



Estudio de regulación de frecuencia para planta solar fotovoltaica sin almacenamiento

Análisis de factibilidad técnica de la prestación del servicio de regulación de frecuencia primaria en el SENI por una planta solar fotovoltaica, sin almacenamiento de energía, perteneciente a la empresa Akuo Energy de República Dominicana.



Como empresa federal, la GIZ asiste al Gobierno de la República Federal de Alemania en su labor para alcanzar sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Domicilios de la Sociedad

Bonn y Eschborn, Alemania

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36

53113 Bonn, Alemania

T +49 228 44 60-0

F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 – 5

65760 Eschborn, Alemania

T +49 61 96 79-0

F +49 61 96 79-11 15

E info@giz.de

I www.giz.de

Denominación del proyecto

Proyecto Developpp "Promoción de la Energía Renovable a través de Servicios Auxiliares en la República Dominicana"

Apdo. Postal 2960

Calle Juan García Bonelly No. 19, Edificio Corporativo DML

Local 2A, Ens. Julieta

10130 Santo Domingo

República Dominicana

T +1809 541-1430

I www.transicionenergetica.do

Responsable

Clemens Findeisen, Director Proyecto Developpp "Promoción de la Energía Renovable a través de Servicios Auxiliares en la República Dominicana", GIZ

Autores

Andrés Carvajal, Cristobal Cortés, Valeria Gaete, Guillermo Huerta y Margarita Norambuena
(Centro Avanzado de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, AC3E)

Revisado por

Lia Hidalgo (Akuo), Rony Montero (OC-SENI), Dalvin Castillo (SIE), Manases Mercedes y Nataly Montezuma (GIZ)

Ejecutado por

Proyecto Developpp "Promoción de la Energía Renovable a través de Servicios Auxiliares en la República Dominicana" de GIZ y Akuo Energy

Diseño/diagramación

DIAMOND media GmbH, Neunkirchen-Seelscheid, Alemania

Fotografías/fuentes:

Akuo Energy, Adobe Stock, shutterstock

Material cartográfico

Las representaciones cartográficas tienen carácter netamente informativo y no han sido validadas por fuentes del derecho internacional público en lo que respecta a la determinación de fronteras y territorios. La GIZ no garantiza la actualidad, exactitud o integridad del material cartográfico puesto a disposición. No se asume responsabilidad alguna por cualquier perjuicio surgido directa o indirectamente de su uso.

Por encargo de:

Ministerio Federal Alemán de Cooperación Económica y de Desarrollo (BMZ)

Stresemannstraße 94

10963 Berlin

T +49 (0)30 / 1 85 35-0

F +49 (0)2 28 / 99 10 53 5-35 00

Santo Domingo, 2023

Estudio de regulación de frecuencia para planta solar fotovoltaica sin almacenamiento

Análisis de factibilidad técnica de la prestación del servicio de regulación de frecuencia primaria en el SENI por una planta solar fotovoltaica, sin almacenamiento de energía, perteneciente a la empresa Akuo Energy de República Dominicana.

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	9
1. INTRODUCCIÓN	11
2. CONTEXTO INTERNACIONAL: CENTRALES DE ENERGÍA RENOVABLE CON RPF SIN ALMACENAMIENTO	13
2.1 Puerto Rico	13
2.2 Estados Unidos	14
2.3 Rusia	14
2.4 Chile	14
3. CONTEXTO NACIONAL: CENTRALES DE ENERGÍA RENOVABLE CON RPF SIN ALMACENAMIENTO	15
3.1 Incentivos para el desarrollo de tecnologías con ER	16
3.2 Incentivos para el desarrollo de SSAA	17
3.3 Problemáticas del SENI	17
3.3.1 Desabastecimiento energético	17
3.3.2 Capacidad Instalada Insuficiente	18
3.3.3 Restricciones de Transmisión	18
3.3.4 Participación en RPF	19
4. CONTEXTO DEL PROBLEMA	20
5. NORMATIVA NACIONAL	22
5.1 Normativa relacionada a Energías Renovables	23
5.1.1 Artículo 1	23
5.1.2 Artículo 4	24
5.1.3 Artículo 72	24
5.1.4 Artículo 73	24
5.2 Normativa relacionada a Regulación Primaria de Frecuencia	25
5.2.1 Artículo 150	25
5.2.2 Artículo 203	25
5.2.3 Artículo 221	25
5.2.4 Artículo 384	25
5.2.5 Artículo 390	26
6. ESTADO DEL ARTE DE LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA APLICADO A PLANTAS RENOVABLES SIN ALMACENAMIENTO	27
6.1 NORMA IEEE: Droop Control	28

6.2 Máquinas Síncronas Virtuales	29
7. EVALUACIÓN COMPARATIVA ENTRE RTDS Y SIMULACIÓN POR SOFTWARE DIGSILENT	30
8. MODELO REDUCIDO DEL SISTEMA	32
9. RESULTADOS EXPERIMENTALES EN PLATAFORMA RTDS	34
9.1 Ensayo de estatismo	34
9.1.1 Escenario de demanda mínima	35
9.1.2 Escenario de demanda media	37
9.1.3 Escenario de demanda máxima	38
9.2 Ensayo de estatismo permanente	40
9.3 Ensayo de banda muerta 60mHz	42
9.4 Ensayos hardware in the loop: Setup experimental	43
9.4.1 Ensayo Hardware in the loop (RTDS+BRAIn): Estatismo permanente	44
9.4.2 Ensayo Hardware in the loop (RTDS+BRAIn): Conexión y desconexión de carga	46
10. CONCLUSIONES GENERALES	47
11. REFERENCIAS	49

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Horas totales de desabastecimiento de energía del SENI [5].	17
Figura 2: Horas de desacoples económicos para el año 2022.	18
Figura 3: Esquema sobre el contexto del proyecto GIZ-AKUO.	21
Figura 4: Esquema de normativas de referencia del estudio.	23
Figura 5: Métodos de control de frecuencia categorizados.	28
Figura 6: Curva Droop Control para control primario de frecuencia.	29
Figura 7: (a) Esquema de generación virtual; (b) Ecuación de generador sincrónico virtual; (c) Ecuación de generador sincrónico.	29
Figura 8: Modelo reducido del sistema.	32
Figura 9: Esquema para ensayos de estatismo permanente.	35
Figura 10: Ensayo con demanda mínima. (a) Escenario de sub-frecuencia; (b) Escenario de sobre-frecuencia.	36
Figura 11: Curva de droop para diferentes valores de estatismo en caso de demanda mínima.	36
Figura 12: Ensayo con demanda media. (a) Escenario de sub-frecuencia; (b) Escenario de sobre-frecuencia.	37
Figura 13: Curva de droop para diferentes valores de estatismo en caso de demanda media.	38
Figura 14: Ensayo con demanda máxima. (a) Escenario de sub-frecuencia; (b) Escenario de sobre-frecuencia.	39
Figura 15: Curva de droop para diferentes valores de estatismo en caso de demanda máxima.	39
Figura 16: Ensayo con demanda media y estatismo permanente. (a) Escenario de sub-frecuencia; (b) Escenario de sobre-frecuencia.	41
Figura 17: Curva de droop para diferentes valores de estatismo en caso de demanda media y estatismo permanente.	41
Figura 18: Datos reales de frecuencia del sistema en un día.	42
Figura 19: Ensayo de banda muerta.	43
Figura 20: Setup experimental para validación de control primario de frecuencia	44
Figura 21: Ensayo hardware in the loop. (a) Escenario de sub-frecuencia; (b) Escenario de sobre-frecuencia.	45
Figura 22: Curva de droop para ensayo hardware in the loop.	45
Figura 23: Ensayo de conexión y desconexión de carga. (a) Conexión de carga; (b) Desconexión de carga.	46

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Normas analizadas para estudio.	23
Tabla 2: Tabla resumen de Artículo 390	26
Tabla 3: Ecuación de Droop Control para condiciones de operación de sobre-frecuencia y sub-frecuencia [10].	28
Tabla 4: Resumen comparativo de herramientas de simulación.	31
Tabla 5: Parámetros Figura 8.	35
Tabla 6: Ajustes generales droop control.	40

LISTA DE ABREVIATURAS

AGC	Automatic Generation Control (Control Automático de Generación)
BESS	Battery Energy Storage System (Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías)
CAISO	California Independent System Operator (Operador Independiente del Sistema de California)
CCE	Centro de Control de Energía
CPF	Control Primario de Frecuencia
EMT	Electromagnetic Transient (transitorios electromagnéticos)
ER	Energías Renovables
ERV	Energías Renovables Variables
FV	Fotovoltaico
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional)
HIL	Hardware in the Loop (Hardware en el lazo)
LGE	Ley General de Electricidad
OC	Organismo Coordinador
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
PLL	Phase-Locked Loop (Lazo de Seguimiento de Fase)
PEN	Plan Energético Nacional
RPF	Regulación Primaria de Frecuencia
RR	Reserva Rotante
RRPF	Regulación Rápida Primaria de Frecuencia
SIE	Superintendencia de Electricidad
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SSAA	Servicios Auxiliares

RESUMEN EJECUTIVO

Los servicios auxiliares (SSAA) son necesarios para mantener las redes eléctricas operando de manera confiable y segura. Estos servicios se refieren a las funciones que permiten a los operadores de la red mantener un flujo adecuado de la electricidad, reestablecer el sistema eléctrico en caso de eventos y mantener los parámetros operativos dentro de los límites establecidos por la normativa. Tradicionalmente, estos servicios han sido provistos por centrales de generación eléctrica convencional, sin embargo, los avances en la tecnología que utilizan las centrales de generación eléctrica a partir de energías renovables variables (ERV), las han habilitado para que también ofrezcan estos servicios auxiliares a la red.

Con el crecimiento progresivo de los proyectos de generación de electricidad a partir de ERV se espera que la operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana enfrente desafíos operativos vinculados a la variabilidad de estos proyectos. Por ello, es necesario considerar que dichas centrales ERV pueden proveer servicios auxiliares contribuyendo al sistema eléctrico, como se ha hecho en otros países. Sin embargo, en República Dominicana no existe una normativa que regule la prestación de estos servicios por parte de estas fuentes renovables.

En el marco del proyecto “Promoción de la Energía Renovable a través de Servicios Auxiliares en la República Dominicana” ejecutado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), en conjunto con Akuo Energy, se presenta el siguiente informe que tiene como objetivo analizar la factibilidad técnica de operar una planta solar fotovoltaica de 45 MWp, perteneciente a la empresa Akuo Energy, para demostrar las capacidades y limitaciones de un parque renovable variable para otorgar SSAA al SENI, en específico la regulación primaria de frecuencia (RPF).

El informe presenta un contexto internacional de países que han incursionado en la regulación primaria de frecuencia de plantas renovables variables sin almacenamiento, como son Puerto Rico, Estados Unidos (California), Rusia y Chile. En su mayoría, han realizado pruebas exitosas y puesto en práctica este aporte en el mercado de SSAA.

