recurso energético no es predecible con exactitud y presenta un cierto nivel de incertidumbre asociado. Dentro de estas energías se incluyen la energía eólica, fotovoltaica, hidráulica fluyente de régimen especial y solar termoeléctrica sin acumulación. Las tecnologías eólica y solar contribuyen con 0.41GW y 0.53 GW, respectivamente, lo que equivale al 7.45 y 9.51 % del total de la capacidad instalada del SENI. Estos datos son recolectados de la página web del Organismo Coordinador (Julio 2023) [13]. A continuación, se presentan los siguientes diagramas circulares para su mejor visualización.

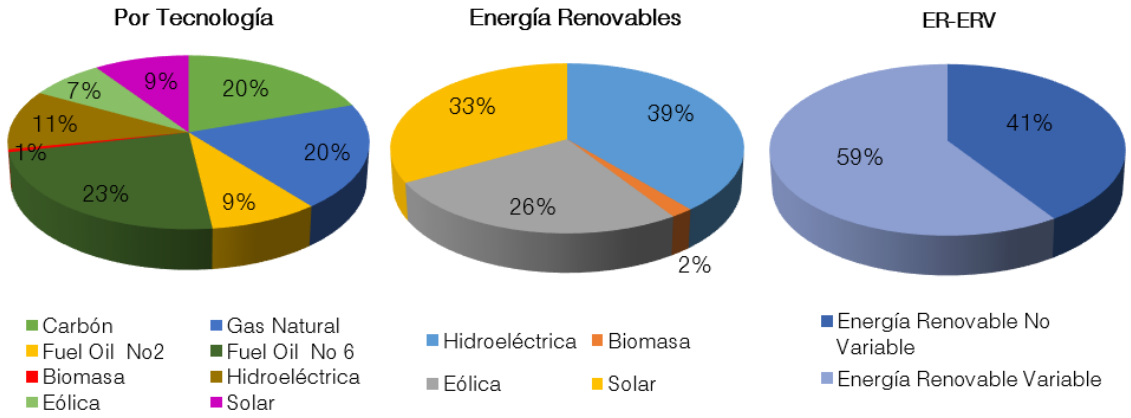


Figura 4.2: Capacidad instalada por tecnología, por categorización de energías renovables y según recurso renovable variable o no variable.

4.3. Incentivos para el desarrollo de tecnologías con ER

Según el Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2036 [14] una de las metas establecidas para el año 2030 es lograr que el 30 % de la demanda energética de República Dominicana provenga de fuentes renovables no convencionales. Con el fin de alcanzar este objetivo, se han implementado diversas medidas para fomentar la participación de las energías renovables en el SENI.

En resumen, los mecanismos de promoción de las energías renovables y regímenes especiales son:

- Transferencias financieras directas o sistemas de primas: Garantizan un ingreso financiero seguro a las generadoras renovables, así como la producción de biocombustible para la mezcla con combustibles fósiles.
- Instrumentos regulatorios: Establecen sistemas de cuotas de potencia instalada, y preferencias en el despacho energético, así como la producción de biocombustibles para la mezcla con combustibles fósiles.

- Instrumentos comerciales: Establecen preferencias arancelarias para las importaciones de equipos de generación que utilicen recursos renovables, así como la producción de biocombustibles para la mezcla con combustibles fósiles.
- Política tributaria: Establecen reducciones impositivas. Esto se detalla en la Ley 57-07 artículos 11 y 12.
- Instrumentos crediticios: Permiten obtener créditos preferenciales. Esto se detalla en la Ley 57-07 artículo 13.

Es importante destacar que, estos mecanismos tienen como finalidad impulsar el desarrollo sostenible del sector energético del país, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y mitigando el impacto ambiental [15]. Con estas medidas, República Dominicana busca avanzar hacia un futuro más limpio y sustentable en términos energéticos.

4.4. Problemáticas del SENI

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Interconectado de República Dominicana es una infraestructura en constante evolución, que desempeña un papel fundamental en el suministro confiable de energía eléctrica a toda la población del país. A través de una planificación efectiva, inversiones tecnológicas y la incorporación progresiva de fuentes renovables, el SENI avanza hacia un futuro más sostenible y energéticamente eficiente. No obstante, aún existen desafíos por cumplir y problemáticas por resolver, entre las cuales se destacan:

4.4.1. Desabastecimiento energético

Dentro de las problemáticas del SENI se encuentran los constantes apagones debido a la salida de generadores que presentan imprevistos y las horas de marginación del costo de desabastecimiento. A continuación, se muestra una gráfica que indica las horas sin suministro del recurso energético desde el año 2017 hasta el 2022 [16]: Como se puede apreciar, en los últimos años, las horas de desabastecimiento energético han experimentado una notable disminución. Esta mejora se debe a los nuevos proyectos de generación y a las medidas de control adoptadas, así como el incremento en el número de unidades generadoras que participan en la regulación de frecuencia [16].

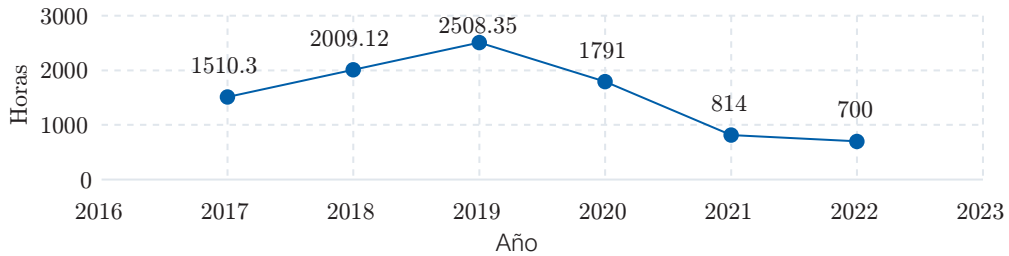


Figura 4.3: Horas totales de desabastecimiento de energía del SENI.

4.4.1.a. Capacidad Instalada Insuficiente

Según el reporte correspondiente al año 2022 emitido por el Organismo Coordinador (OC), se documentaron un total de 148 eventos. De este conjunto, 77 de estos eventos estuvieron relacionados con equipos de generación, mientras que 41 eventos afectaron equipos de transmisión, incluyendo líneas de 345 kV, 138 kV o 69 kV. Además, se registraron 11 eventos relacionados con transformadores de 138/69 kV o 345/138 kV, entre otros. En la mayoría de los casos, se realizó un análisis detallado de estos eventos. Es importante tener en cuenta que, por lo general, la demanda eléctrica alcanza su punto máximo durante la noche. En el año 2022, este pico de demanda alcanzó un valor de 2.89 GW, mientras que la capacidad de generación instalada, excluyendo las fuentes de ERV, era de 4.2 GW. En este contexto, se determinó que el margen de reserva para hacer frente a la demanda máxima es del 31.2 % [17].

4.4.1.b. Restricciones de Transmisión

Durante el 2022 el 57.41 % de los periodos de congestión se registraron en la zona norte, de los cuales el 78 % se debió a la restricción del enlace Bonao 3 de 230 kV. A continuación, se muestra un diagrama de barras agrupadas que indica el tiempo en el que hay sobrecarga entre segmentos de líneas [17].

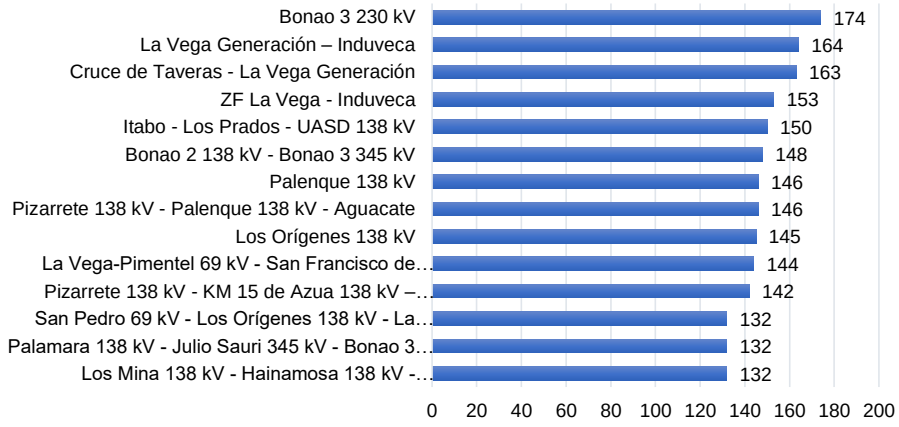


Figura 4.4: Horas de desacoples económicos para el año 2022.

4.4.1.c. Participación en Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)

La principal tecnología que participa en la Regulación Primaria de Frecuencia son las centrales térmicas que utilizan turbinas a gas debido a su capacidad de respuesta ante los cambios en la demanda de energía eléctrica. También, participan centrales de ciclo combinado, motores de combustión interna y centrales hidroeléctricas. Las tecnologías que ocupan combustible fósil no son ambientalmente amigables, ni están alineadas con las políticas de reducción de emisiones establecidas en el Acuerdo de París (COP21) de 2015 y con los Objetivos de Desarrollo Sostenible a 2030 (ODS30). Por esta razón, se están estudiando nuevas tecnologías para contribuir en el mercado de servicios auxiliares y mejorar la confiabilidad del sistema, cumpliendo así con el compromiso de alcanzar la carbono-neutralidad.

Se han evaluado antecedentes sobre la posibilidad de implementar un sistema de almacenamiento por baterías de 10 MW para aportar en la RPF en la central AES Andrés y el parque energético Los Minas. Sin embargo, las conclusiones del estudio indicaron que el proyecto no cumplía con los niveles de calidad exigidos para todos los generadores, lo que llevó a su salida de operación [15].

4.5. Modelo reducido del sistema

La Figura4.5 muestra el diagrama unilineal, representativo del sistema eléctrico de Republia Dominicana, del cual se procederá a hacer una reducción para su modelación en software [18].

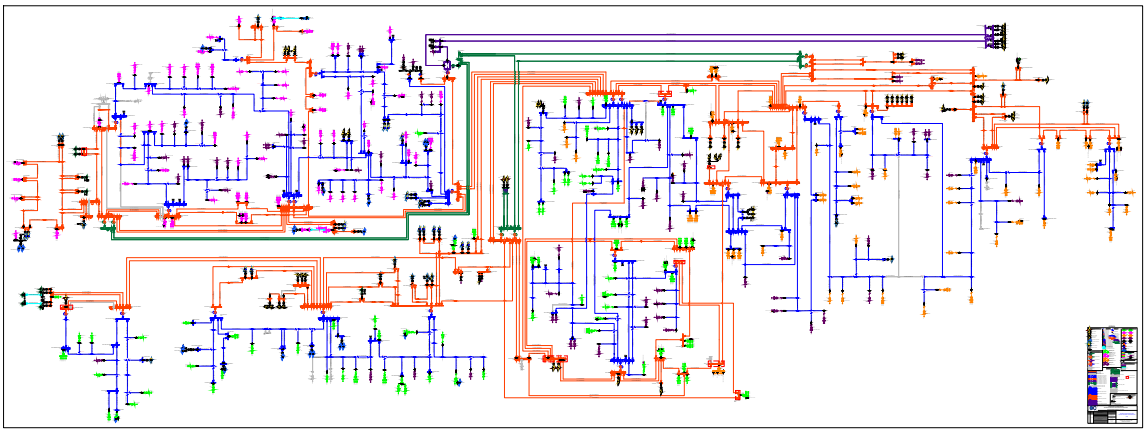


Figura 4.5: Diagrama unilineal del SENI.

Con la base de datos entregada en formato DigSILENT por la empresa GIZ, se realizó una reducción del sistema de manera de la siguiente forma:

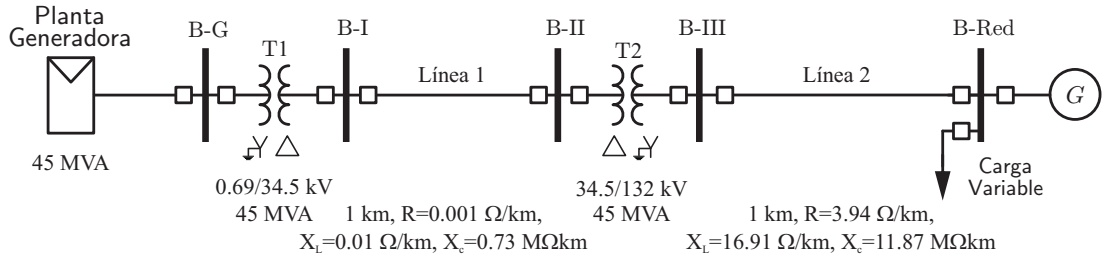


Figura 4.6: Modelo Reducido de SENI.

1. En la barra B-G se conecta la generación renovable variable en estudio.
2. Entre la barra B-G y B-I se encuentra el transformador T1, y entre B-II y B-III se encuentra el transformador T2.
3. Entre B-I y B-II se encuentra la línea 1, mientras que entre la barra B-III y la barra B-Red se encuentra la Línea 2.

4. En la barra B-Red se conecta el generador equivalente que representa el sistema luego de la barra. En la misma barra se conecta la carga variable que tiene como objetivo representar los desbalances de potencia en el sistema.