Por otro lado, en el contexto nacional, el SENI depende principalmente de turbinas de gas y de motores de combustión interna para la prestación de servicios auxiliares, sin embargo, por el aumento de las fuentes ERV, el SENI no puede permitirse perder flexibilidad, y en este sentido, como una de las medidas a promover es la creación del mercado de servicios auxiliares en función de aumentar la participación de las distintas tecnologías. En cuanto a los incentivos para los SSAA, la LGE 125-01, fija compensaciones por concepto de servicios auxiliares, esto es valorización de la energía reactiva, compensación por regulación de tensión y regulación de frecuencia.

En este sentido, un parque solar fotovoltaico podría prestar el servicio de regulación de frecuencia si este servicio le es reconocido y además es viable económicamente el mantener una reserva de potencia frente a la venta en el mercado de energía. Lo anterior se ha dado en algunos mercados internacionales cuando, dependiendo de las áreas de generación, se tiene la disponibilidad de potencia de reserva ante eventos de cambios de frecuencia fuera de la banda muerta, y existe un posible vertimiento de energía producido en sectores de alta competitividad de generación.

El análisis de la planta solar fotovoltaica de 45 MW realizado en este estudio comprende un modelado del sistema de control y del sistema de potencia (modelo del SENI). El control recibe 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 la regulación primaria de frecuencia. Las pruebas consisten en la validación de laboratorio de la RPF, a través de la plataforma BRAIn y el simulador en tiempo real RTDS. El primero se encarga del control del sistema, mientras que el segundo simula el sistema en tiempo real y tiene la capacidad de comunicarse con plataforma externas para validación esquemas como el propuesto. Aunque en estas pruebas se consideran los retardos de comunicación o el muestreo de las variables de planta, esto debe ser verificado a través de ensayos reales.

En términos técnicos y de desarrollo, se efectuaron dos tipos de ensayos, software in the loop y hardware in the loop. El primero con la intención de verificar el objetivo principal del estudio, que es analizar la factibilidad técnica de operar como servicio complementario una planta solar fotovoltaica sin almacenamiento, y el segundo se realizó para tener un acercamiento con el caso real, donde los bloques de control tienen capas intermedias de comunicación hacia el sistema, lo que imita de mejor forma la operación real. Como resultado, el parque fotovoltaico reguló frecuencia primaria en todos los escenarios y se comprobó que la efectividad de prestar este servicio auxiliar está directamente relacionado con el grado de estatismo que tenga el control del parque, tal como ocurriría con las máquinas sincrónicas.

Este tipo de pruebas pueden ser analizados con otros escenarios que integren por ejemplo tecnologías como las baterías para demostrar las capacidades de las fuentes ERV para aportar diferentes SSAA en los sistemas eléctricos. Esto además porque los fabricantes y el mercado están avanzando continuamente para adaptarse a sistemas eléctricos con alta integración de fuentes ERV, lo cual se ha demostrado con el desarrollo de convertidores grid-forming para aportar inercia. Para ello, la regulación de cada país debe adaptarse para incentivar la integración de estas tecnologías a los sistemas eléctricos aumentando la confiabilidad y seguridad de los mismos.

1. INTRODUCCIÓN



En el marco del proyecto “Promoción de la Energía Renovable a través de Servicios Auxiliares en la República Dominicana” ejecutado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) en conjunto con Akuo Energy se presenta el siguiente informe que tiene como objetivo verificar la viabilidad técnica de la prestación del servicio de regulación de frecuencia por un parque fotovoltaico ante condiciones específicas de las centrales. Dichas condiciones están ligadas a la variabilidad del recurso disponible, lo que cambia el panorama, no solo en términos de operación del sistema, sino que también con respecto a la confiabilidad y robustez de la matriz energética. Dadas estas características, actualmente, las ER están limitadas en su participación por su inestabilidad. Pese a lo anterior, en otros países ha podido comprobarse que, con los incentivos correctos, las ER podrían participar en los mercados de SSAA, siempre y

cuando se operen dentro de límites establecidos, lo cuales serán analizados y mencionados en las siguientes secciones.

Tras lo anterior, en este estudio se analiza la factibilidad técnica de operar una planta solar fotovoltaica de 45 MW, sin almacenamiento de energía, perteneciente a la empresa Akuo Energy en República Dominicana, con el objetivo de demostrar las capacidades y limitaciones de un parque renovable variable para otorgar SSAA al SENI, en específico la regulación primaria de frecuencia.

La estructura del informe es la siguiente, en el capítulo 2 se presenta la metodología con las consideraciones generales, el detalle de las etapas y los criterios y métodos aplicados.

En el capítulo 3 se presenta la implementación y aplicación de los productos de geoprocetos y la construcción de base de datos.

En el capítulo 4 se presentan los resultados obtenidos respecto al potencial de almacenamiento energético con bombeo de agua dulce, incluyendo la capacidad de generación y ubicación geográfica asociada.

En el capítulo 5 se presenta el análisis de reservorios potenciales catastrados en estudios previos y, finalmente, en el capítulo 6 se presentan los comentarios finales y las recomendaciones de pasos futuros.

2.CONTEXTO INTERNACIONAL: CENTRALES DE ENERGÍA RENOVABLE CON RPF SIN ALMACENAMIENTO



En el panorama internacional de la generación renovable, las centrales fotovoltaicas con Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) sin almacenamiento de energía eléctrica han surgido como una solución clave para garantizar la estabilidad de la red eléctrica y el suministro de energía de alta calidad. El método convencional utilizado para suministrar reserva de potencia activa es a través del control de inversores, los cuales se encargan de despachar potencia en algún punto igual o menor al Punto de Máxima Potencia de la central. El despacho de potencia de cada central depende del Organismo Coordinador, el cual se encarga de dar las consignas con tal de mantener el servicio eléctrico dentro de los rangos definidos por sus normas, respetando los contratos de cada central, tales como los de servicios auxiliares,

los cuales determinan el grado de reserva que tenga la central al momento de operar.

A continuación, se presentan ejemplos de países que han incursionado en la regulación primaria de frecuencia de plantas renovables variables sin almacenamiento.

2.1 Puerto Rico

En 2015, se llevó a cabo un proyecto de demostración en el territorio de Puerto Rico [1], utilizando una planta de energía fotovoltaica de 20 MW conectada a la red. El objetivo de este

proyecto fue controlar la planta para brindar servicios auxiliares a la red de la isla. Durante el proceso, se recopilieron datos reales que revelaron los niveles de incertidumbre que pueden ser introducidos por los métodos tradicionales de estimación de la potencia máxima en los inversores de la planta fotovoltaica (FV). Se observó que la potencia disponible calculada fue excesivamente optimista y, como resultado, los inversores no pudieron producir la suficiente energía, debido a que ya estaban operando en el punto de máxima potencia.

2.2 Estados Unidos

El sistema eléctrico de California, EE. UU., operado por la CAISO (California Independent System Operator), posee un rango, a partir del cual las desviaciones de frecuencia dan lugar a penalizaciones. Las generadoras tradicionales cumplen con este margen sin problema, sin embargo, la naturaleza variable de la generación solar y eólica dificulta establecer un margen adecuado para los recursos variables. En 2016, se demostró que una planta fotovoltaica de 300 MW [2], perteneciente a First Solar, puede prestar servicios auxiliares al CAISO. Las pruebas de control automático de generación (AGC) demostraron la capacidad de la planta para seguir las señales de despacho del CAISO durante tres intervalos de tiempo con intensidades de recurso solar diferentes (amanecer, mediodía y atardecer). Durante estas pruebas, la producción de la planta se redujo en 30 MW de su potencia máxima disponible.

2.3 Rusia

El año 2019, se publicó un estudio evaluando la posibilidad de la incorporación de plantas solares en la regulación primaria de frecuencia [8], utilizando como planta de referencia la planta solar de Pugachevskaya de 15 MW, en el sistema eléctrico de Volga Medio, parte del sistema eléctrico unificado de Rusia. Particularmente, se realizaron ensayos para observar la operación de la planta ante sobre-frecuencia. En el estudio se observó que la tasa de reducción de potencia activa generada de la planta en función del tiempo es elevada, validando las propiedades de esta tecnología para ser tomada en consideración para la regulación de frecuencia.

2.4 Chile

En la actualidad, la central Luz del Norte de 136.8 MW [3] cuenta con la verificación del Coordinador Eléctrico Nacional publicada en marzo del 2023 para participar en el control de frecuencia. Los resultados de los ensayos para comprobar la regulación primaria de frecuencia, con estatismo del 2 % y banda muerta 25 mHz arrojaron que en condiciones de operación normal y de contingencia la planta podría aportar una reserva de alrededor de 30 MW.



3. CONTEXTO NACIONAL: CENTRALES DE ENERGÍA RENOVABLE CON RPF SIN ALMACENAMIENTO

El SENI de República Dominicana cuenta con una capacidad instalada de 5.59 GW. De esta capacidad, 1.60 GW proviene de fuentes de 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 a Julio del 2023.

Las tecnologías eólica y solar suman un total de 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) [4].

3.1 Incentivos para el desarrollo de tecnologías con ER

La Ley 5707 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales establece que “todas las autoridades del subsector eléctrico procurarán que el 25 % de las necesidades del servicio para el año 2025, sean suplidas a partir de fuentes de energías renovables”. Por otro lado, por compromisos asumidos por el país recientemente, y según el Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2036 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. Con estas medidas, República Dominicana busca avanzar hacia un futuro más limpio y sostenible en términos energéticos.

3.2 Incentivos para el desarrollo de SSAA

En la actualidad el SENI, depende en parte de motores de combustión interna para la prestación de servicios auxiliares, sin embargo, por el aumento de las fuentes ERV, el SENI no puede permitirse perder flexibilidad, y en este sentido, como una de las medidas a promover es la creación del mercado de servicios auxiliares en función de aumentar la participación de las distintas tecnologías. Esto posibilita la opción a aquellas instalaciones que vayan perdiendo competitividad en el mercado de generación, continuar habilitadas comercialmente en el mercado de SSAA y disminuir el impacto de la penetración de proyectos solares y eólicos, producto de la variabilidad en generación y la reducción de inercia en el sistema. Además, el mercado también promovería que otras tecnologías también entren a participar para proveer estos servicios.

En cuanto a los incentivos para los SSAA, la LGE 125-01, fija compensaciones por concepto de servicios auxiliares, esto es valorización de la energía reactiva, compensación por regulación de tensión y regulación de frecuencia. Para el caso de la compensación por regulación de frecuencia las empresas reciben un monto con la aparición de un factor denominado: “IR: Incentivo para la regulación de frecuencia”, cuyo valor es fijado anualmente por la Superintendencia de Electricidad.

3.3 Problemáticas del SENI

El SENI a través de una planificación efectiva, inversiones tecnológicas y la incorporación progresiva de fuentes renovables avanza hacia un futuro más sostenible y energéticamente eficiente. No obstante, aún existen desafíos por resolver, entre los cuales se destacan las siguientes:

3.3.1 Desabastecimiento energético

En el SENI se presentan apagones frecuentes debido a diversas causas. Sin embargo, como se muestra en la siguiente gráfica que indica las horas sin suministro del recurso energético desde el año 2017 hasta el 2022, 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 [5].

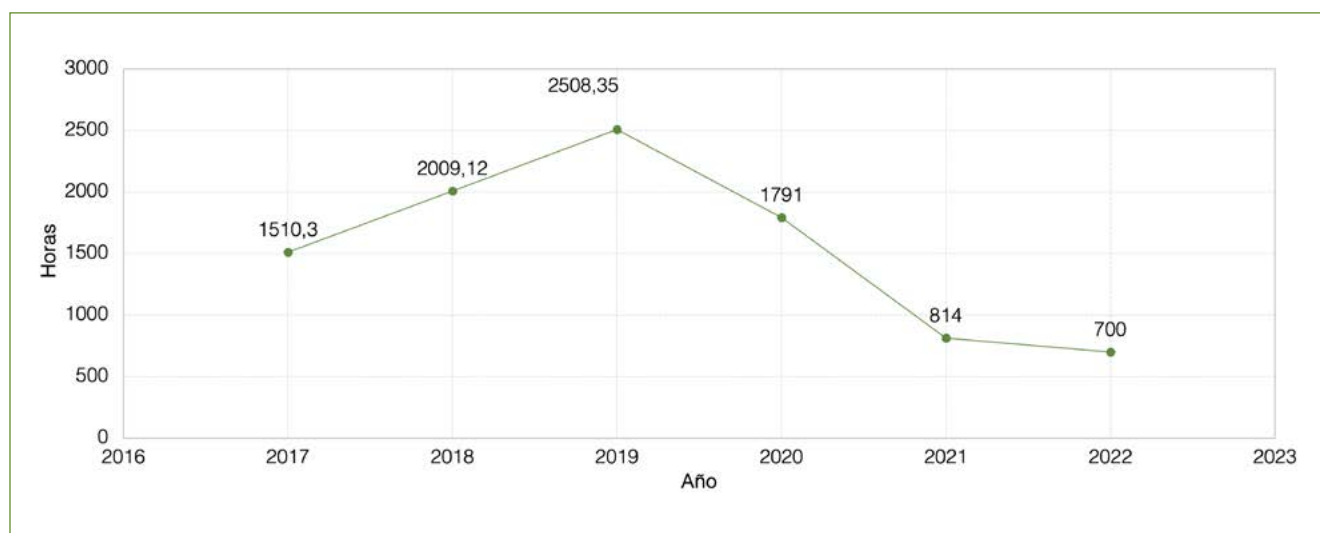


Figura 1: Horas totales de desabastecimiento de energía del SENI [5].

3.3.2 Capacidad Instalada Insuficiente

Según el reporte anual del 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 y 69 kV. Además, se registraron 11 eventos relacionados con transformadores de 138/69 kV y 345/138 kV, entre otros.

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, el margen de reserva para hacer frente a la demanda máxima es del 31.2 % [6].

3.3.3 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 [6].

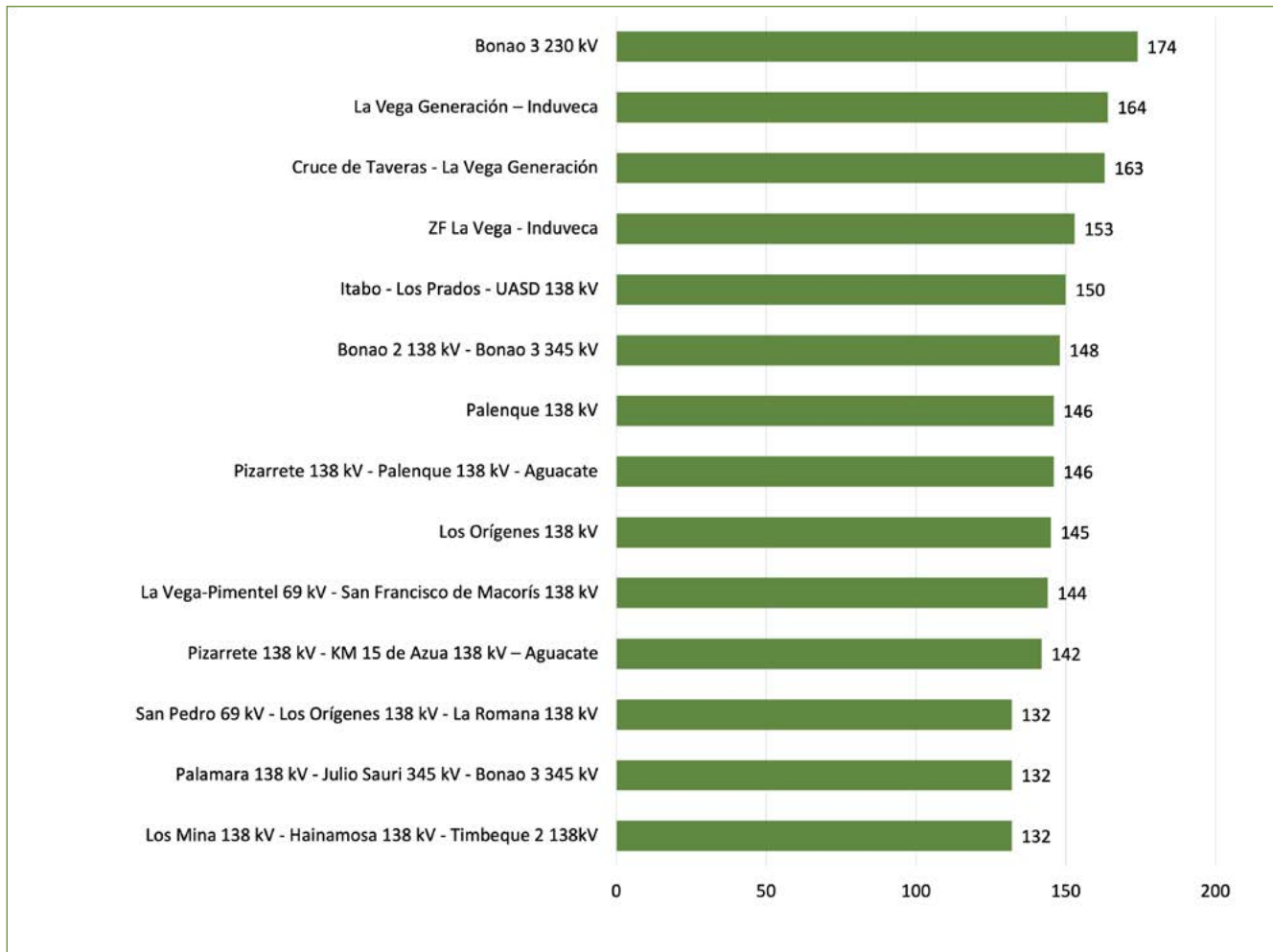


Figura 2: Horas de desacoples económicos para el año 2022.

3.3.4 Participación en 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 con los servicios auxiliares y mejorar la confiabilidad del sistema, cumpliendo así con el compromiso de alcanzar la carbono-neutralidad.

La primera iniciativa de instalar un sistema de almacenamiento se realizó en la central AES Andrés para aportar RPF con una batería de 10 MW. Sin embargo, en ese momento 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 [7]. Esto cambió recientemente, puesto que existen cuatro centrales con sistemas BESS para SSAA de RPF (AES Andrés, Parque Energético Los Mina, Itabo, Estrella del Mar 3), algunas de ellas están en pruebas para habilitación de RPF [6].

4. CONTEXTO DEL PROBLEMA



Dado el contexto anteriormente analizado, se plantea el problema con el objetivo de mostrar los elementos y las etapas que componen el proyecto, lo que es apoyado de la Figura 3. Se muestra tanto el sistema de control, como el sistema de potencia en una misma gráfica. El sistema de potencia, contenido en un recuadro de color naranja, se analiza con un modelo reducido, lo que se representa través del bloque: Modelo del sistema, 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, que considera un conjunto híbrido entre almacenamiento y generación fotovoltaica. Si bien, el proyecto considera escenarios sin almacenamiento, este fue considerado solo por un carácter explicativo del concepto de inercia sintética, por lo que en las secciones posteriores se asume que no existe el apartado de almacenamiento.

Por último, en la barra V_b se conecta un bloque de generación o carga, que tiene por objetivo mostrar que en algún instante $t=\tau_x$, 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 muestran en la gráfica de la misma figura, con título: Frecuencia del sistema.

Respecto al control, contenido en el recuadro de color gris, 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 la regulación primaria de frecuencia.

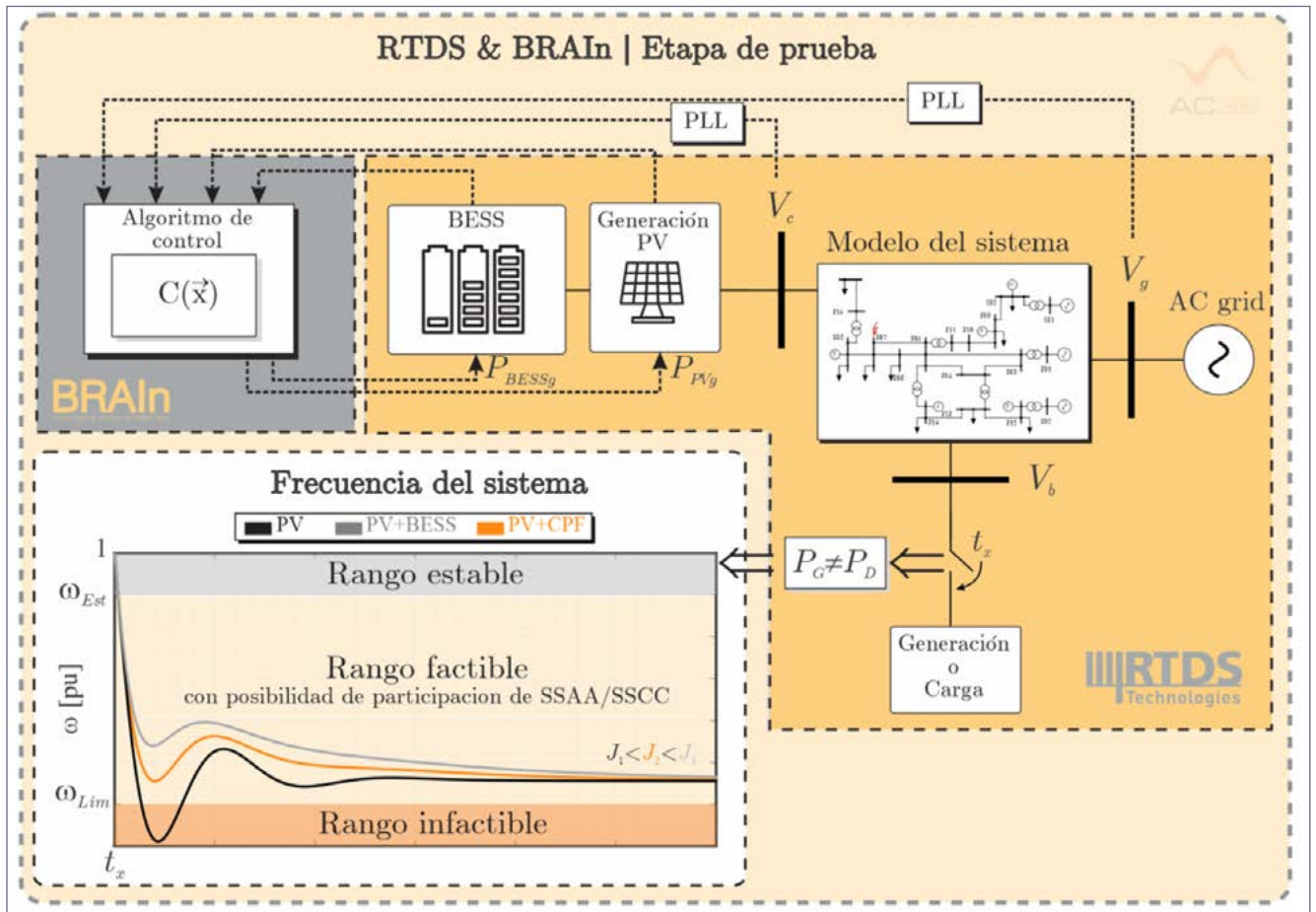


Figura 3: Esquema sobre el contexto del proyecto GIZ-AKUO.