Es importante mencionar que se hicieron las siguientes consideraciones para el estudio:

1. Los elementos del sistema son modelados con la base de datos entregada por el cliente.
2. De la base de datos se hizo una reducción de sistemas a partir del software Digsilent.
3. Se hizo un equivalente en la barra B-Red, lo que fue realizado a partir de la base de datos entregada y de los generadores en servicio, de los cuales se obtuvo datos relevantes como: inercia y potencia instalada.
4. Se consideró perfiles de demanda para efectuar los estudios y se categorizó en tres escenarios: demanda máxima, demanda media y demanda mínima.

Todo este proceso culminó en la elaboración de un modelo dentro del entorno de RSCAD. Este modelo, que se ilustra en la Figura 4.7, incorpora una versión simplificada del sistema de transmisión (representado con el número 5 en la Figura 4.7), junto con la planta fotovoltaica en estudio (identificada con el número 2). Además, se integró una carga de demanda específica con el fin de equilibrar el sistema (una de las cargas de balance se encuentra al lado de la planta fotovoltaica representada con el número 1 y otra carga al otro extremo del sistema de transmisión representada con el número 6). Este paso es crucial para proceder con las pruebas de variación de frecuencia, las cuales son esenciales para evaluar la respuesta del sistema ante diferentes condiciones operativas.

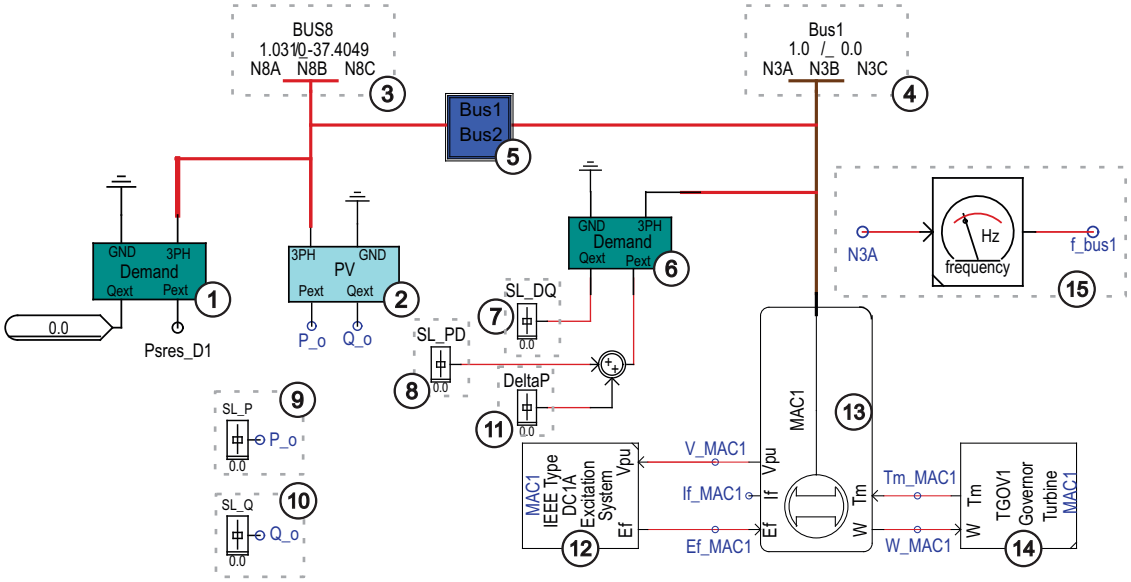


Figura 4.7: Modelo de planta fotovoltaica conectada al SENI en plataforma RSCAD.

Tabla 4.1: Componentes del modelo RSCAD utilizado para representar el sistema.

Item	Componente	Descripción
1	Blockph1	Puede comportarse como generación FV, eólica o demanda. Conexión trifásica o monofásica (opera en modo demanda).
2	Blockph1	Trabaja en modo generación FV.
3	BusLabel	Permite etiquetar una línea.
4	BusLabel	Permite etiquetar una línea.
5	Box	Concentra el modelo del sistema de transmisión.
6	Blockph1	Trabaja en modo demanda para balancear el sistema.
7	Slider	Permite variar un parametro y tener control de él . En este caso permite el ingreso del valor de potencia reactiva.
8	Slider	Variación de potencia activa.
9	Slider	Permite ingresar la potencia activa que genera la planta FV.
10	Slider	Permite ingresar la potencia reactiva en la planta FV.
11	Slider	Entrega una consigna de variación en la demanda
12	Exiter	Características del excitación y control de una máquina. según la IEEE 421.5 1992.
13	Distribution Synchronous Machine	Se representa el sistema con un solo generador que contempla las variables eléctricas de todo el sistema eléctrico de República Dominicana.
14	Governor	Controlador de torque y velocidad.
15	Meter	Medidor de frecuencia.

Una vez que la planta FV se encuentra correctamente establecida y conectada al sistema eléctrico, se procede con la implementación del control de frecuencia, el cual se puede observar en la Figura 4.8. Este proceso consiste en ajustar la frecuencia del sistema a través de escalones decrecientes de 0.33 Hz. El numeral 20 en la imagen señala el bloque utilizado para iniciar el ensayo y efectuar los ajustes de frecuencia. Estos ajustes se llevan a cabo para desarrollar la curva Droop, que ilustra la respuesta de la planta ante variaciones en la frecuencia de la red. Tomando en cuenta el tiempo de simulación establecido, se recopilaron datos correspondientes a los cambios de frecuencia de 61 a 60 Hz y de 60 a 58 Hz. Estos detalles se explican con mayor amplitud en el Capítulo 6.

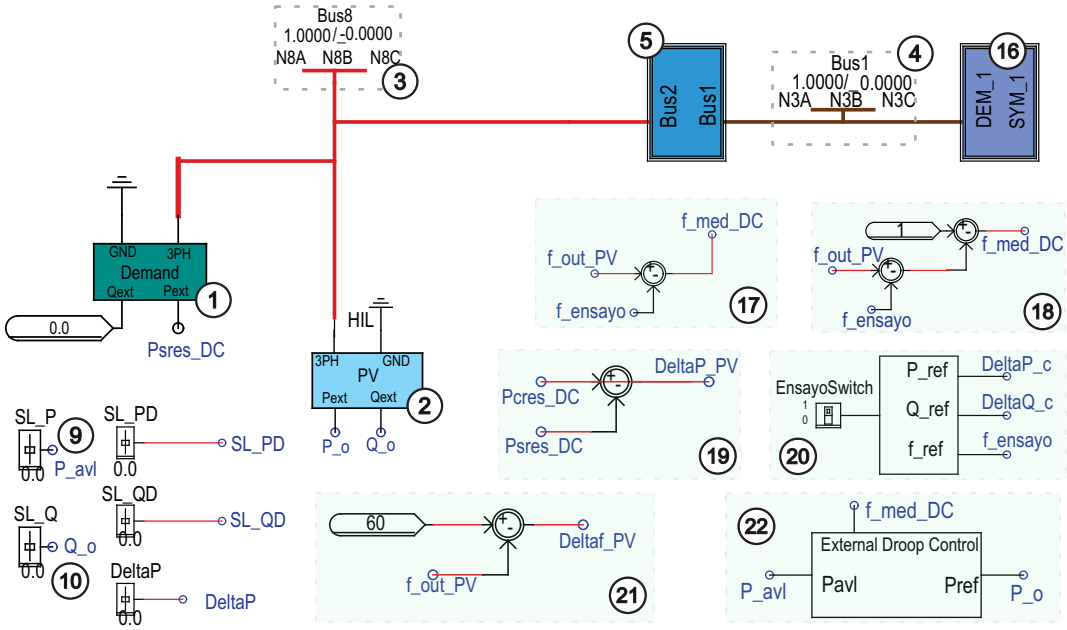


Figura 4.8: Modelo de planta fotovoltaica con Control de frecuencia, conectada al SENI en plataforma RSCAD.

Tabla 4.2: Componentes del modelo RSCAD con control primario de frecuencia.

Item	Descripción
16	Simplificación de parte que involucra los parametros del sistema Puntos 6,7,8,11,12,13,14 del esquema anterior.
17	Agrega los escalones de frecuencia a la frecuencia actual del sistema. Este caso arreglo se usa solo para el caso de escalones de 61 a 60 Hz.
18	Mide variación de frecuencia de la planta con la del ensayo. Este arreglo se usa solo para variaciones de 60 a 58 Hz.
19	Mide la potencia disponible de la planta en caso de que esta este manteniendo reservas de potencia.
20	Inicia el ensayo y entrega las consignas de variación de frecuencia.
21	Establece la referencia de potencia del sistema
22	Entrega la consigna de potencia que debiese entregar la planta

Capítulo 5

Control Primario de Frecuencia aplicado a plantas renovables sin almacenamiento

Tal como se mencionó previamente, la frecuencia en los sistemas eléctricos está estrechamente relacionada con el funcionamiento de las máquinas generadoras rotativas. Sin embargo, la incursión de las plantas renovables, como las fotovoltaicas (FV), introduce la posibilidad de implementar una gama diversa de controles para preservar la estabilidad de la frecuencia. En este contexto, los inversores FV y otros dispositivos de electrónica de potencia desempeñan un papel fundamental, ajustando su funcionamiento a las demandas de la red eléctrica y a las directrices establecidas por los operadores de las plantas.

Este capítulo se propone establecer un puente entre el control tradicional ejercido por las máquinas rotativas y una equivalencia virtual sustentada en la electrónica de potencia, la cual se materializa a través del control ejercido por los inversores en tecnologías fotovoltaicas. La implementación de controles de frecuencia en plantas fotovoltaicas es factible mediante una variedad de mecanismos, entre los que se incluyen el control de rampa y la limitación de la potencia activa. Estas medidas permiten que las plantas FV se adapten a fluctuaciones en la irradiancia solar y a restricciones operativas externas, lo que las convierte en actores clave para la estabilidad de la red eléctrica.

Un aspecto crítico en el actual panorama energético es el incremento de la generación no sincrónica, que contribuye a la reducción de la inercia del sistema en las redes eléctricas. En contextos donde la inercia del sistema es particularmente baja, resulta crucial poder estimar indicadores de frecuencia, como el nadir, para implementar controles predictivos que eviten situaciones no deseadas, como la activación de los sistemas de protección y, en consecuencia, la ocurrencia de cortes de energía innecesarios.

A partir de diversos estudios, se observa que los parámetros de respuesta de frecuencia tales como la Tasa de Cambio de Frecuencia (RoCoF) y el Nadir de frecuencia son indicadores vitales del estado del sistema y pueden ayudar en el control de un sistema con cambios de carga repentinos, como un generador de energía desconectándose. A continuación, se muestra una gráfica que representa una perturbación de frecuencia y los controles asociados a la recuperación del valor nominal; también se logra apreciar cómo se involucran los parámetros de RoCoF y Nadir.

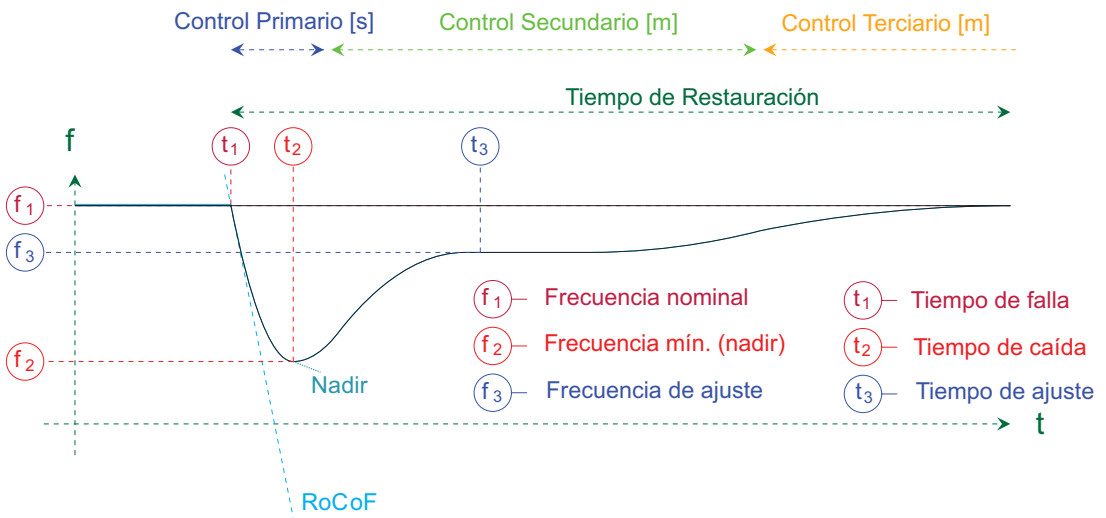


Figura 5.1: Respuesta de frecuencia del sistema eléctrico.

La regulación de frecuencia se divide en tres etapas de control, sin incluir la respuesta inercial natural de las máquinas síncronas que actúa en los primeros 3-5 segundos. Los tres niveles de control se conocen como Control Primario de Frecuencia (CPF), Control Secundario de Frecuencia (CSF) y Control Terciario de Frecuencia (CTF). Cada uno actúa en ventanas de tiempo distintas, como se observa en la Figura 5.1. El CPF es el más rápido y actúa entre 3 y 30 segundos (t_1 y t_2), el CSF opera entre 30 segundos y 2 minutos (entre t_2 y t_3) y el CTF opera después de 10 minutos (tiempo mayor a t_3). Cada control tiene una acción distinta: el CPF actúa de forma local en cada generador atendiendo a la velocidad de giro del eje de cada generador, el CSF actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas, y el CTF actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía.