El servicio de control primario de frecuencia será analizado en distintos escenarios, de los cuales se podrán tener respuestas como las mostradas en la gráfica. Para ejemplificar, en ella se presentan 3 escenarios: el primero es con la planta PV sin aplicar el servicio, lo que es indicado en la curva negra; el segundo es la respuesta de la planta con almacenamiento realizando el servicio, lo que es indicado en la curva gris; mientras que el último es la planta entregando el servicio sin almacenamiento, lo que es indicado en la curva naranja. Es posible ver que, cada curva tiene su inercia equivalente, lo cual es obtenido al crear la inercia virtual por la planta gracias a la inyección de potencia activa. Como se muestra, una mayor inercia permite que la curva se mantenga en el rango factible, tal como se indica en la gráfica. Este rango está limitado por cada sistema de potencia de cada país, con el

objetivo de contar con servicio eléctrico dinámicamente estable, seguro y confiable. Tras lo anterior, un escenario donde la planta preste servicios auxiliares, permite incrementar la calidad del servicio desde el punto de vista técnico.

Como se ve en la figura, los experimentos a realizar, luego de una etapa de documentación e investigación, consisten en la validación de laboratorio de la regulación primaria de frecuencia, a través de la plataforma BRAIn y el simulador en tiempo real RTDS. El primero se encarga del control del sistema, mientras que el segundo simula el sistema en tiempo real y tiene la capacidad de comunicarse con plataforma externas para validación esquemas como el propuesto.



5. NORMATIVA NACIONAL

A continuación, se analiza el marco normativo relacionado con la generación fotovoltaica y la regulación primaria de frecuencia en República Dominicana, poniendo especial énfasis en los requisitos técnicos de la regulación primaria de frecuencia. Este análisis incorporó la Ley General de Electricidad 125-01 del 2012 y el Decreto 65-23 de Modificación del Reglamento de aplicación de la Ley 57-07 del 2023. A continuación, se presenta, en la Figura 4, un esquema que detalla las normativas que se utilizan como referencia de este estudio, lo que se muestra de forma resumida en la Tabla 1.

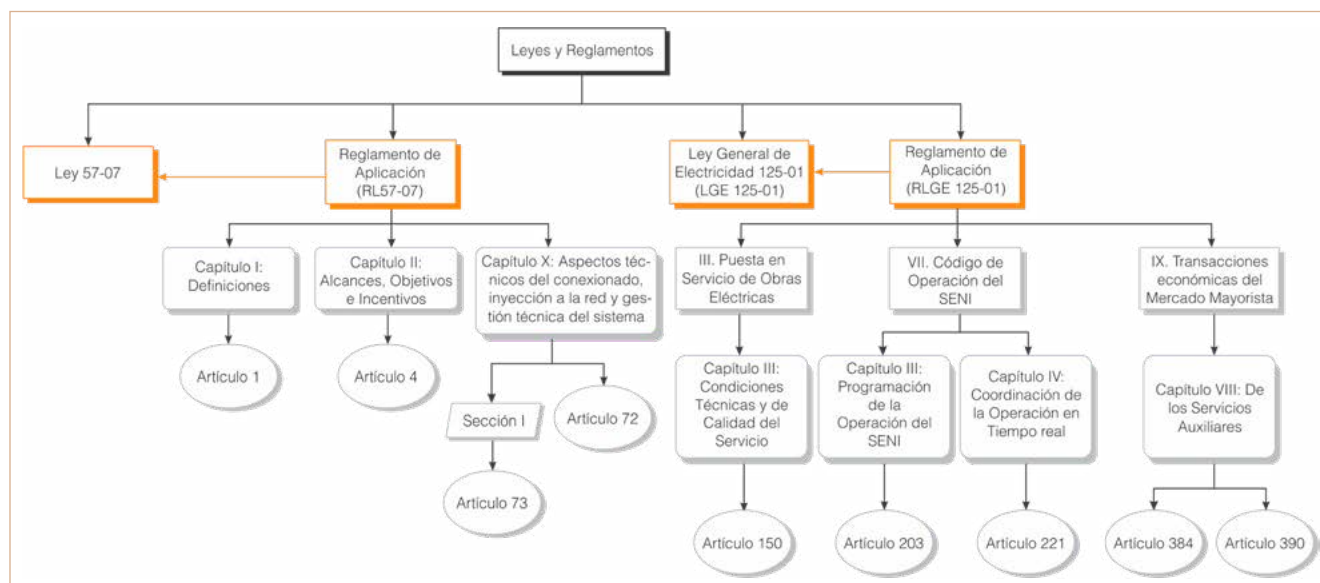


Figura 4: Esquema de normativas de referencia del estudio.

Tabla 1: Normas analizadas para estudio.

Temática abordada	Nombre	Descripción	Artículos utilizados
Energías Renovables	RL 57-07	Ley Incentivo 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

5.1 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.

5.1.1 Artículo 1:

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.”

5.1.2 Artículo 4:

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.”*

5.1.3 Artículo 72:

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.”

5.1.4 Artículo 73:

Detalla el despacho de la generación renovable y su 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.”

5.2 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, 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.

5.2.1 Artículo 150:

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

“La 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”.

5.2.2 Artículo 203:

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 podrá ser superior al cinco por ciento (5 %) de la generación.”

5.2.3 Artículo 221:

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

“a) Durante periodos 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 63Hz;

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.”

5.2.4 Artículo 384:

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.”

5.2.5 Artículo 390:

Este artículo muestra los requisitos técnicos para RPF, tal como se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 2: Tabla resumen de Artículo 390

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.	

6. ESTADO DEL ARTE DE LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA APLICADO A PLANTAS RENOVABLES SIN ALMACENAMIENTO



La regulación primaria de frecuencia puede ser llevado a cabo a partir de la inyección de potencia activa en los momentos en los 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 entregar servicios auxiliares [9]. La Figura 5 muestra de forma categorizada las técnicas que pueden entregar CPF de ambas formas.

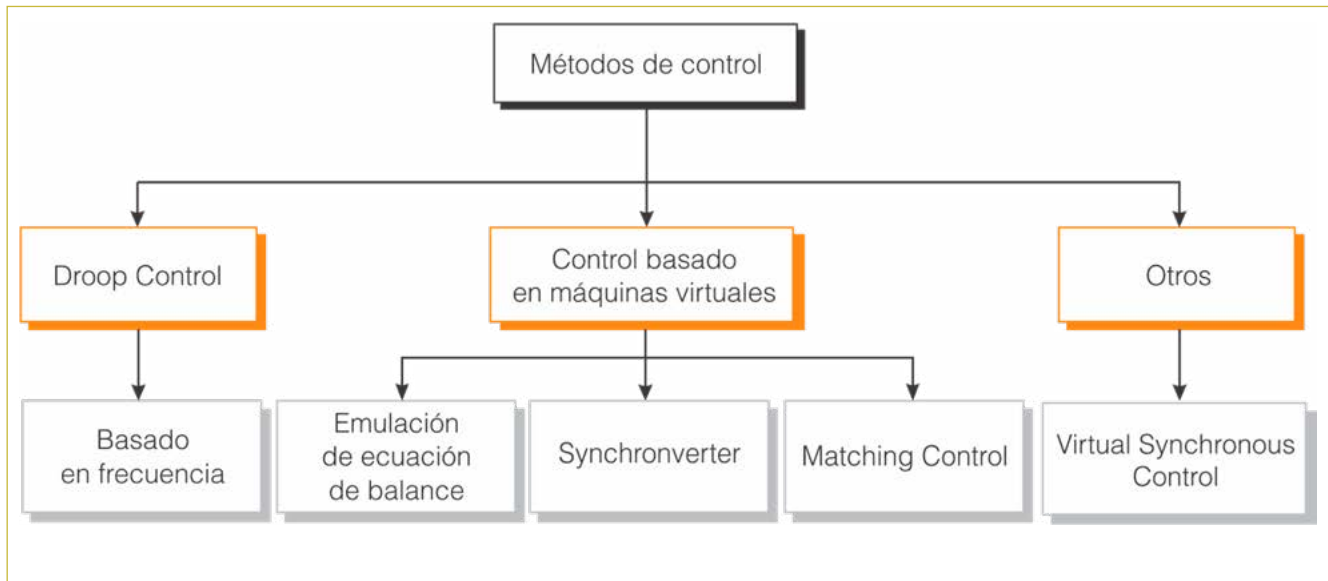


Figura 5: Métodos de control de frecuencia categorizados.

Entre ellos, se muestran 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 [10], es el método normado y utilizado comúnmente en los sistemas de potencia para hacer el RPF.

El otro método, llamado Control basado en Máquinas Virtuales, permiten 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. Este es uno de los métodos que usualmente se encuentran en la literatura académico, y se centra en aplicaciones grid-forming [11].

6.1 NORMA IEEE: Droop Control

Para contrarrestar 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 3 muestra la relación entre potencia y frecuencia que debe cumplirse.

Tabla 3: Ecuación de Droop Control para condiciones de operación de sobre-frecuencia y sub-frecuencia [10].

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

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 6 es interpretada 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_{lim} . 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.

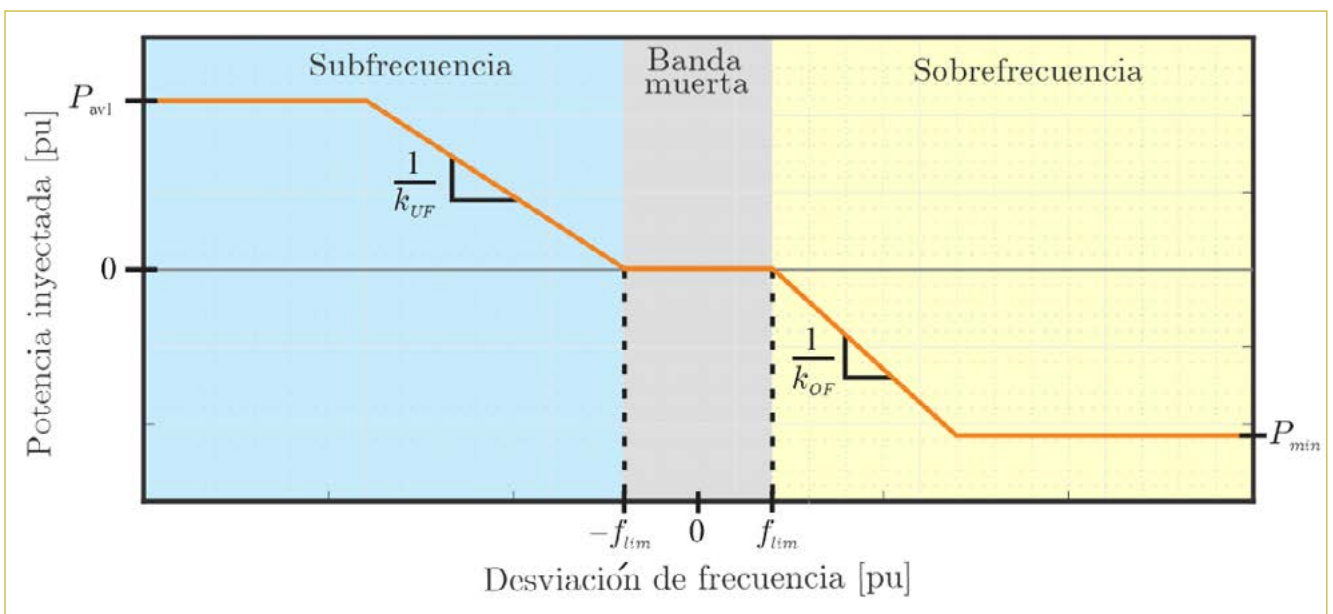


Figura 6: Curva Droop Control para control primario de frecuencia.

6.2 Máquinas Síncronas Virtuales

Este tipo de máquina imita el comportamiento dinámico de las máquinas síncronas, 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 [12]. En la Figura 7 se muestra un esquema de control que explica la equivalencia del modelo.

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

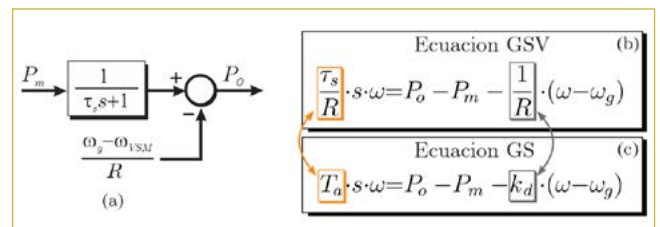


Figura 7: (a) Esquema de generación virtual; (b) Ecuación de generador síncrono virtual; (c) Ecuación de generador síncrono.

de una máquina síncrona, mostrada en (c). Se aprecia que la inercia, es equivalente a $T_a = \tau_s/R$, mientras que el amortiguamiento es inversamente proporcional al estatismo, $k_d = 1/R$.



7. EVALUACIÓN COMPARATIVA ENTRE RTDS Y SIMULACIÓN POR SOFTWARE DIGSILENT

A continuación, se analiza el marco normativo relacionado con la generación fotovoltaica y la regulación primaria de frecuencia en República Dominicana, poniendo especial énfasis en los requisitos técnicos de la regulación primaria de frecuencia. Este análisis incorporó la Ley General de Electricidad 125-01 del 2012 y el Decreto 65-23 de Modificación del Reglamento de aplicación de la Ley 57-07 del 2023. A continuación, se presenta, en la Figura 4, un esquema que detalla las normativas que se utilizan como referencia de este estudio, lo que se muestra de forma resumida en la Tabla 1.

Para la representación de un sistema eléctrico de potencia debemos 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 4: Resumen comparativo de herramientas de simulación.

DigSILENT PowerFactory		RTDS Simulator	
Tipo de simulación	Flujo de carga	Análisis de estabilidad transitoria	Análisis de transitorios electromagnéticos en tiempo real
Paso de tiempo típico	Una solución	- 8 ms	- 2 – 50 μ s
Salida	Magnitud y ángulo	Magnitud y ángulo	Valores instantáneos
Rango de frecuencias	Frecuencia nominal	Frecuencias cercanas a la nominal	0 – 3 kHz



8. MODELO REDUCIDO DEL SISTEMA

En la Figura 8 se muestra el modelo reducido del sistema, donde se puede comentar lo siguiente:

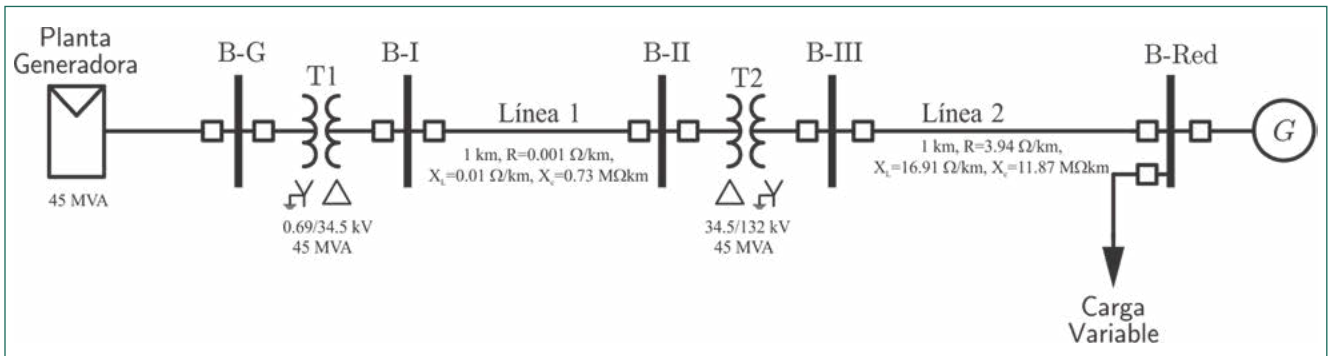


Figura 8: Modelo reducido del sistema.

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.

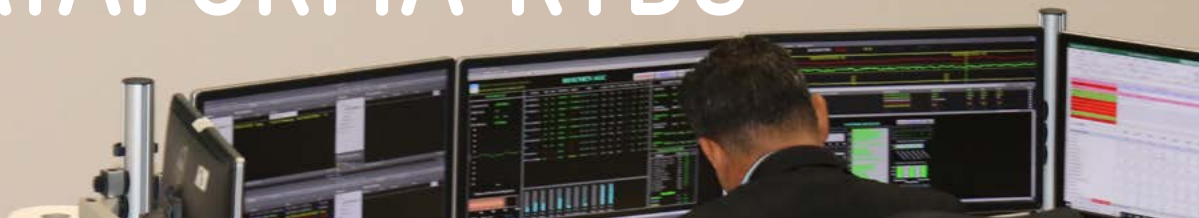
Es importante mencionar que se hicieron las siguientes consideraciones para el estudio:

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 consideraron perfiles de demanda para efectuar los estudios y se categorizó en tres escenarios: demanda máxima, demanda media y demanda mínima.

CENTRO DE CONTROL DE ENERGÍA (CCE)



9. RESULTADOS EXPERIMENTALES EN PLATAFORMA RTDS



Los ensayos realizados se muestran en las siguientes subsecciones con las propiedades de incorporar un control primario de frecuencia a la planta estudiada, ante distintos puntos de operación, tanto de control como del sistema.

9.1 Ensayo 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 es explicado a partir de la figura 9, 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.

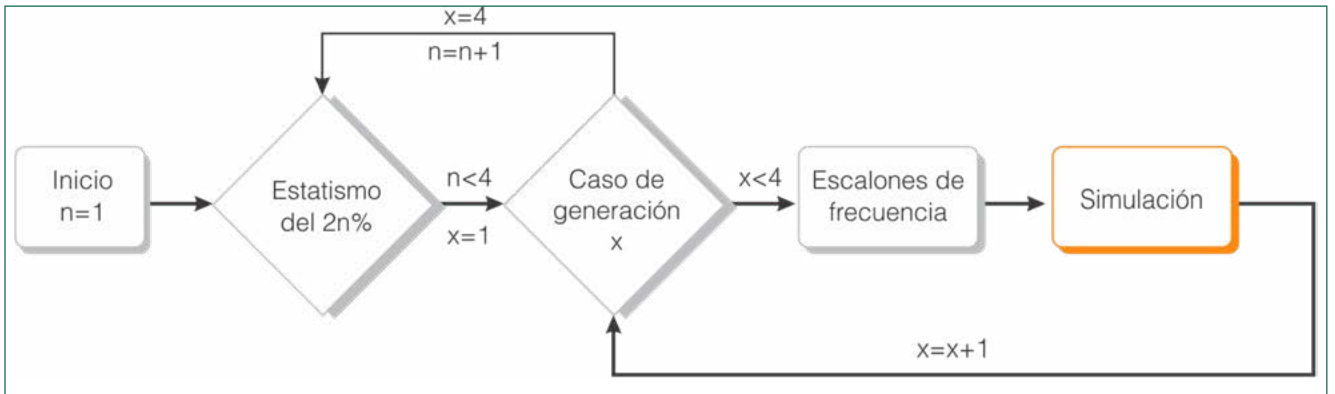


Figura 9: Esquema para ensayos de estadismo permanente.

En la tabla 5 se muestra el resumen de los ensayos a realizar en los siguientes apartados.

Tabla 5: Parámetros Figura 8.

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

9.1.1 Escenario de 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. Como un ejemplo demostrativo, en la figura 10 se muestra la respuesta de la planta frente a situaciones de sub-frecuencia y sobre-frecuencia, donde es posible apreciar los cambios de potencia necesarios ante distintos escalones de frecuencia con un estadismo del 4 %.

Como resultado general, en la Figura 11 se muestra la respuesta del sistema para todos los valores de estadismo 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.