Ante la salida intempestiva de una unidad generadora o la conexión intempestiva de un bloque de demanda, parte de la energía necesaria para compensar el desbalance se obtiene de la energía almacenada en los rotores de los generadores. La respuesta inercial ocurre durante los primeros 3-5 segundos después de ocurrido el desbalance, dependiendo de las características de los reguladores de velocidad de los generadores síncronos del sistema eléctrico de potencia (SEP) [19].

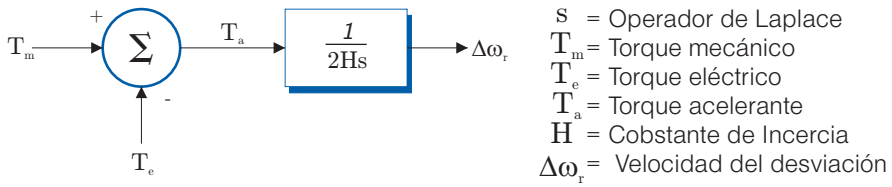


Figura 5.2: Función de transferencia que relaciona velocidad y torques en una máquina sincróna.

$$\frac{1}{2 \cdot H \cdot s} \cdot (T_m - T_e) = \Delta\omega \tag{5.1}$$

Las máquinas sincrónicas virtuales imitan el comportamiento dinámico de las máquinas sincrónicas, con el objetivo de ser una equivalencia energética al momento de requerirse una respuesta inercial una vez ocurrida una contingencia que produzca un desbalance de potencia [20]. En la Figura 5.3 se muestra un esquema de control que explica la equivalencia del modelo.

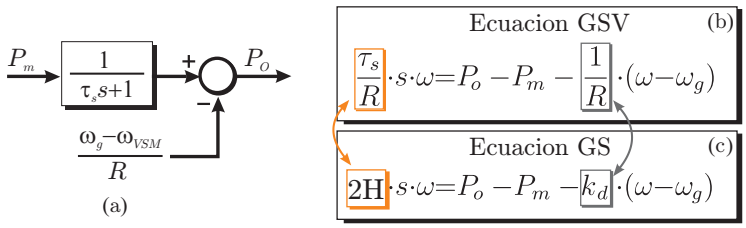


Figura 5.3: (a) Esquema de generación virtual; (b) Ecuación de generador sincrónico virtual; (c) Ecuación de generador sincrónico.

En (a) se muestra un esquema del generador virtual y su ecuación es mostrada en (b), donde un filtro de primer orden es aplicado a la medición de potencia para imitar la ecuación mecánica de una máquina sincrónica, mostrada en (c). Se aprecia que la inercia es equivalente a $2H = \tau_s$ mientras que el amortiguamiento es inversamente proporcional al estatismo, $k_d = 1/R$.

El control primario de frecuencia puede ser llevado a cabo a partir de la inyección de potencia activa en los momentos en que se genera la contingencia que provoca el desbalance de potencia. La inyección de potencia puede ser a partir de elementos almacenadores o plantas que tengan una reserva de potencia comprometida para abastecer de servicios auxiliares [21]. La Figura 5.4 muestra de forma categorizada las técnicas que pueden entregar CPF de ambas formas. Entre ellos, se explican dos métodos de control con el objetivo de explicar el método tradicional que se utiliza en los sistemas de potencia y otro método que explica de manera sencilla la inercia sintética. El primer método, llamado Droop Control, se describe en la norma IEEE std 1547-2018 [2]. Es el método normado y utilizado comúnmente en los sistemas de potencia para hacer el CPF. El otro método, llamado Control basado en Máquinas Virtuales, permite demostrar que la inyección de potencia a través de convertidores puede ser vista como un aumento en la inercia del sistema, tal como hacen las máquinas sincrónicas. Es uno de los métodos que usualmente se encuentran en la literatura académica y se centra en aplicaciones grid-forming [22].

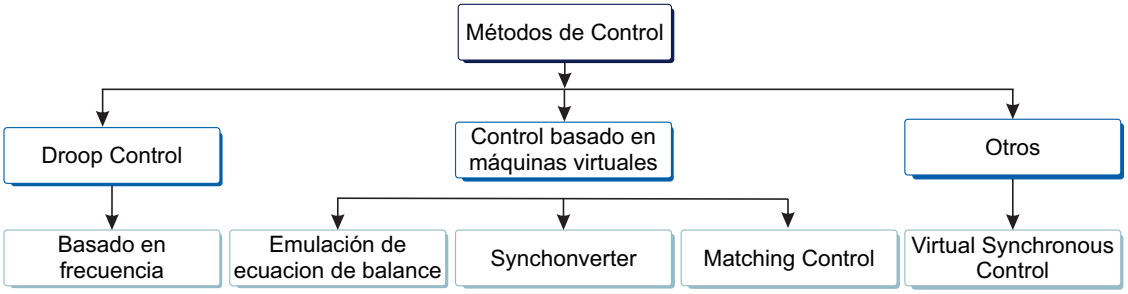


Figura 5.4: Métodos de control de frecuencia categorizados.

5.1. Droop Control

Para perturbaciones de frecuencia transitorias, por fuera de la banda muerta de frecuencia definida del sistema, la planta debe poder ajustar su potencia de salida, en orden de mantener la frecuencia del sistema dentro de la banda muerta. La Tabla 5.1 muestra la relación entre potencia y frecuencia que debe cumplirse.

Tabla 5.1: Ecuación de Droop Control para condiciones de operación de sobre-frecuencia y sub-frecuencia [2].

Condición de operación para sub-frecuencia	Condición de operación para sobre-frecuencia
$\mathrm{p}=\min_{f<60-db_{UF}}\{\ \mathrm{p}_{pre}+\frac{(60-db_{UF})-f}{60k_{UF}};p_{avl}\}$	$\mathrm{p}=\max_{f>60-db_{OF}}\{\ \mathrm{p}_{pre}-\frac{(60+db_{OF})-f}{60k_{OF}};p_{min}\}$

Donde p es la potencia activa de salida en por unidad, f es la frecuencia del sistema, p_{avl} es la potencia activa disponible en por unidad, p_{pre} es la potencia antes de la perturbación en por unidad, p_{min} es la potencia activa mínima de la planta en por unidad, db_{OF} es la banda muerta para condición de sobre-frecuencia, db_{UF} es la banda muerta para condición de sub-frecuencia, k_{OF} es el coeficiente de cambio de la frecuencia por unidad de potencia para condición de sobre frecuencia y k_{UF} es el coeficiente de cambio de la frecuencia por unidad de potencia para condición de sub-frecuencia.

En la Figura 5.5 se interpreta la norma de manera gráfica. En ella se aprecian las tres zonas de operación: sub-frecuencia, banda muerta y sobre-frecuencia. En la zona de sub-frecuencia se aprecia el valor de potencia disponible, p_{avl}, y el estatismo, k_{UF}, en la pendiente de la curva. Respecto a la banda muerta, esta es representada con la desviación de frecuencia en torno a 0, denotada como f_{min}. Finalmente, para el caso de la sobre-frecuencia, se aprecia el valor de potencia mínima, p_{min}, y el estatismo k_{OF} en la pendiente.

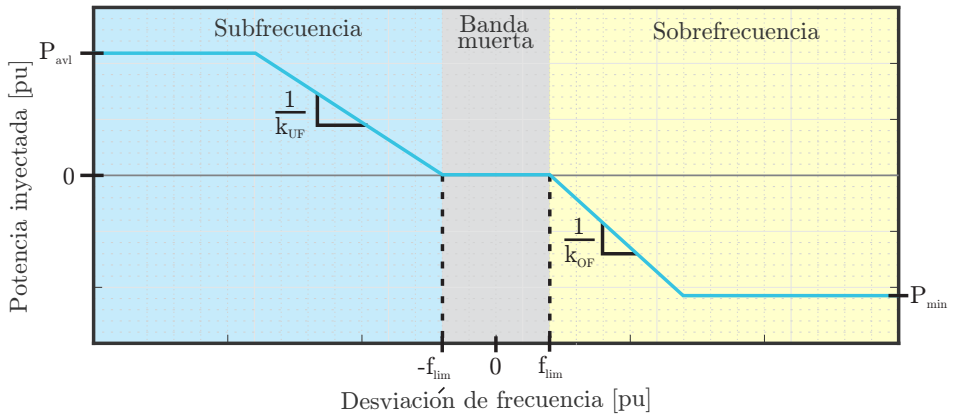


Figura 5.5: Curva Droop para control primario de frecuencia.

Capítulo 6

Pruebas de validación del Droop Control

En el presente capítulo se muestran los resultados de validación del Droop Control para la planta fotovoltaica sin elementos almacenadores de energía, utilizando el simulador en tiempo real mediante la metodología de Software in the Loop (SIL), a través de la plataforma RSCAD para la conexión al RTDS. Para más información sobre RTDS, consultar el Apéndice A.

6.1. Pruebas de estatismo

El objetivo principal de este ensayo es determinar la cantidad de potencia activa que debe ser inyectada en la red para compensar las variaciones en la frecuencia del sistema eléctrico, lo cual es esencial para garantizar la estabilidad y fiabilidad del suministro de energía. El ensayo realizado, explicado a partir de la Figura 6.1, consiste en la evaluación de tres niveles de estatismo, específicamente de 2 %, 4 % y 6 %, en tres escenarios de demanda: mínima, promedio y máxima. En cada uno de estos escenarios, se introducen cambios controlados en la frecuencia que ve el control Droop, con incrementos y disminuciones de ±0.33 Hz mediante variaciones en forma de una rampa escalonada de frecuencia ficticia. La respuesta de la planta es registrada en un periodo de simulación de 40 segundos.

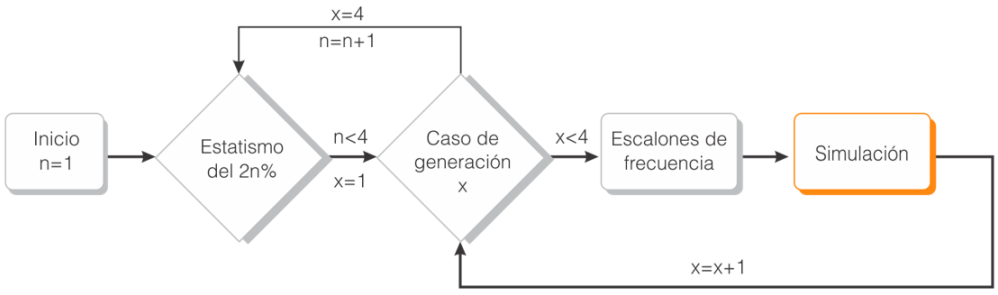


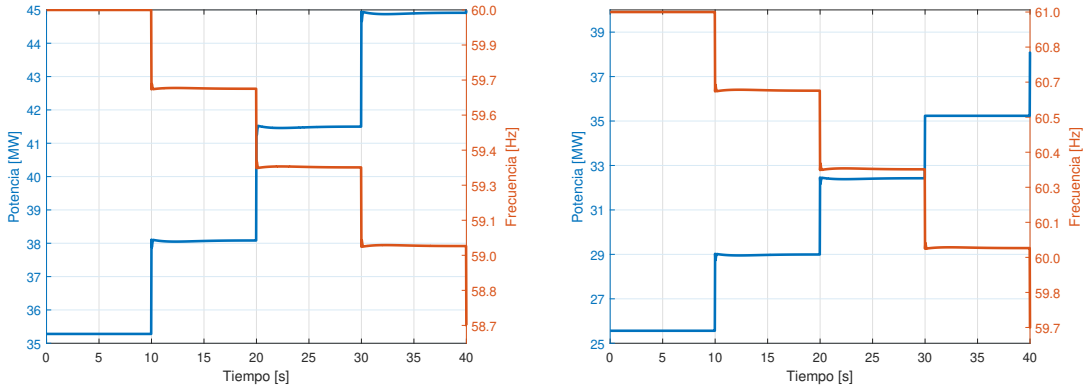
Figura 6.1: Esquema para ensayos de estatismo permanente.

Tabla 6.1: Parametros utilizados en la Figura 6.1

Estatismo [%]		Casos de demanda		
n	Valor	x	Demanda	MW
1	2 %	1	Mínima	1567
2	4 %	2	Promedio	2043
3	6 %	3	Máxima	2560

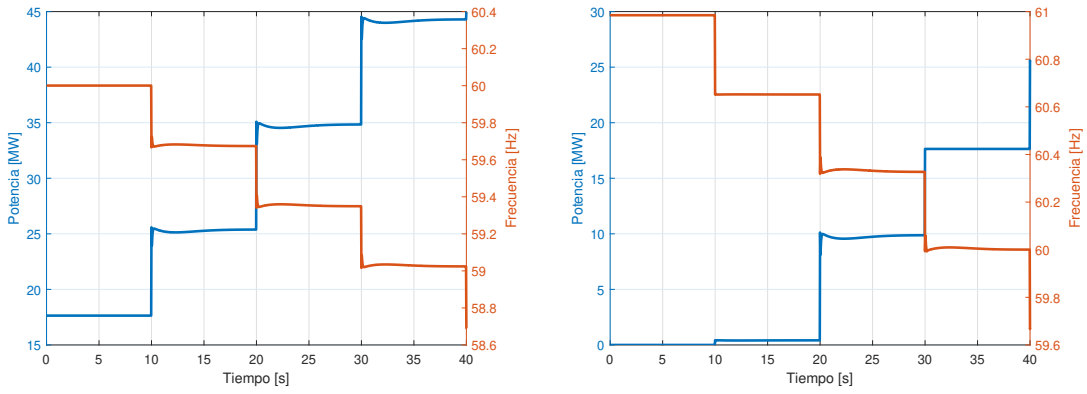
6.1.1. Demanda mínima

Se estudia el escenario en el que la demanda del sistema eléctrico alcanza su punto más bajo, es decir, cuando se encuentra en torno a los 1567 MW.