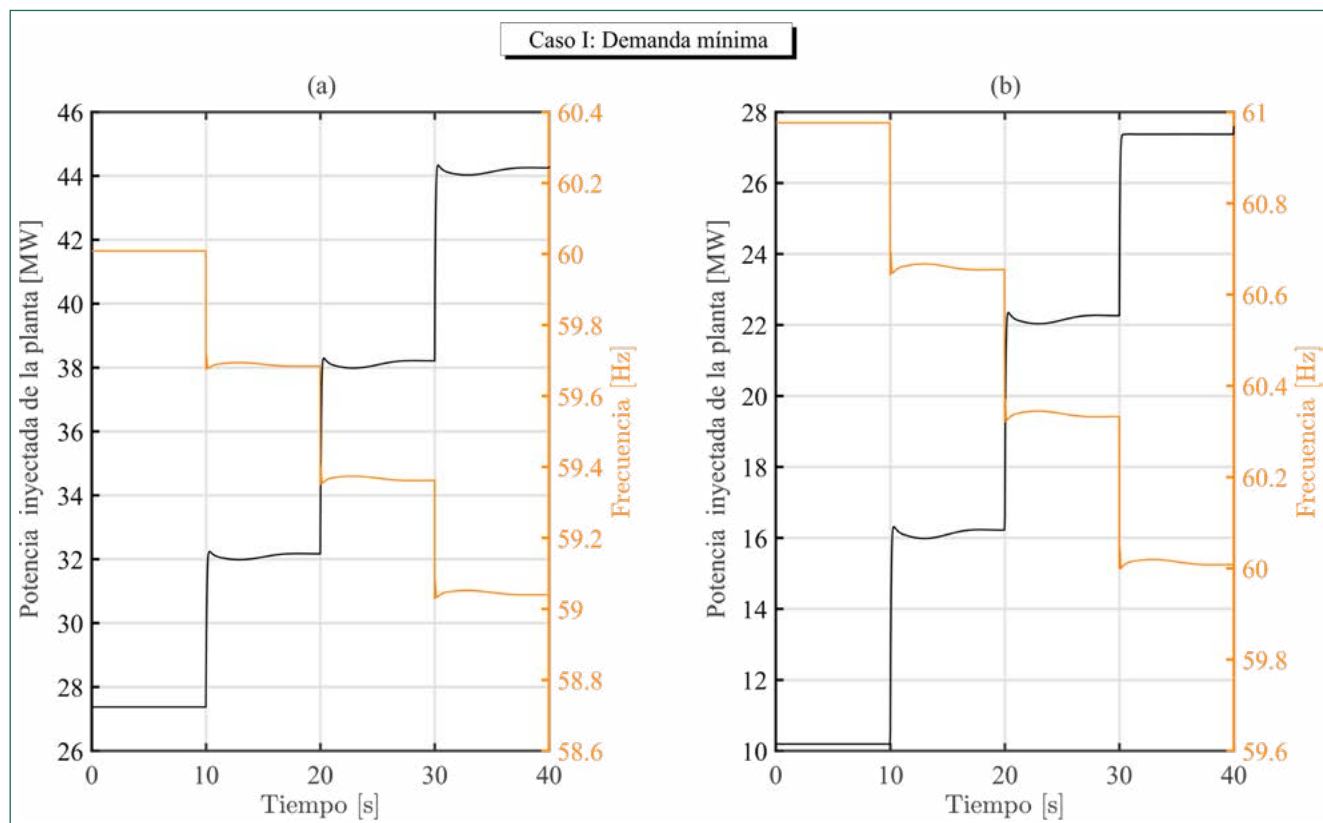


Figura 10: Ensayo con demanda mínima. (a) Escenario de sub-frecuencia; (b) Escenario de sobre-frecuencia.

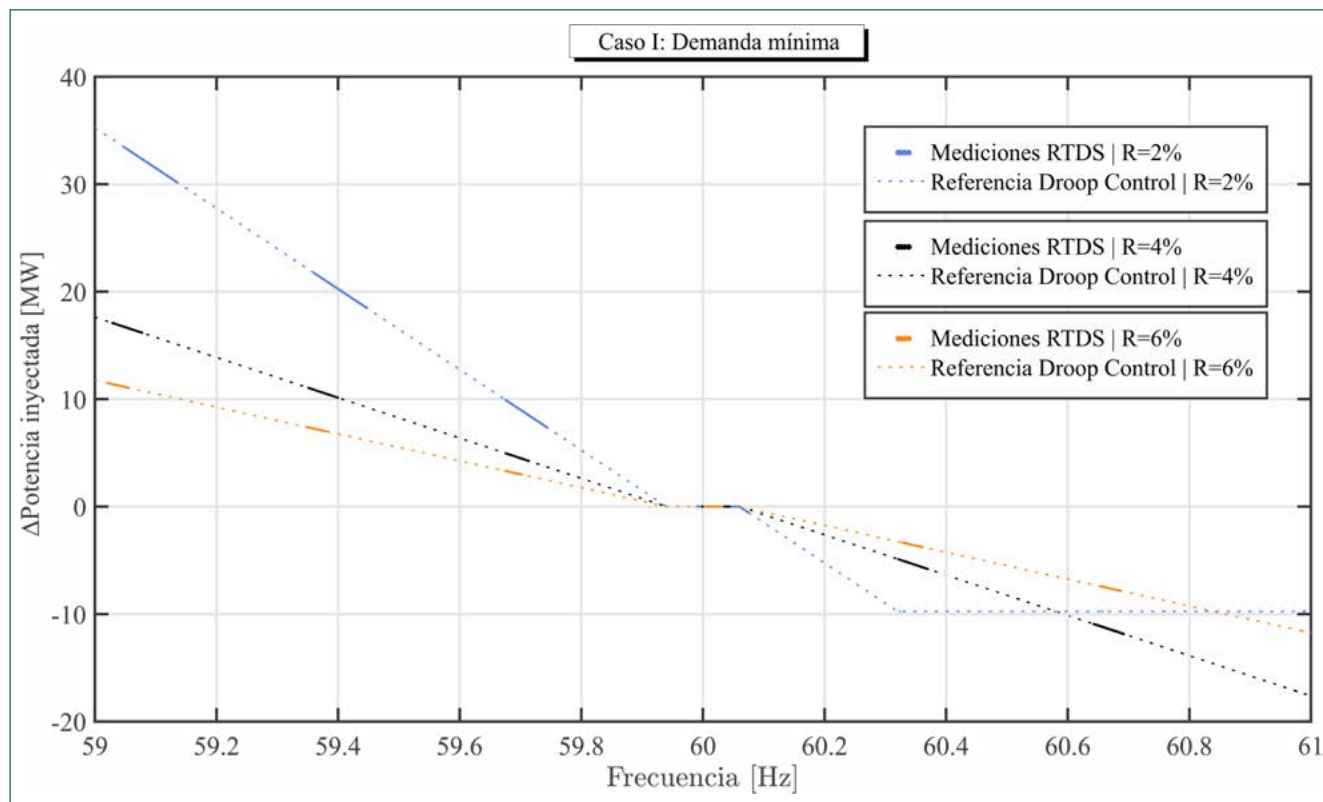


Figura 11: Curva de droop para diferentes valores de estadismo en caso de demanda mínima.

9.1.2 Escenario de 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.

La figura 12 es un resultado demostrativo de los cambios de potencia inyectada a partir de los cambios de frecuencia que ingresan al control, y la figura 13 muestra la respuesta del sistema para todos los valores de estatismo estudiados. 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

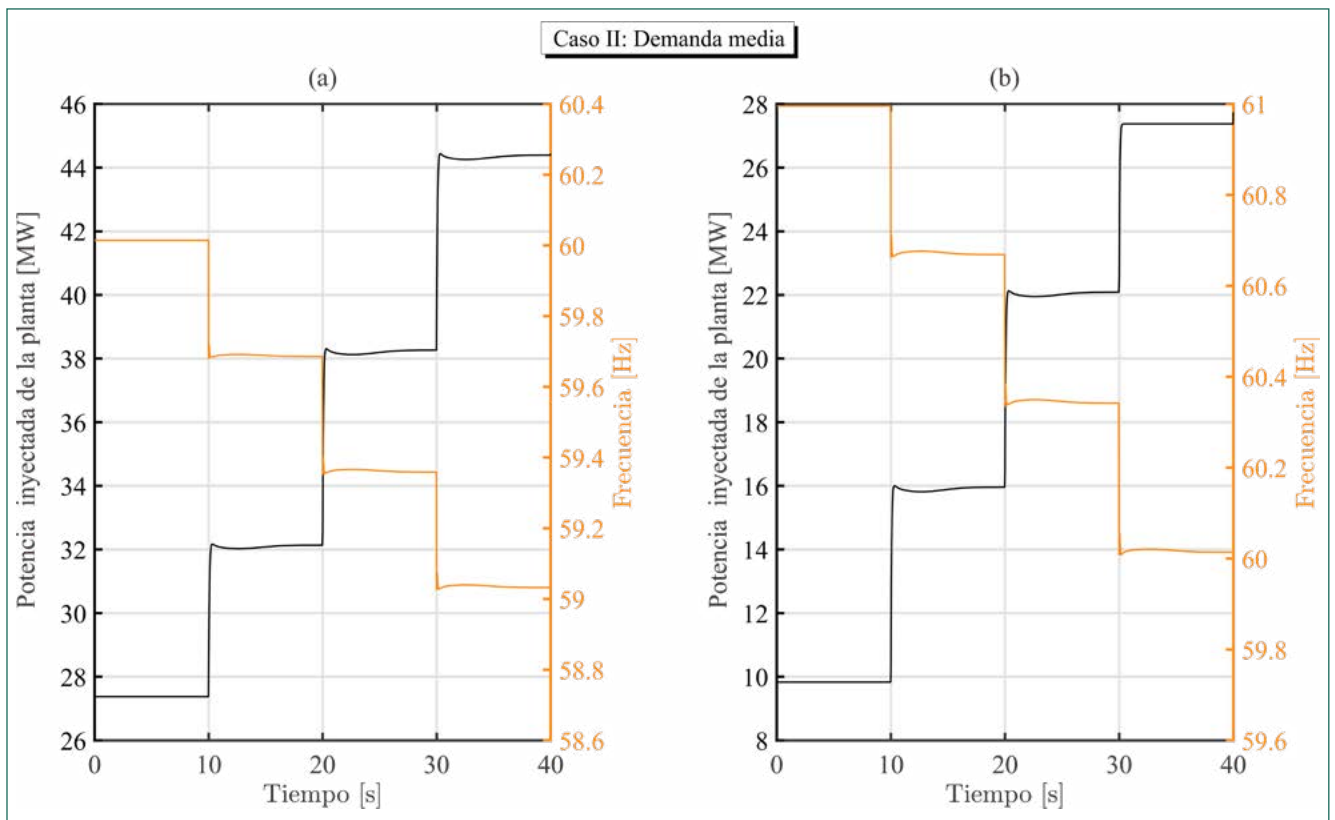


Figura 12: Ensayo con demanda media. (a) Escenario de sub-frecuencia; (b) Escenario de sobre-frecuencia.