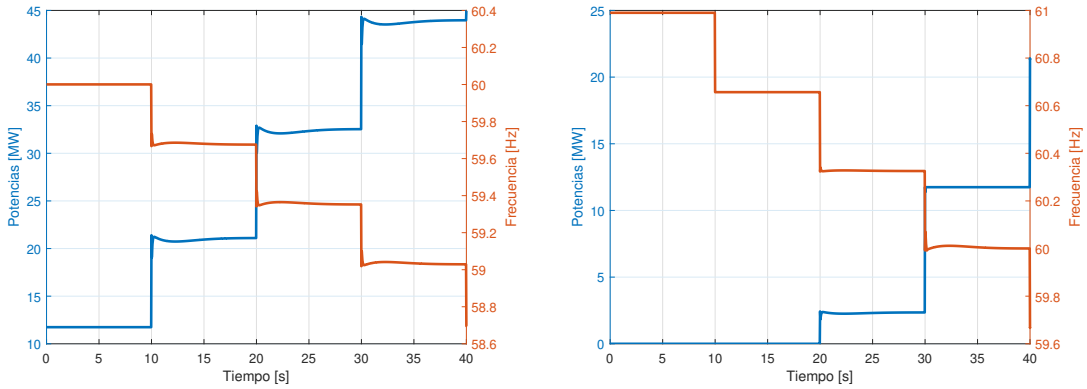
(a) Escenario de sub-frecuecnia (b) escenario de sobre-frecuecnia

Figura 6.2: Resultados de ensayo de estatismos para demanda mínima y 2 % de estatismo.



(a) Escenario de sub-frecuecnia (b) escenario de sobre-frecuecnia

Figura 6.3: Resultados de ensayo de estatismos para demanda mínima y 4 % de estatismo.



(a) Escenario de sub-frecuecnia (b) escenario de sobre-frecuecnia

Figura 6.4: Resultados de ensayo de estatismos para demanda mínima y 6 % de estatismo.

La Figura 6.5 muestra un resumen de las gráficas anteriormente mostradas en las que se puede apreciar el comportamiento del control en sub y sobre frecuencia.

Como resultado general, se muestra la respuesta del sistema para todos los valores de estatismo estudiados. Los escalones de frecuencia permiten reconstruir la curva de droop del sistema, donde se puede apreciar la limitación en el caso más exigente de R=2 %, ya que se sobrepasa la potencia que la planta es capaz de rechazar, es decir, la planta opera en potencia mínima.

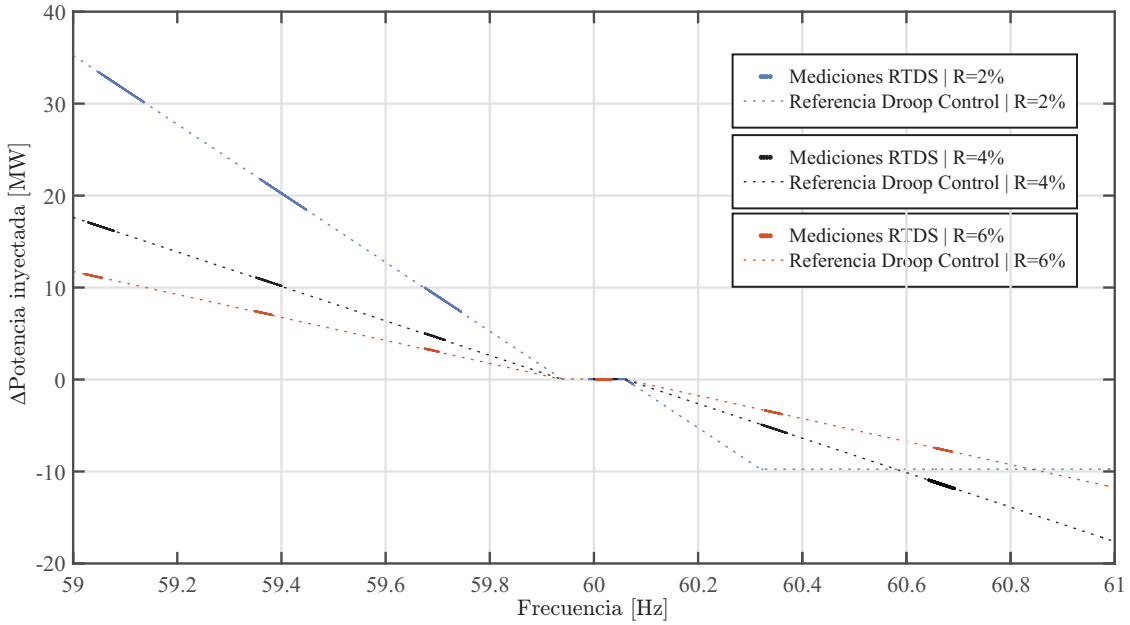
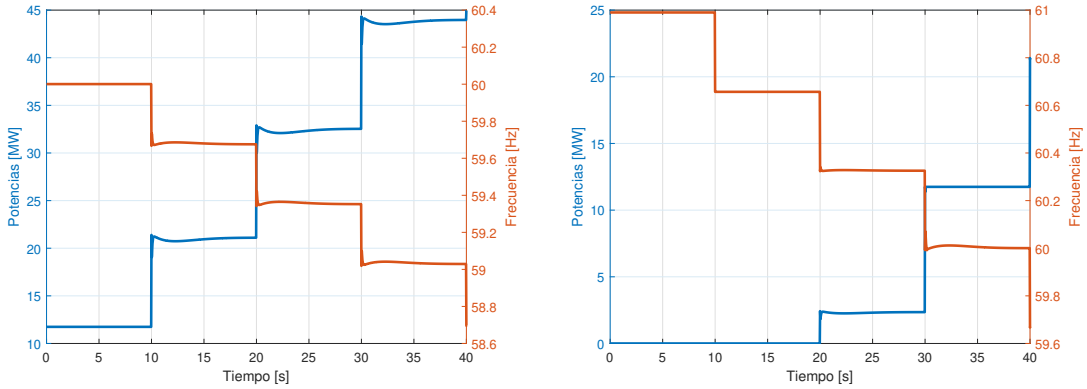


Figura 6.5: Curva Droop demanda mínima

6.1.2. Demanda media

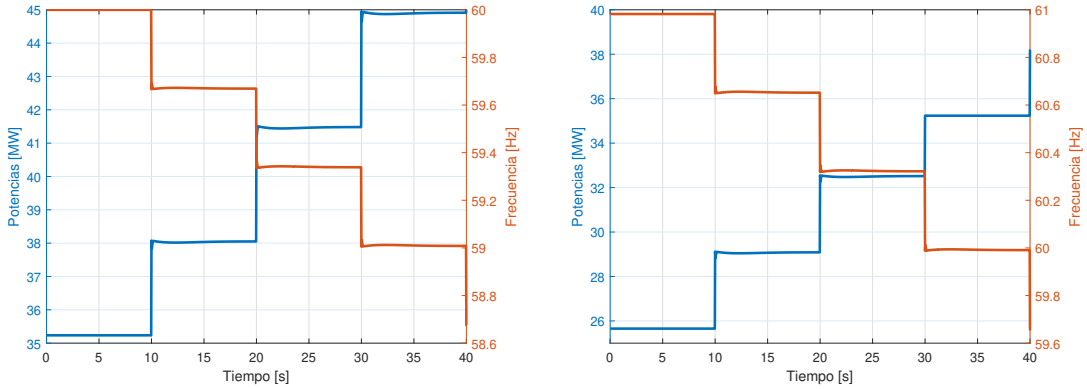
Con la misma metodología usada anteriormente, se estudia el punto en que la demanda del sistema eléctrico se encuentra en un punto medio, es decir, en torno a los 2043 MW.

Las Figuras 6.6, 6.7 y 6.8 presentan un resultado demostrativo de los cambios de potencia inyectada a partir de los cambios de frecuencia que ingresan al control, y la Figura 6.9 muestra la respuesta del sistema para todos los valores de estatismo estudiados.



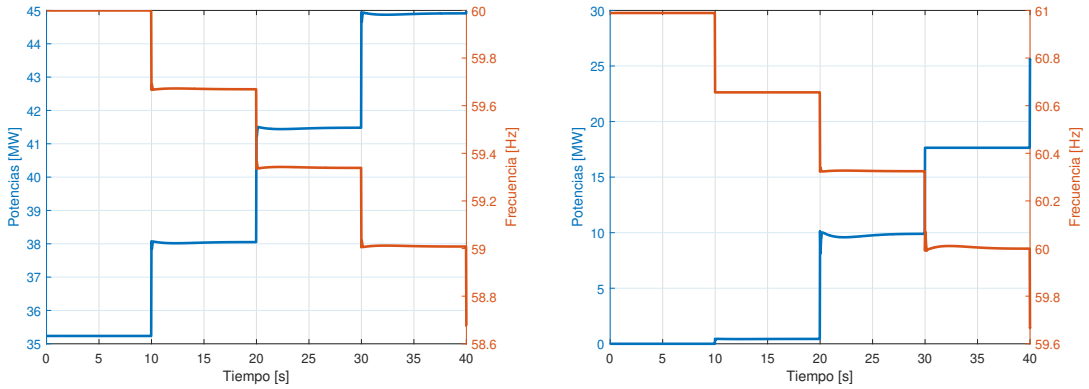
(a) Escenario de sub-frecuecnia (b) escenario de sobre-frecuecnia

Figura 6.6: Resultados de ensayo de estatismos para demanda mínima y 2 % de estatismo.



(a) Escenario de sub-frecuecnia (b) escenario de sobre-frecuecnia

Figura 6.7: Resultados de ensayo de estatismos para demanda mínima y 4 % de estatismo.



(a) Escenario de sub-frecuecnia (b) escenario de sobre-frecuecnia

Figura 6.8: Resultados de ensayo de estatismos para demanda mínima y 6 % de estatismo.

Nuevamente el caso más exigente es R=2 % porque supera la potencia disponible de la planta y las curvas del control droop son reconstruidas a partir de los resultados obtenidos en las pruebas.

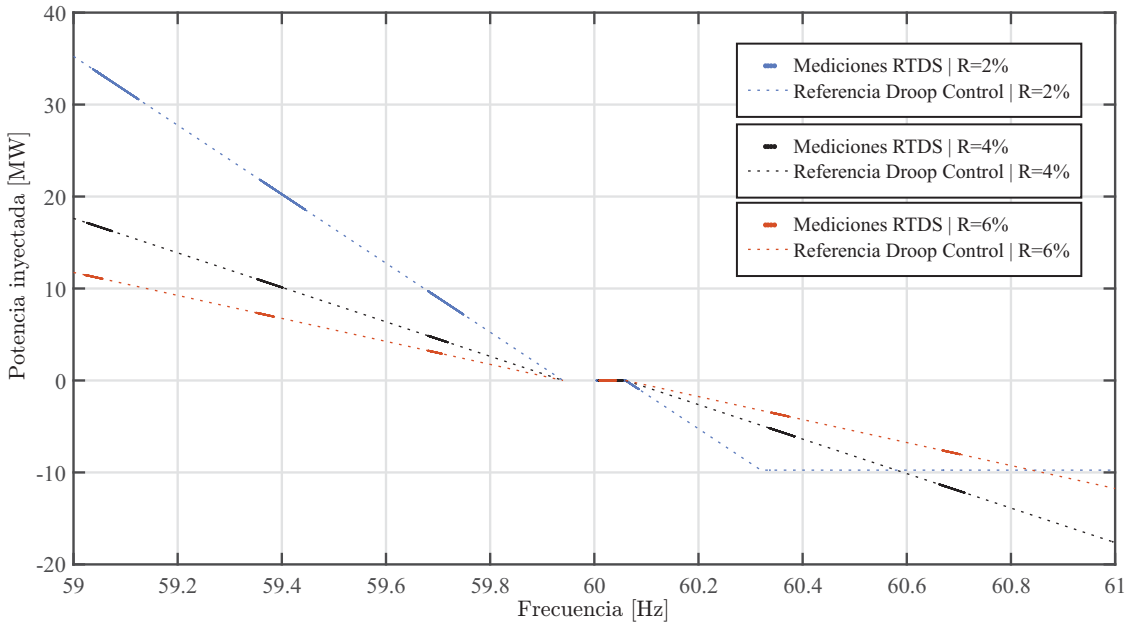
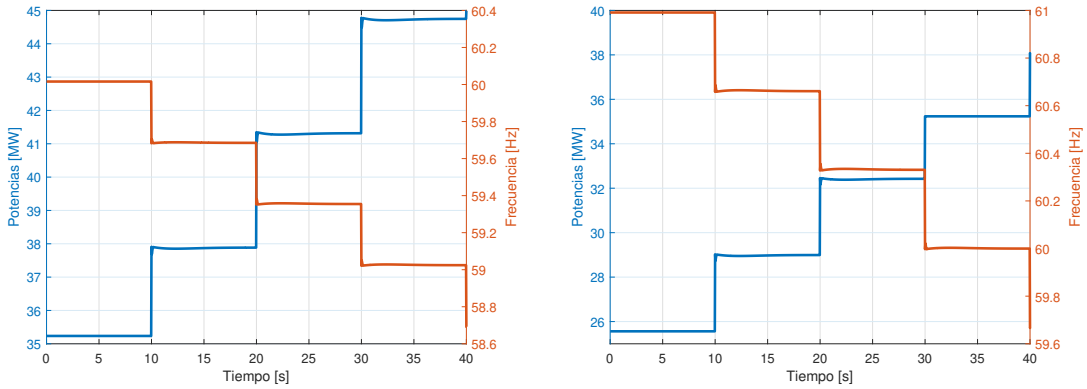


Figura 6.9: Curva Droop demanda media

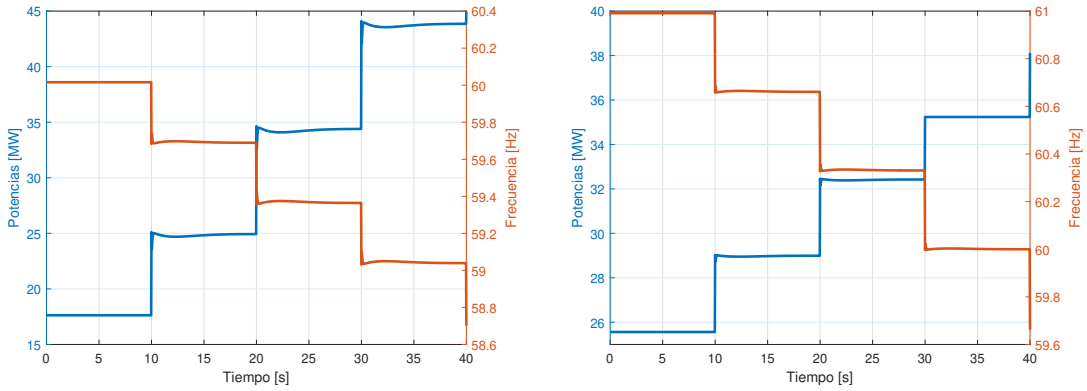
6.1.3. Demanda máxima

Con la misma metodología usada anteriormente, se estudia el punto en que la demanda del sistema eléctrico se encuentra en un punto máximo, es decir, en torno a los 2560 MW.



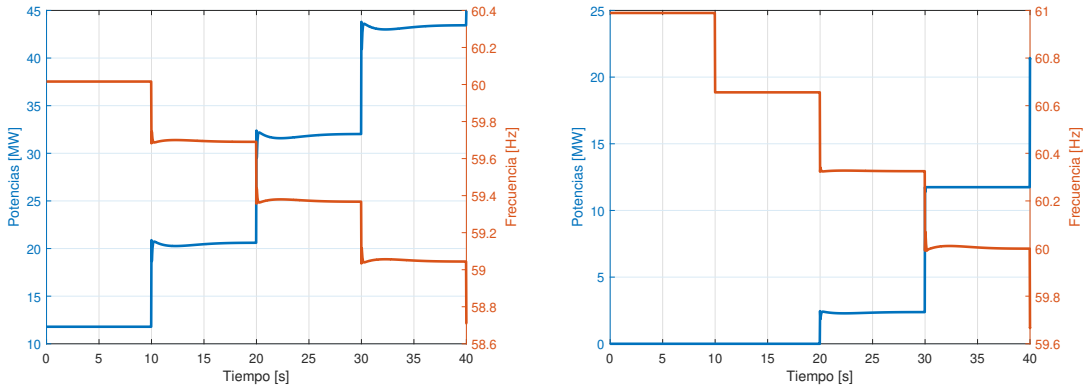
(a) Escenario de sub-frecuecnia (b) escenario de sobre-frecuecnia

Figura 6.10: Resultados de ensayo de estatismos para demanda máxima y 2 % de estatismo.



(a) Escenario de sub-frecuecnia (b) escenario de sobre-frecuecnia

Figura 6.11: Resultados de ensayo de estatismos para demanda máxima y 4 % de estatismo.



(a) Escenario de sub-frecuecnia (b) escenario de sobre-frecuecnia

Figura 6.12: Resultados de ensayo de estatismos para demanda máxima y 6 % de estatismo.

La figura 6.13 muestra la respuesta del sistema para todos los valores de estatismo estudiados. Como se aprecia, en este ensayo se tienen conclusiones similares, donde nuevamente queda reconstruida la curva del control droop del sistema.

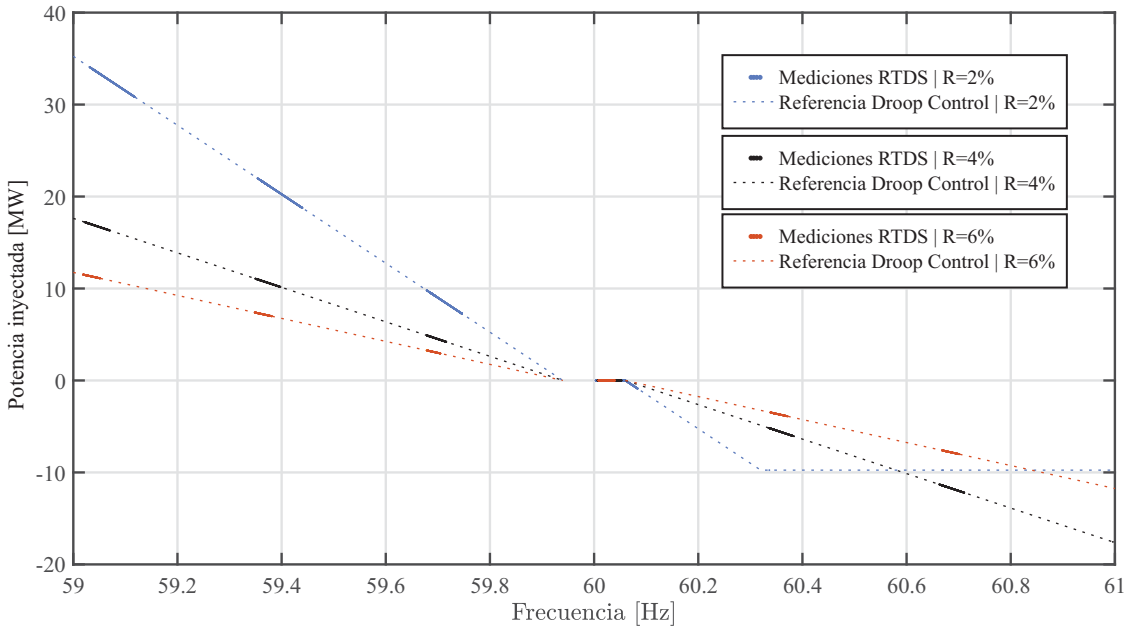


Figura 6.13: Curva Droop demanda máxima

6.2. Prueba de estatismo permanente

Debido a que las plantas fotovoltaicas no tienen características constructivas que limiten la operación del Droop Control para cierto estatismo, el controlador no cuenta con un parámetro de estatismo permanente, sino que este es configurable. Para este estudio, se considera estatismo permanente aquel valor de estatismo que permita operar la planta en todo el rango definido para la operación del Droop Control.

El ensayo tiene como objetivo establecer y comprobar el valor de estatismo con el que la planta puede operar en concordancia con los parámetros establecidos para el Droop Control. En la Tabla 6.2 se muestran los ajustes generales del Droop Control para el cálculo del estatismo permanente.

Tabla 6.2: Ajustes generales del droop control segun el Atículo 390 del RLGE.

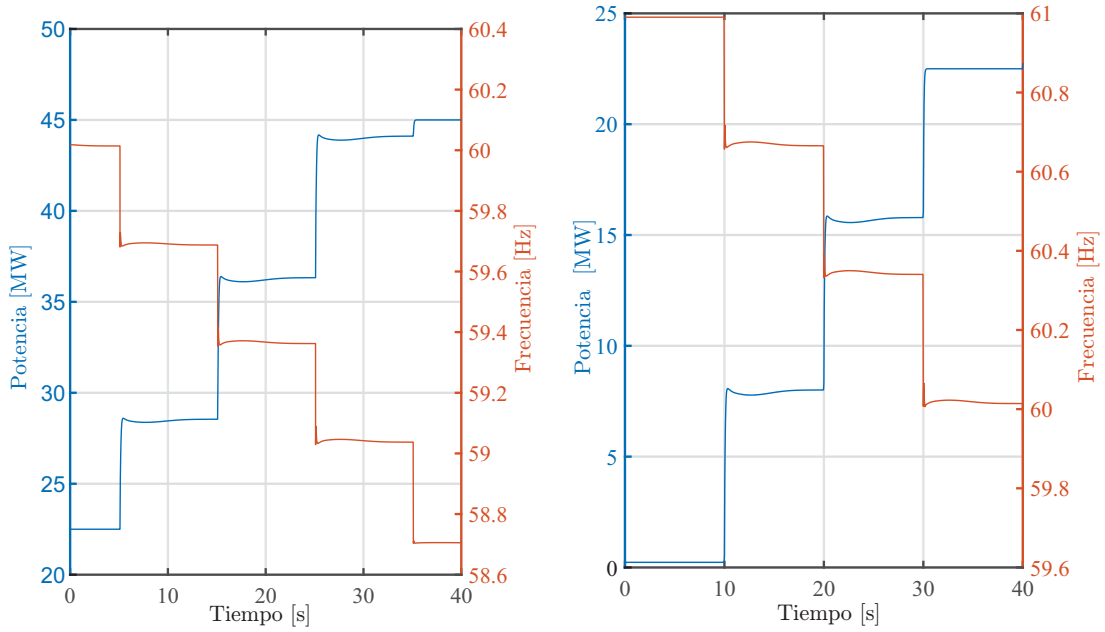
Ajuste	Rango
Banda muerta.	0.06 Hz
Frecuencia mínima de operación	59 Hz
Frecuencia máxima de operación	61 Hz
Frecuencia nominal de la planta	61 Hz

El cálculo del estatismo permanente se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$R[\,\%] = \frac{\frac{(f-BM)-60}{60}}{\frac{P_n+P_{res}-P_{min}}{P_n}} \tag{6.1}$$

En donde la frecuencia máxima de operación es f = 61 Hz, la potencia de reserva de la planta es P_{res} = 25 MW y la potencia mínima de la planta es P_{min} = 0 MW. Reemplazando, se obtiene un estatismo permanente de R= 3,5 %, con el cual para una frecuencia de 61 Hz la planta entrega P_{min} y para una frecuencia de 59 Hz la planta entrega $P_{mo,}$. Notar que el estatismo permanente asegura operar a P_{min} cuando la frecuencia es 61 Hz, pero la operación del Droop para frecuencias menores a 59,94 Hz queda limitada por la magnitud de P_{res}para un mismo estatismo.

Similar a los ensayos con estatismo R = 2 %, R = 4 % y R = 6 %, se agregan escalones de desviación a la frecuencia medida por el Droop para probar la operación del control en todo rango de frecuencia y comprobar la correcta operación del control para R= 3,5 %. Los resultados correspondientes se muestran en las Figuras 6.14 y 6.15. De ellas se puede comprobar la correcta operación del control y los puntos de operación esperados.



(a) Escenario de sub-frecuecnia (b) Escenario de sobre-frecuecnia

Figura 6.14: Resultados de ensayo de estatismos para demanda máxima y 6 % de estatismo.

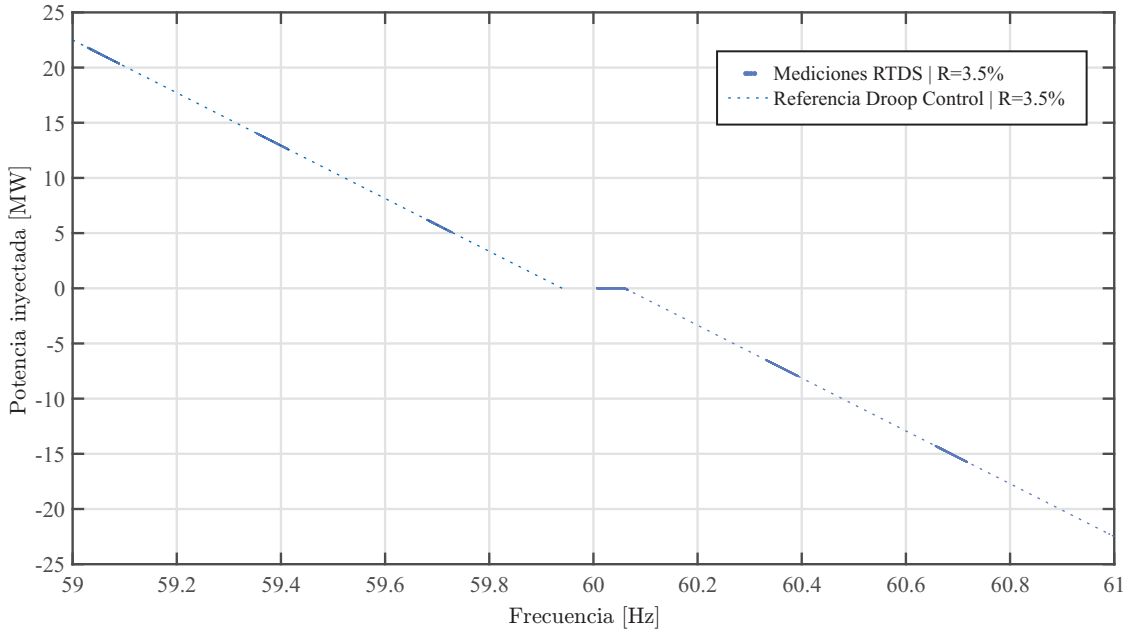


Figura 6.15: Curva de droop para diferentes valores de estatismo en caso de demanda media y estatismo permanente.