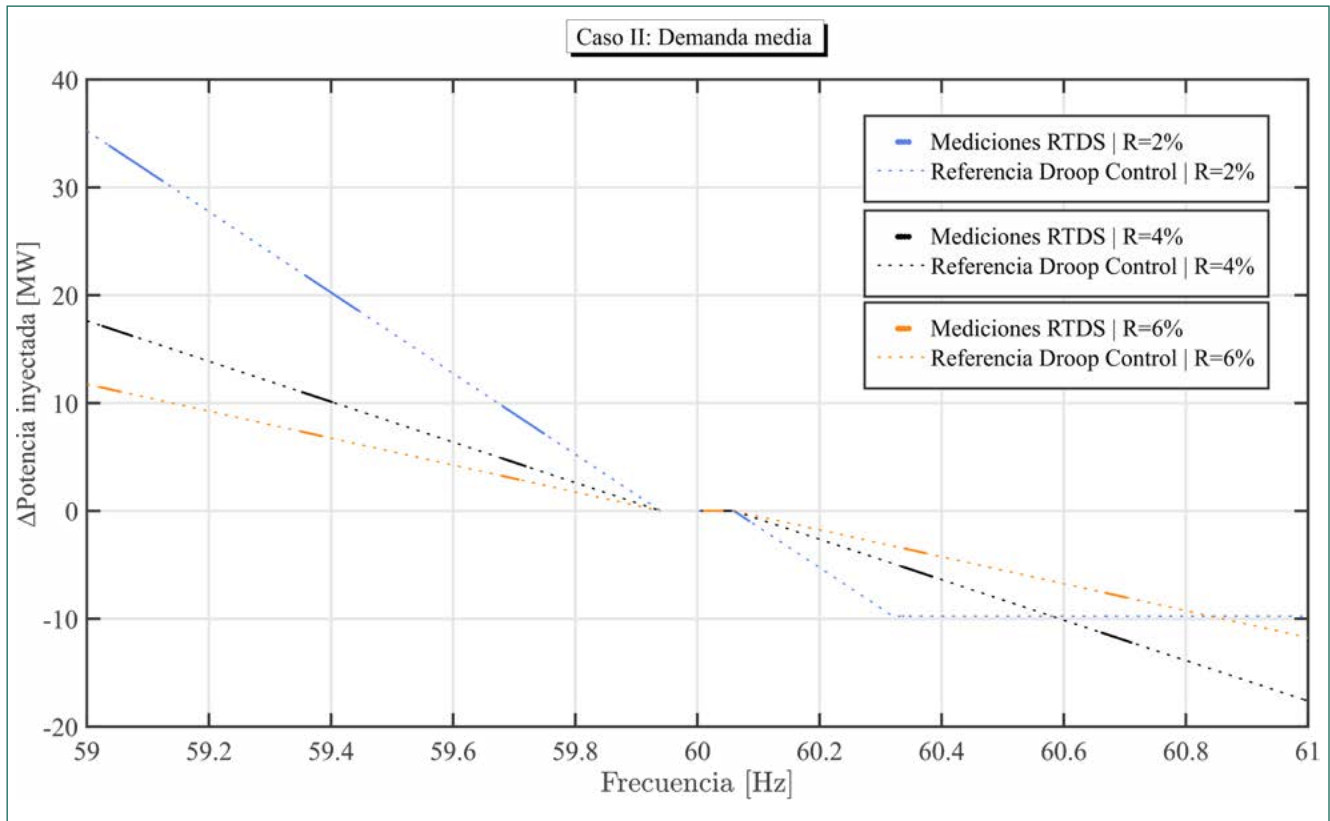


Figura 13: Curva de droop para diferentes valores de estadismo en caso de demanda media.

9.1.3 Escenario de 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.

La figura 14 es un resultado demostrativo de los cambios de potencia inyectada a partir de los cambios de frecuencia que ingresan al control, y la figura 15 muestra la respuesta del sistema para todos los valores de estadismo estudiados. Como se aprecia, en este ensayo se tienen conclusiones similares, donde nuevamente queda reconstruida la curva del control droop del sistema.

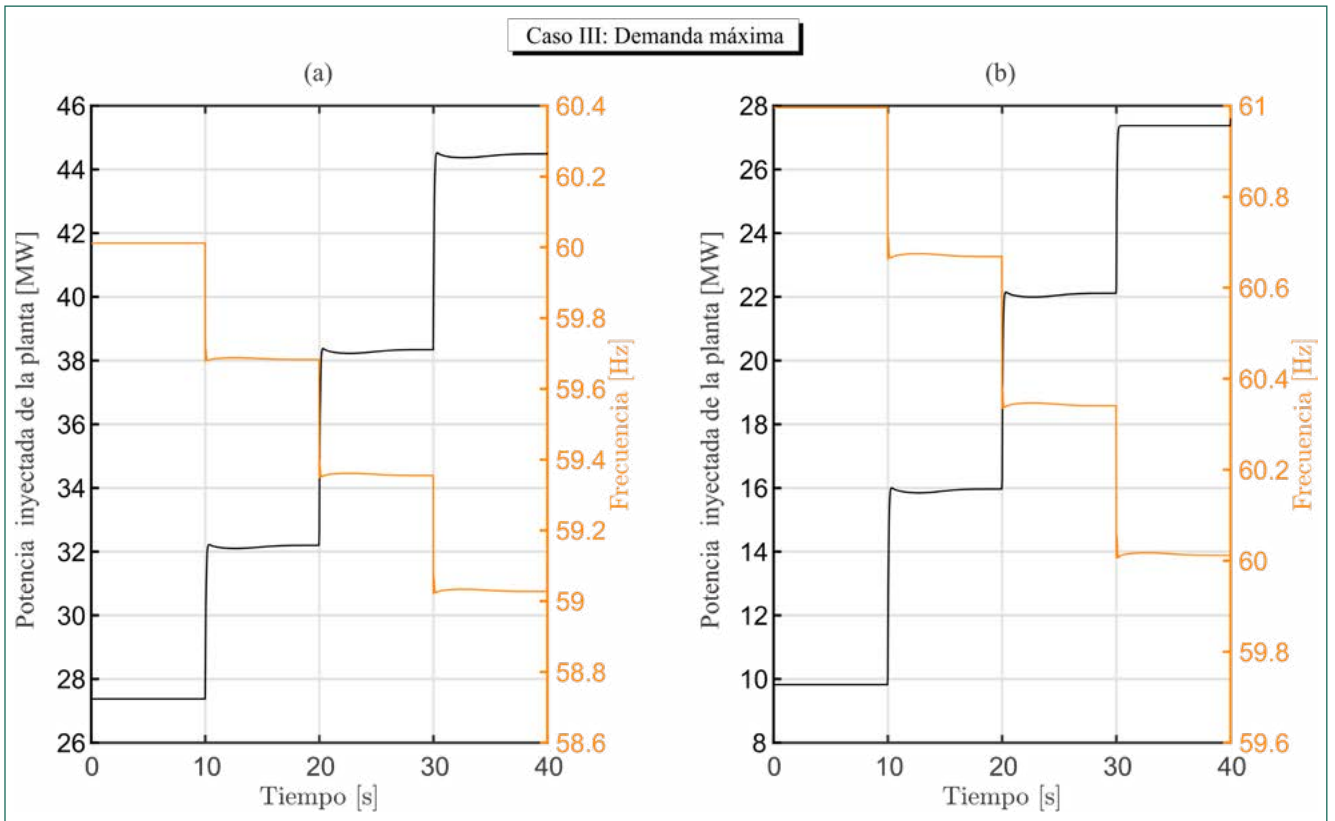


Figura 14: Ensayo con demanda máxima. (a) Escenario de sub-frecuencia; (b) Escenario de sobre-frecuencia.

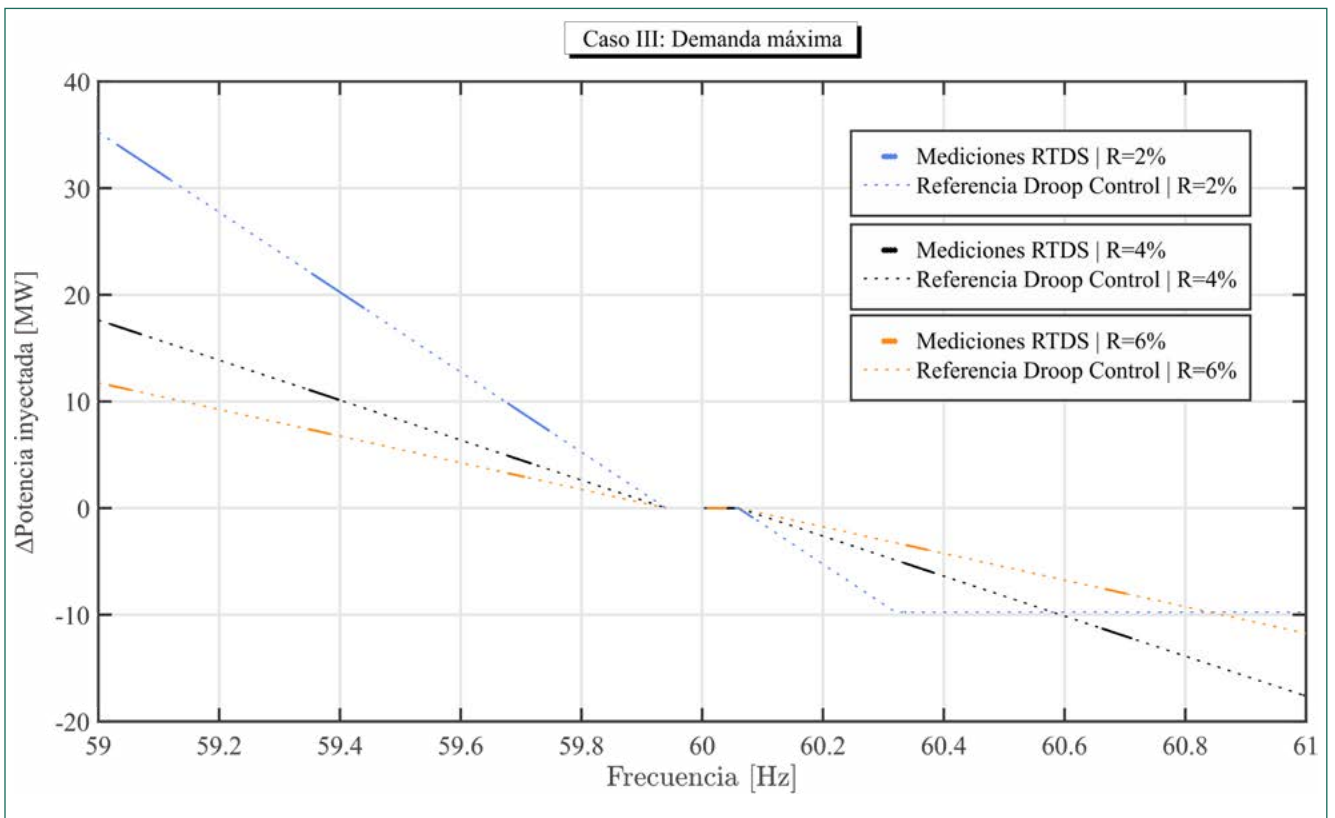


Figura 15: Curva de droop para diferentes valores de estatismo en caso de demanda máxima.

9.2 Ensayo 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, si no 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 se muestran los ajustes generales del droop control para el cálculo del estatismo permanente.

Tabla 6: Ajustes generales droop control.