6.3. Ensayo de banda muerta

El propósito principal de este ensayo es evaluar y asegurar la capacidad de la planta fotovoltaica para mantener una respuesta constante y estable frente a variaciones en la

frecuencia de la red eléctrica. Específicamente, el ensayo se enfoca en verificar que la planta pueda mantener su operación sin interrupciones o fluctuaciones notables dentro de un período determinado, incluso cuando la frecuencia de la red eléctrica experimenta cambios.

Con el fin de garantizar la estabilidad de la red eléctrica en general, se establece una banda muerta, es decir, un rango de tolerancia en la que la planta debe operar sin problemas. En este contexto, la normativa estipula que la banda muerta debe ser menor al 0.1 % de la frecuencia nominal de la red, lo que equivale a 60mHz.

En la Figura 6.16 se muestra la frecuencia que experimenta el SENI en un día sin anomalías significativas, se utiliza como referencia el día 29 de agosto, entre las 2:44 a 2:48 donde la frecuencia osciló entre 59.89 Hz y 60.17 [Hz].

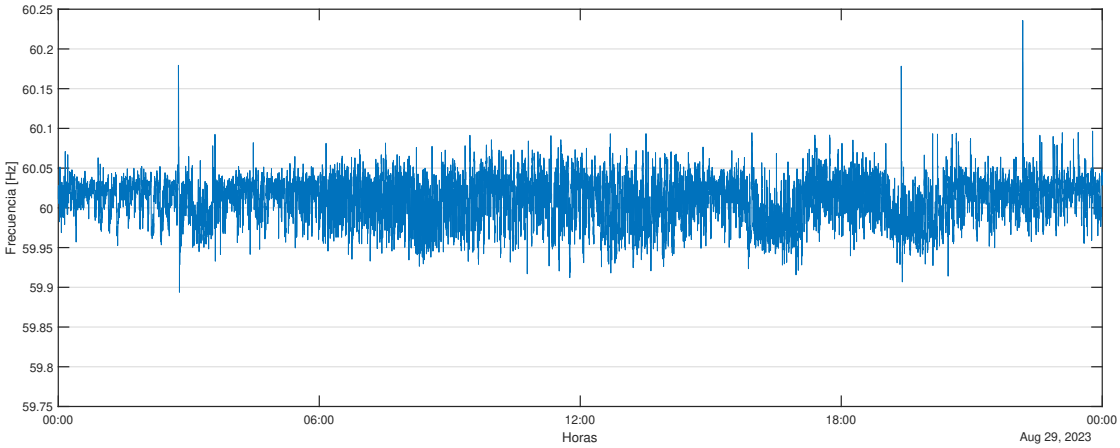


Figura 6.16: Datos reales de variación de frecuencia en el SENI.

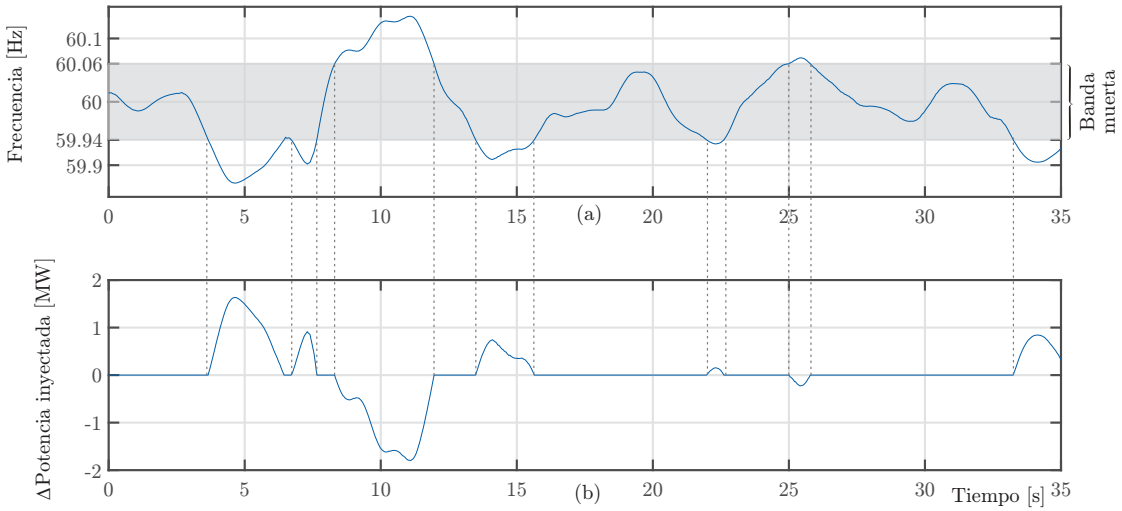


Figura 6.17: Ensayo de banda muerta

Debido a las limitaciones en la cantidad de datos que es posible adquirir en RTDS por medios convencionales. Se realiza un comportamiento similar al periodo mencionada en una ventana de 35 segundos, donde la frecuencia fluctúa entre 59.85 Hz y 60.15 Hz como se muestra en la Figura 6.17(a).

En la Figura 6.17, donde en (a) se muestra la frecuencia del sistema y se indica los límites de la banda muerta. En (b) se muestra la variación de potencia inyectada y se aprecia que, durante la operación dentro de la banda muerta, esta variación es 0 MW. Validando la correcta operación del control para variaciones de frecuencia normales de la red eléctrica.

Capítulo 7

Validación experimental de Control Primario mediante Hardware in the Loop

Tal como se mencionó en la introducción, se hicieron pruebas experimentales comunicando la plataforma de simulación en tiempo real RTDS con la Plataforma de control BRAIn, con el objetivo de validar pruebas en entornos similares a los reales, donde existen etapas de intermedias en la comunicación. Los elementos utilizados para esta prueba son mostrados en la Figura 7.1, donde: (a) es el simulador RTDS, (b) son sus tarjetas de comunicación, (c) es la tarjeta BRAIn, (d) es el osciloscopio de medición y (e) es el computador que maneja el software de los equipos.

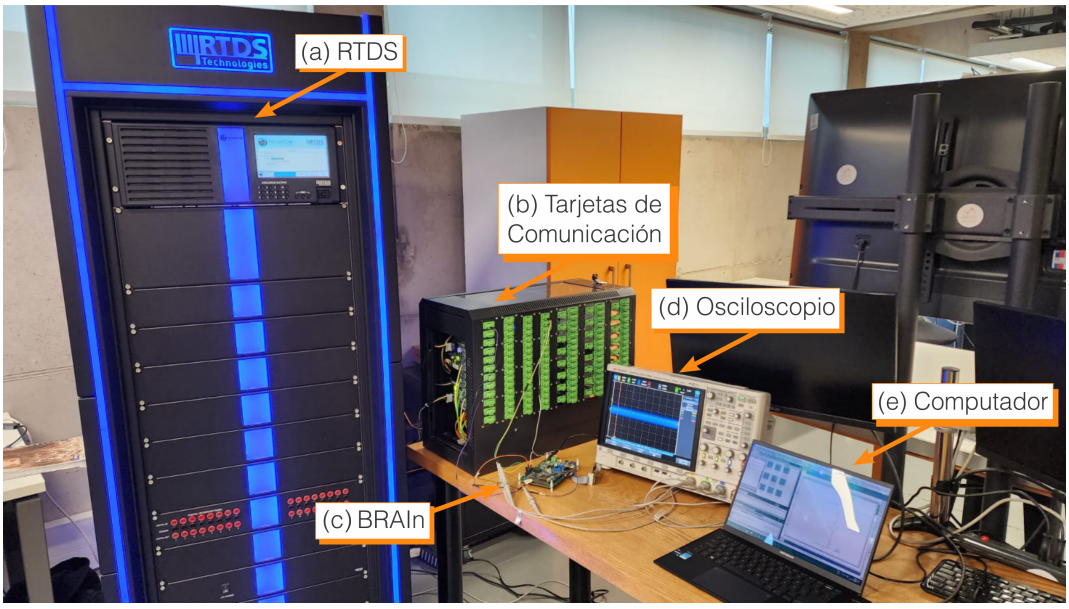


Figura 7.1: Estación de trabajo experimental para validación de control primario.

Más información sobre la conexión BRAIn-RTDS se encuentra en el Apéndice A.1.

7.1. Ensayo Hardware in the Loop (RTDS+BRAIn): Estatismo permanente

En este ensayo se valida la capacidad del hardware RTDS para realizar comunicación con plataformas de control externas, tal como la tarjeta de control en tiempo real BRAIn. En esta última, se incorpora el algoritmo de control local de la central. Al igual que en los escenarios mostrados en los ensayos de estatismo permanente, se puede concluir de forma similar con los resultados obtenidos

En la Figura 7.2 se aprecia una mayor dispersión de los datos, debido a la incertidumbre propia que tiene una arquitectura de comunicación similar a los casos reales y entornos relevantes.

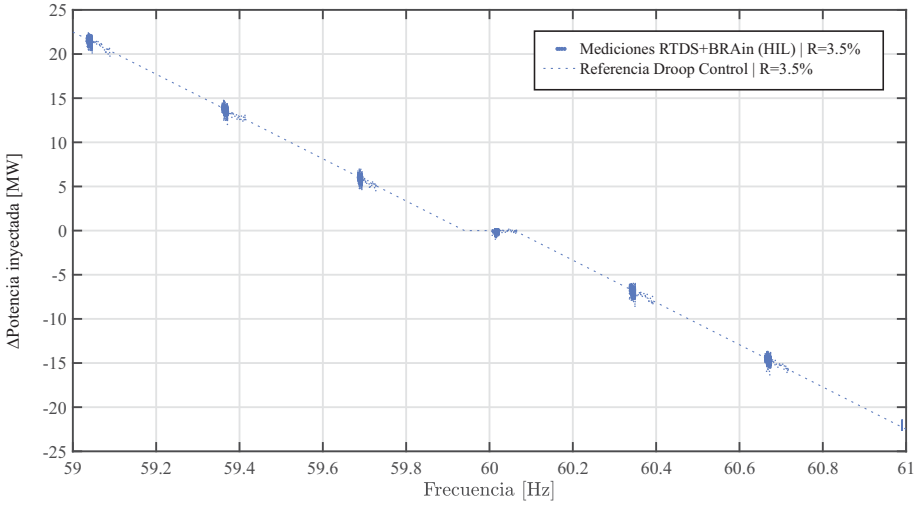


Figura 7.2: Curva de droop para ensayo hardware in the loop.

7.2. Ensayo Hardware in the Loop (RTDS+BRAIn): Conexión y desconexión de carga

Como se muestra en la Figura 7.3, se muestra el comportamiento de la frecuencia ante una conexión de carga (a) y una desconexión de carga (b) de magnitud $\Delta P = \pm 100$ MW, para una condición de la red de demanda media. Tal como es de esperar, el peor es con un escenario sin reserva y el mejor caso es para el estatismo más exigente, 3.5 %. Debido a que, a menor estatismo la inyección de potencia es mayor, la compensación en la variación de frecuencia de la red es mayor.

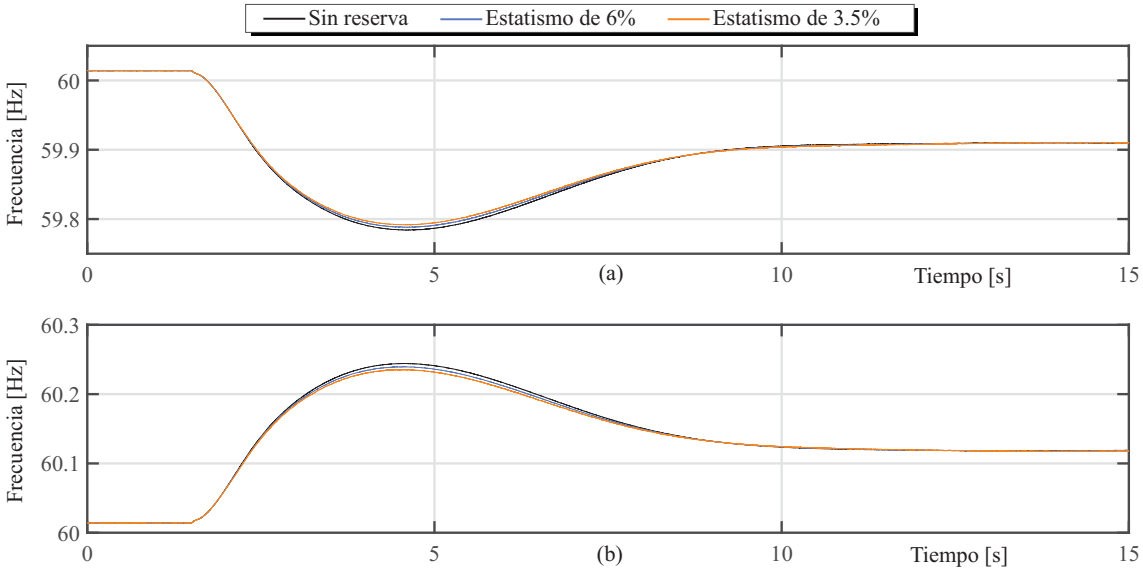


Figura 7.3: Ensayo de conexión y desconexión de carga. (a) Conexión de carga; (b) Desconexión de carga.

Capítulo 8

Conclusiones.

Del estudio es posible concluir que la planta analizada puede proporcionar el servicio complementario de control primario de frecuencia, pero su efectividad queda restringida por el costo de oportunidad asociado a mantener una reserva de potencia para el eventual desbalance de potencia.

La participación en el control primario de frecuencia es favorable en sectores donde existan fenómenos como el vertimiento de energía, producido en sectores de alta competitividad de generación, donde las plantas no operan en su máximo punto de disponibilidad de potencia debido a que la oferta supera la demanda, dejando una reserva de potencia que favorece a la estabilidad del sistema si se evalúa como un servicio auxiliar y, por tanto, se ve como un incentivo para operar en sistemas donde la alta penetración de energías renovables reduce los niveles de inercia debido al reemplazo de generadores sincrónicos.

En el estudio, si bien solo se analizó el control y su implementación en tiempo real, es importante tener en cuenta que la respuesta de la planta está limitada al ancho de banda o la respuesta dinámica del sistema de comunicación, la misma planta, los parámetros del punto de conexión y el ajuste del control.

Finalmente, en términos técnicos y de desarrollo, se llevaron a cabo dos tipos de ensayos: software in the loop y hardware in the loop. El primero tuvo la intención de verificar el objetivo principal del estudio, que es analizar la factibilidad técnica de operar, como servicio complementario, una planta solar fotovoltaica de 45 MW sin almacenamiento. El segundo se realizó para tener un acercamiento al caso real, donde los bloques de control tienen capas intermedias de comunicación hacia el sistema, lo que simula de mejor manera la operación real. De ambos ensayos se pudo concluir la posibilidad de efectuar el control primario de frecuencia sin almacenamiento, teniendo en cuenta la configuración del estatismo, los rangos definidos por las normativas estudiadas, la disponibilidad de potencia de reserva del sistema y que la efectividad de este servicio auxiliar está directamente relacionada con el grado de estatismo que tenga el control, tal como ocurriría con las máquinas sincrónicas.

El siguiente paso involucra la implementación física del control en la planta fotovoltaica Santanasol. Sería enriquecedor contrastar los resultados del control teórico y experimental con los obtenidos en la implementación real, para medir la discrepancia entre la teoría y la práctica. Otra vía para incentivar la participación de centrales de energía variable en los servicios complementarios es integrar sistemas de almacenamiento de energía, evaluando

el impacto económico para lograr una reducción tanto en el sistema como para los usuarios finales.

Avanzar en la descarbonización de la matriz energética, eliminando la dependencia de los combustibles fósiles, deteniendo la contaminación ambiental y desarrollando nuevas tecnologías emergentes, son objetivos clave que se desprenden de este y futuros estudios.

Apéndice A

Real Time Digital Simulator RTDS

El simulador RTDS, utilizado en más de 30 países, es un estándar en la simulación en tiempo real de sistemas eléctricos. Está compuesto por NovaCor™, un hardware de última generación, y RSCAD, un software avanzado para la simulación de transitorios electromagnéticos en tiempo real, ambos desarrollados por RTDS Technologies Inc.

Este simulador permite realizar pruebas Hardware in the Loop (HIL), conectando dispositivos físicos de control y protección a la red simulada, ofreciendo un análisis detallado de la interacción entre la red y estos dispositivos durante transitorios del sistema.

NovaCor™ utiliza un procesador multinúcleo que facilita cálculos de simulación paralelos a una velocidad y eficiencia sin precedentes, lo que reduce la necesidad de hardware para simular sistemas más grandes y complejos. Es altamente modular, permitiendo la interconexión de varios chasis para simulaciones a mayor escala.



Figura A.1: Visualización de RTDS Novacore [1].

El software RSCAD ejecuta simulaciones en tiempo real y contiene una amplia biblioteca de modelos de sistemas de potencia, incluyendo modelos de energía renovable y bloques de control de generadores que cumplen con los estándares internacionales.

NovaCor™, con su procesador IBM POWER8 de 10 núcleos, ofrece capacidades avanzadas como simulación de alta precisión con timesteps reducidos, escalabilidad y accesibilidad mejoradas, y compatibilidad con hardware anterior. Es una herramienta poderosa para simular sistemas de potencia en tiempo real, ofreciendo una precisión y un rendimiento excepcionales [23].

A.1. Evaluación comparativa de RTDS y simulación por software Digsilente

Para la representación de un sistema eléctrico de potencia se debe otorgar diferentes niveles de precisión en orden de ampliar o reducir la ventana de tiempo a analizar. Por ello, para un análisis del sistema en estado estacionario se recurre al flujo de carga obteniendo soluciones solo para la frecuencia nominal del sistema. El análisis de estabilidad transitoria de un sistema de potencia logra capturar el comportamiento de los fenómenos transitorios electromecánicos. Sin embargo, dada la incorporación creciente de electrónica de potencia, los fenómenos electromagnéticos obtienen mayor relevancia e impacto en el sistema. El análisis de transitorios electromagnéticos (EMT) obtiene valores instantáneos del sistema y en un mayor rango de frecuencias, capturando los efectos producidos por los convertidores.

El software DigSILENT PowerFactory permite realizar un análisis de estabilidad transitoria, y si bien tiene módulos para análisis EMT, estos se ejecutan en el computador del usuario, por lo que ante simulaciones de alto costo computacional el tiempo de cálculo supera varias veces la ventana de tiempo de la simulación.

El RTDS Simulator, también brinda simulación EMT, sin embargo, al incorporar hardware dedicado para la simulación de sistemas de potencia, permite que el tiempo de cálculo sea igual a la ventana de tiempo de simulación. Esto se denomina simulación en tiempo real, proporcionando la capacidad de conectar dispositivos físicos en lazo cerrado con la red simulada (HIL) y con ello la capacidad de probar dispositivos y su esquema de control en tiempo real.

En resumen, la simulación del sistema eléctrico de potencia en el entorno RTDS no solo proporciona el nivel de detalle requerido para el análisis de un sistema de potencia con alta penetración de convertidores, sino que también permite la validación de esquemas y plataformas de control.

Tabla A.1: Resumen comparativo de herramientas de simulación

	DigSilent Powe Factory		RTDS Simulator
Tipo de simulación	Flujo de carga	Analisis de estabilidad transitoria	Analisis de transitorios electromagneticos en
Paso de tiempo típico	una solución	∼8ms	2-50 us
Salida	Magnitud y ángulo	Magnitud y ángulo	Valores instantaneos
Rango de frecuencias	Frecuencia nominal	Frecuencias cercanas a la nominal	0-3 kHz

Apéndice B

BRAIn: instalación de Code Composer y conexión con RTDS

La plataforma de control digital BRAIn, del inglés Board for Research, Academic and Industrial applications, es una tarjeta de procesamiento de señales en tiempo real basada en electrónica digital. Esta tarjeta ha sido concebida para ser altamente configurable, facilitando un rápido desarrollo de prototipos complejos, además de proveer un gran número de entradas o salidas digitales. Estas características se logran gracias a sus dos elementos digitales de procesamiento: DSP y FPGA, que complementan sus capacidades [24].

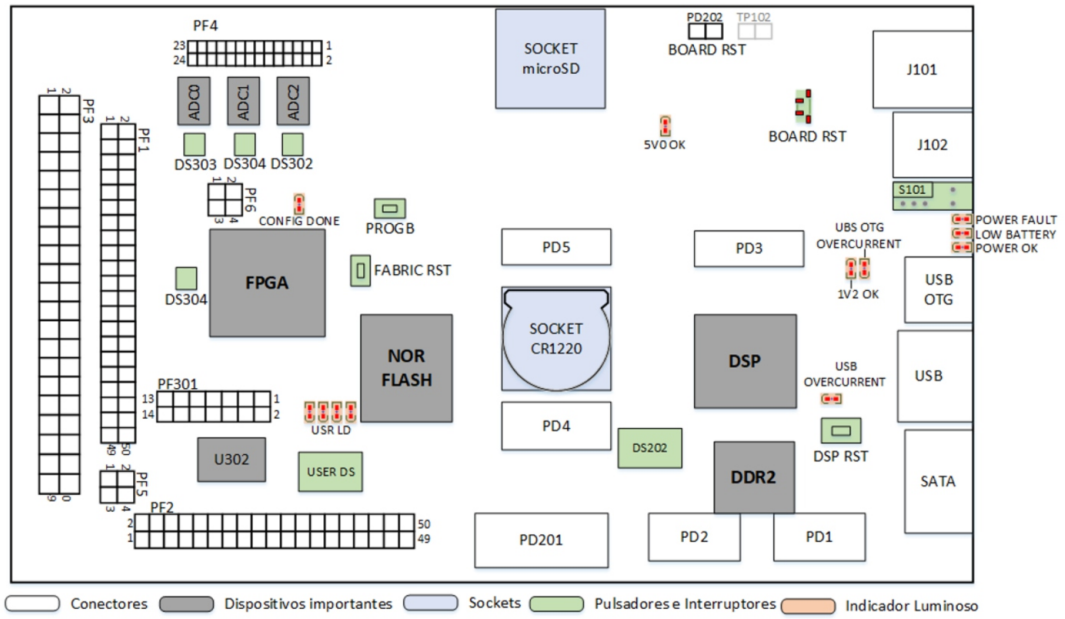


Figura B.1: Diagrama general de la plataforma BRAIn.

De la Figura B.1 se puede apreciar el puerto de polarización (J101 o J102), perifericos de conexión análoga ADC (por medio de los pines del arreglo PF4)

B.1. Instalación Code Composer

Para llevar a cabo la transformación de código C a *Assembler* en la plataforma DSP TMS320C6748, es esencial contar con un compilador adecuado. En este caso, se utiliza CodeComposer Studio v9.2 (CCS) con librerías adicionales contenidas en el paquete, el que debe ser instalado posteriormente al CCS C6748 StarterWare 1.20.04. También es necesario descargar el proyecto el cual se encuentra en la carpeta PMW_UCM_2L y la carpeta Repo_BRAIn, la cual será necesaria para configurar el proyecto .

Notas:
• Instalación completa de CCS (*Full Installation*)
• Una manera rápida de encontrar el workspace del proyecto es **File** → **Import Project from File System** y en la parte *Import source* encontraremos el directorio de nuestro workspace
• Para guardar los archivos en la ventana **Building Settings** seleccionar *Apply and Close*, de lo contrario las modificacones no se guardarán

Iniciamos CCS y creamos un nuevo proyecto **File** → **New** → **CCS Project** y configuramos nuestro proyecto con la tarjeta que utilizaremos, como se muestra en la Figura B.2 (Antes de seguir con la configuración del proyecto, copiar la carpeta *Repo_BRAIn* en el workspace de nuestro proyecto) (Ver Figura B.2).

Target: C674x Floating-point DSP → TMS320C6748

Connection: Texas Instruments XDS1000v2 USB Debug Probe

Project name: Nombre_proyecto

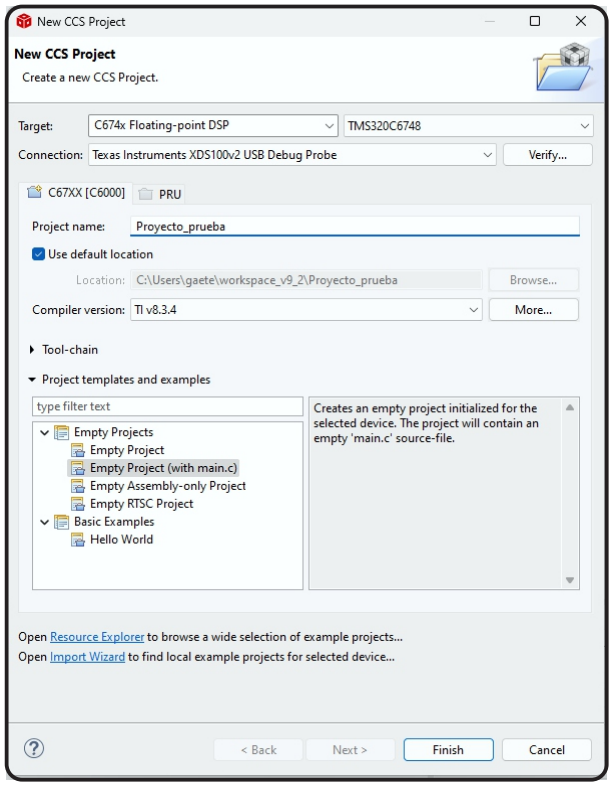


Figura B.2: Ventana de configuración de *New CCS Project*

Una vez abierto creado el proyecto, hacer click derecho en su nombre, luego **Add Files** y copiar todos los archivos de la carpeta PMW_UCM_2L. Borrar archivos *C6748.cmd* y *main.c*. Para continuar con la configuración del proyecto hacer click derecho en la carpeta de este luego **Show Build Settings**, lo cual desplegará una ventana como la de la Figura B.3. En la pestaña **C6000 Compiler** seleccionamos **Include Options** y en *Add dir to #include search path* buscamos en **Browse** nuestra carpeta en el workspace del proyecto, luego *Repo_BRAIn* y finalmente seleccionamos la carpeta **Includes_ eFOADC**.

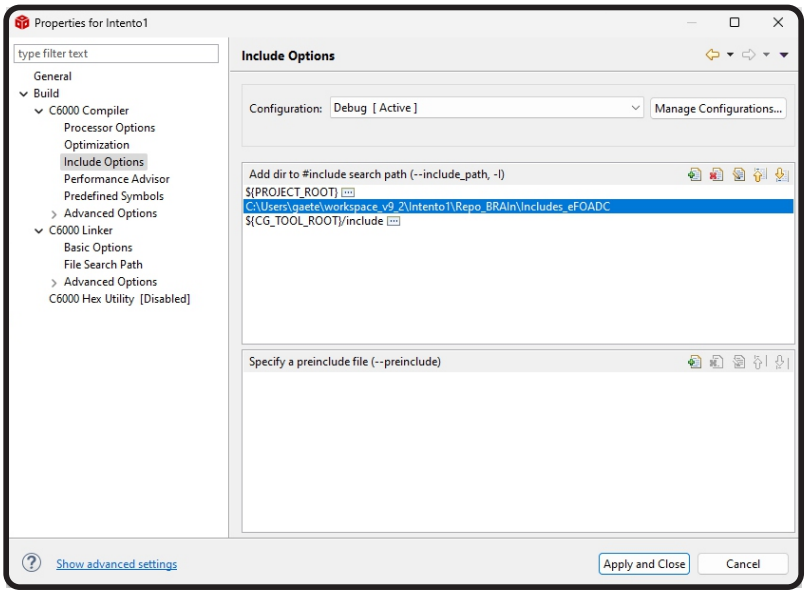


Figura B.3: Ventana de Show Build Settings

Dentro del **Show Build Settings** hacemos doble click en **C6000 Linker** para que despliegue la opción **File Search Path** y en *Include library file or command file as input* ir agregando uno por uno los archivos que encontramos en **Browser** → workspace del proyecto → **Repo_ BRAIn** → **Libraries**. Se debe procurar que el achivo **libc.a** se encuentre primero en la lista. Una vez completado todos los pasos debería tener una vista como la de la Figura B.4

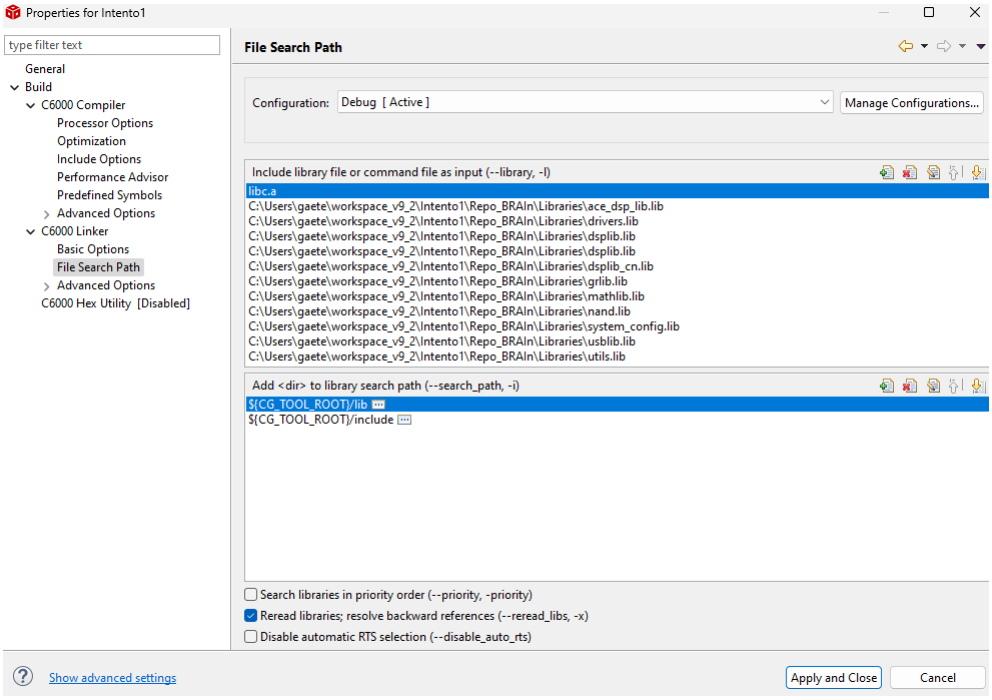


Figura B.4: Ventana ejemplo al agregar archivos de la Libería

1. ace dsp lib.lib: Librería ACE1.1.2016.
2. drivers.lib: Librería para drivers de los periféricos de la C6748.
3. grlib.lib: Librería de funciones Gráficas.
4. nand.lib: Librería para uso de memorias NAND
5. system config.lib: Librería del System Config.
6. usblib.lib: Librería para uso de USB.
7. utils.lib: Librería general.

Una vez agregadas todas la librerías, es posible compilar el programa con el boton *Build All* (icono de martillo).

B.2. Periféricos

Como se observa en la Figura B.1 existen 6 periféricos. Para este estudio se utiliza el periférico para señales digitales PF1 y el periférico FP4 para señales analógicas.

B.2.1. Entrada Analógica

Los ADC_x con $x \in \{1, 2, 3\}$ (Análogo Digital Converter) permiten convertir una señal análoga en digital. Cada uno cuenta con cuatro canales, pudiendo realizar hasta dos conversiones de manera simultanea, lo que entrega un total de 12 conversiones.

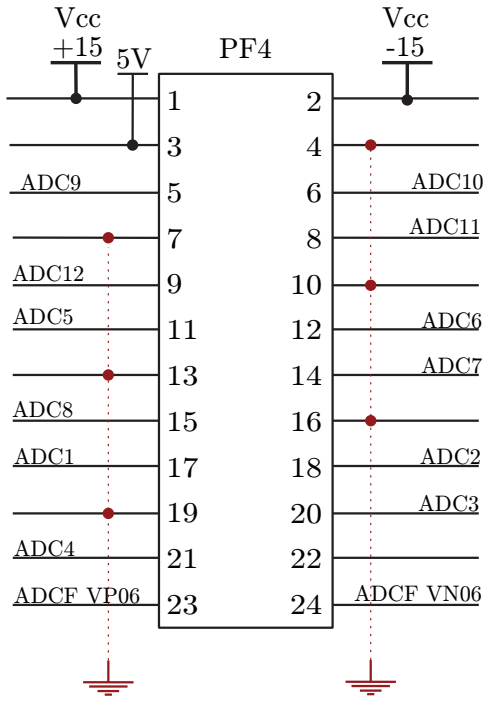


Figura B.5: Esquema de conexión de periférico PF4 para conexión análoga.

B.2.2. Salida digital

Los PF_x con $x \in \{1, 2, 3\}$ (r) permiten convertir una señal digital en análoga.

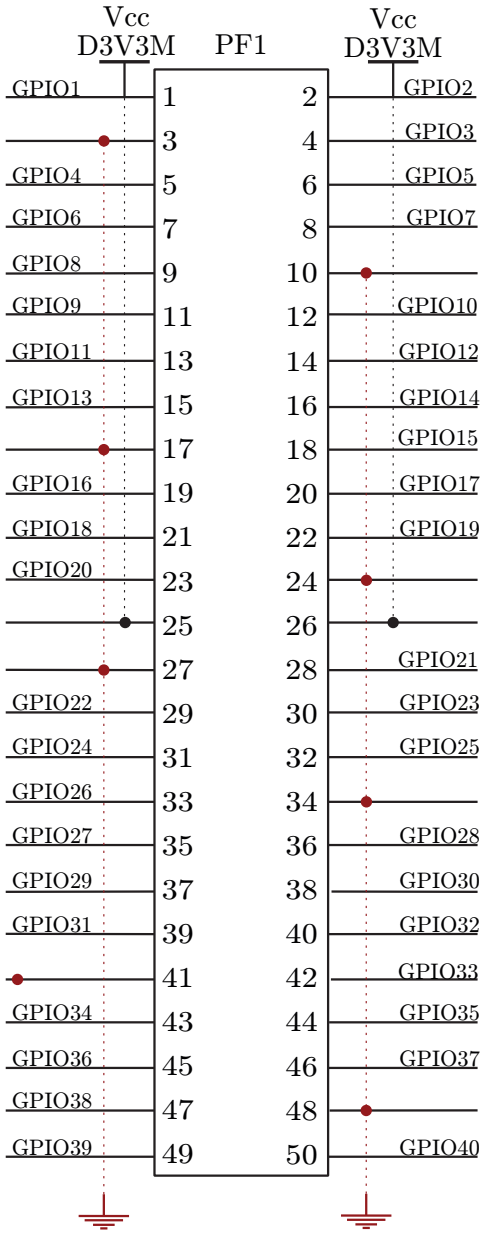


Figura B.6: Esquema de conexión PF1 para señales digitales.

B.3. Conexión con RTDS

Para establecer un sistema de control en lazo cerrado que conecte la BRAIn con el RTDS, es necesario configurar las tarjetas y la asignación de los puertos correspondientes.

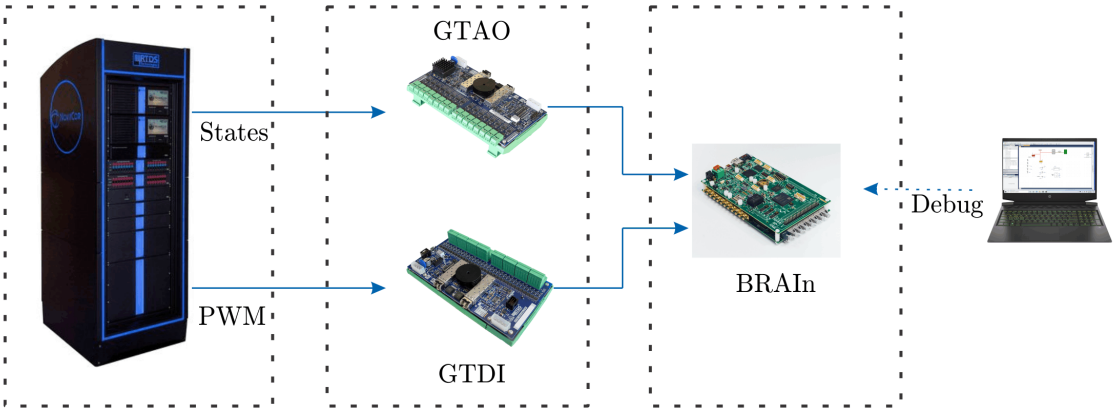


Figura B.7: Conexión entre Brain y RTDS para llevar a cabo el Hardware in the Looop.

Una vez que las entradas digitales (GTDI) y las salidas analógicas (GTAO) han sido configuradas adecuadamente, el siguiente paso es establecer la conexión entre el computador y el equipo RTDS. En este caso, se recomienda el uso de un cable Ethernet para la conexión física. Para ello, se debe editar la configuración de la dirección IP del computador.

Bibliografía

[1] RTDS, "Novacor."

[2] "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," *IEEE Std 1547-2018*, 2018.

[3] Gomez-Exposito, *Electric Energy Systems: Analysis and Operation.* Taylor & Francis Group, 2018.

[4] F. Barreros-Gonzales, M. Montero, E. Gonzales-Romera, J. Espinoza, M. Pérez, "El Control de Potencia y Frecuencia en los Sistemas Eléctricos Multiárea. Revisión y Nuevos Retos," *Grupo de Investigación en Sistemas Eléctricos y Electrónicos de Potencia (PEES)*, J 2015.

[5] CEN, "Informe de servicios complementarios 2024," 2023.

[6] CNE, "Norma técnica de servicios complementarios," 2019.

[7] CNE., "Anexo técnico de verificaciones de instalaciones para la prestación de sscc," 2019.

[8] worldenergytrade, "La planta solar luz del norte de chile es la primera en el mundo en ofrecer servicios de red," https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/energia-solar/la-planta-solar-luz-del-norte-de-chile-es-la-primera-en-el-mundo-en-ofrecer-servicios-de-red.

[9] inodú, "Infrome de esnayos de prestación de servicios complementarios de control primario de frecuencia," 2023.

[10] SIE, "Ley general de electricidad 125-01," 2012.

[11] L. Abinader, "Decreto 65-23 que establece el reglamento de aplicación de la l.57-07 de incentivos de energía renovables," 2023.

[12] TSK, "Planta fotovoltaica santanasol 65mw," https://www.grupotsk.com/proyecto/planta-fotovoltaica-santanasol-65mw/.

[13] OC, *Reporte de Capacidad Instalada en República Dominicana0*, 2023.

[14] C. N. de Energía, "Plan energético nacional."

[15] S. CONEXYNER, "Evaluación normativa y antecedentes almacenamiento, servicios complementarios y ernc," 2020.

[16] SIE, "Pese a los apagones en el 2022, subió la cantidad de energía generada en rd," 2023 https://sie.gob.do/noticias/.

[17] O. Coordinador, "Reporte de capacidad instalada en república dominicana," 2023.

[18] OC, "Seni, diagrama unifilar," https://www.oc.do/.

[19] PRABHA-KUNDUR, *Power System Stability and Control.* McGraw-Hill, Inc.

[20] S. D'Arco and J. A. Suul, "Equivalence of virtual synchronous machines and frequency-droops for converter-based microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2013.

[21] B. Pawar, E. I. Batzelis, S. Chakrabarti, and B. C. Pal, "Grid-forming control for solar pv systems with power reserves," *IEEE Transactions on Sustainable Energy* , vol. 12, 2021.

[22] J. Fang, H. Li, Y. Tang, and F. Blaabjerg, "On the inertia of future more-electronics power systems," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2018.

[23] R. Technologies, "Your power grid your conditions in real time," 2023.

[24] P. Lezana, "Manejo de la plataforma digital brain para el control de accionamientos," 2022.