Ajuste	Valor
Banda muerta	± 0.06 Hz
Frecuencia mínima de operación	59 Hz
Frecuencia máxima de operación	61 Hz
Potencia nominal de la planta	45 MW

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

$$R[\%] = \frac{\frac{(f-d_b)-60}{60}}{\frac{P_n - P_{res} - P_{min}}{P_n}} * 100\%$$

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 $R = 3.13\%$, con el cual para una frecuencia de 61 Hz la planta entrega $P_{(min)}$ y para una frecuencia de 59 Hz la planta entrega $P_{(nom)}$. Notar que el estatismo permanente asegura operar a $P_{(min)}$ cuando la frecuencia es 61 Hz, pero la operación del droop control 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 Control para probar la operación del control en todo rango de frecuencia y comprobar la correcta operación del control para $R = 3.13\%$. Los resultados correspondientes se muestran en las figuras 16 y 17. De ellas se puede comprobar la correcta operación del control y los puntos de operación esperados.

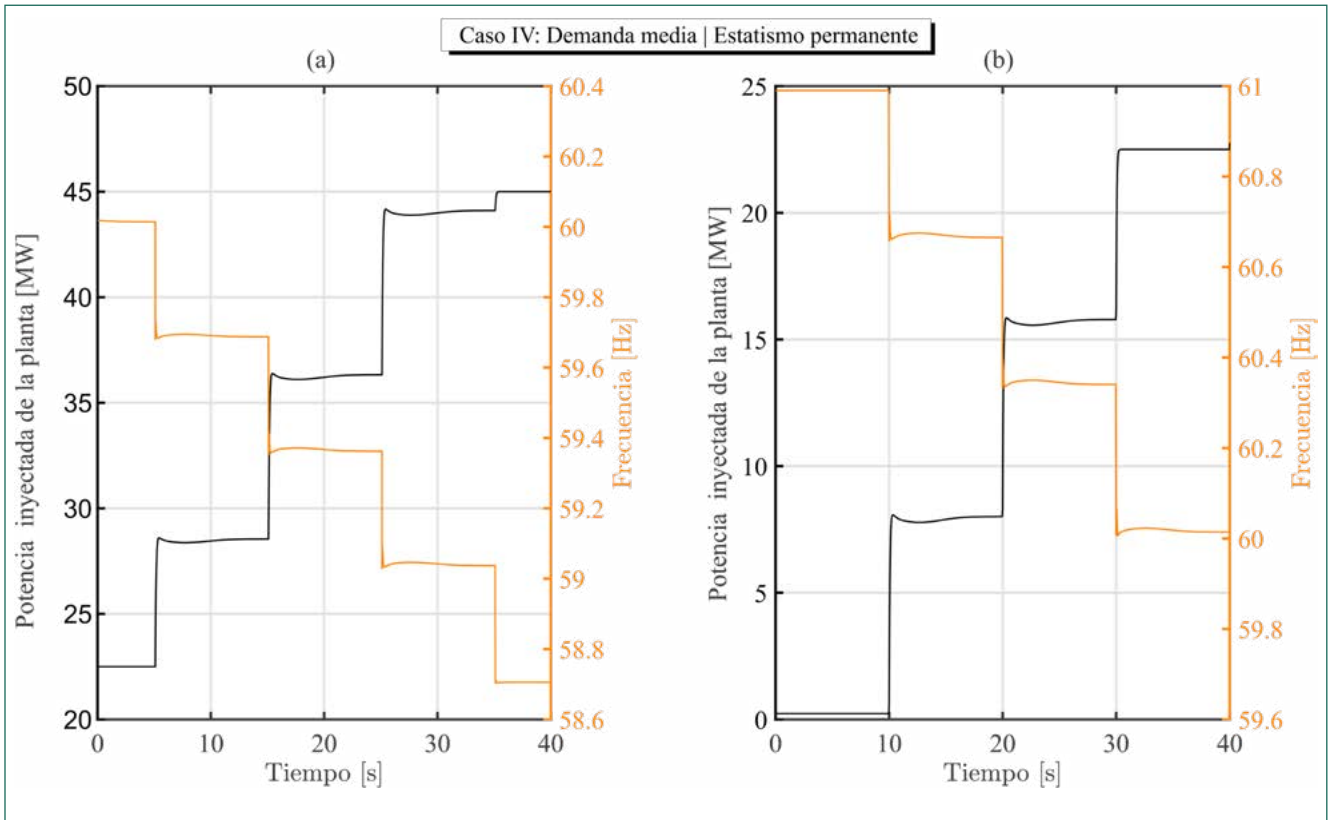


Figura 16: Ensayo con demanda media y estatismo permanente. (a) Escenario de sub-frecuencia; (b) Escenario de sobre-frecuencia.

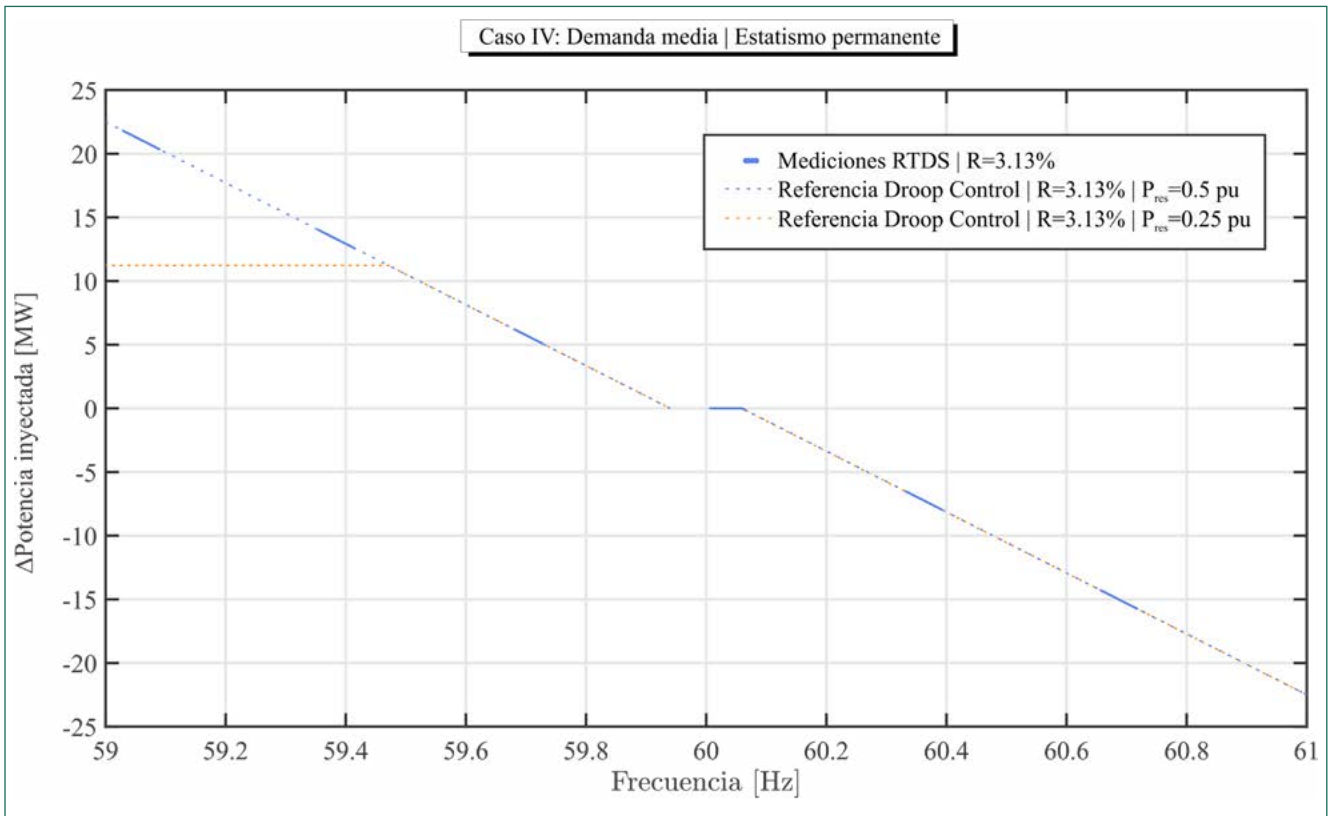


Figura 17: Curva de droop para diferentes valores de estatismo en caso de demanda media y estatismo permanente.

9.3 Ensayo de banda muerta 60mHz:

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 18 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.

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 19(a).

En la Figura 19, 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.

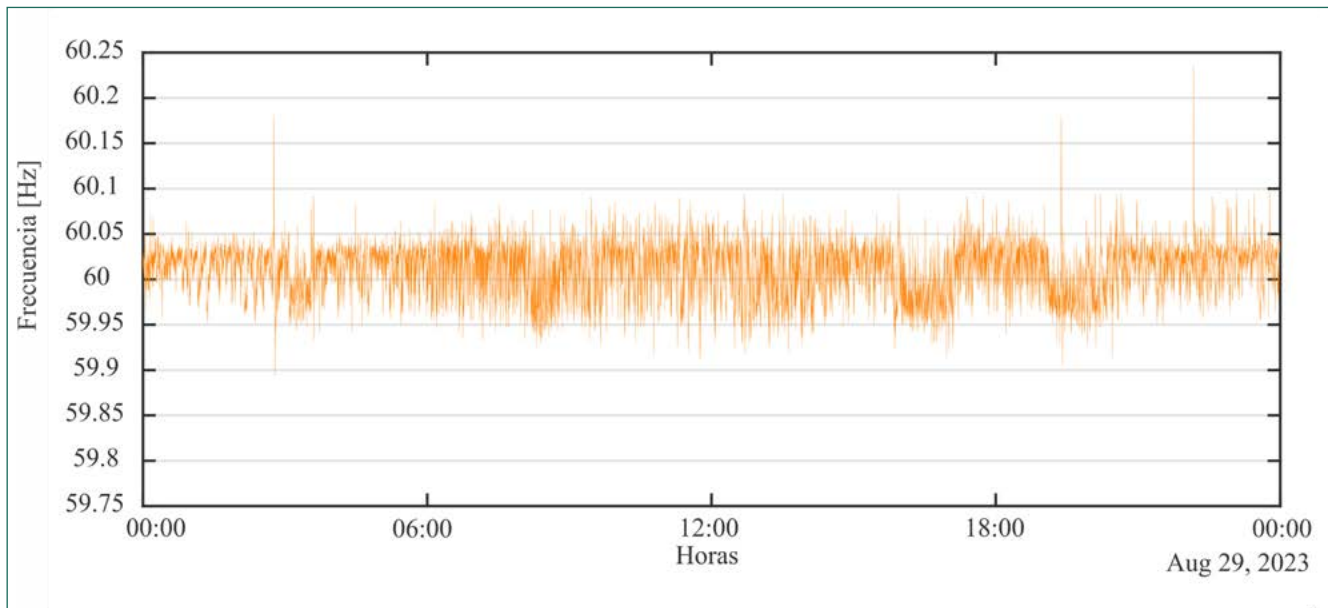


Figura 18: Datos reales de frecuencia del sistema en un día.

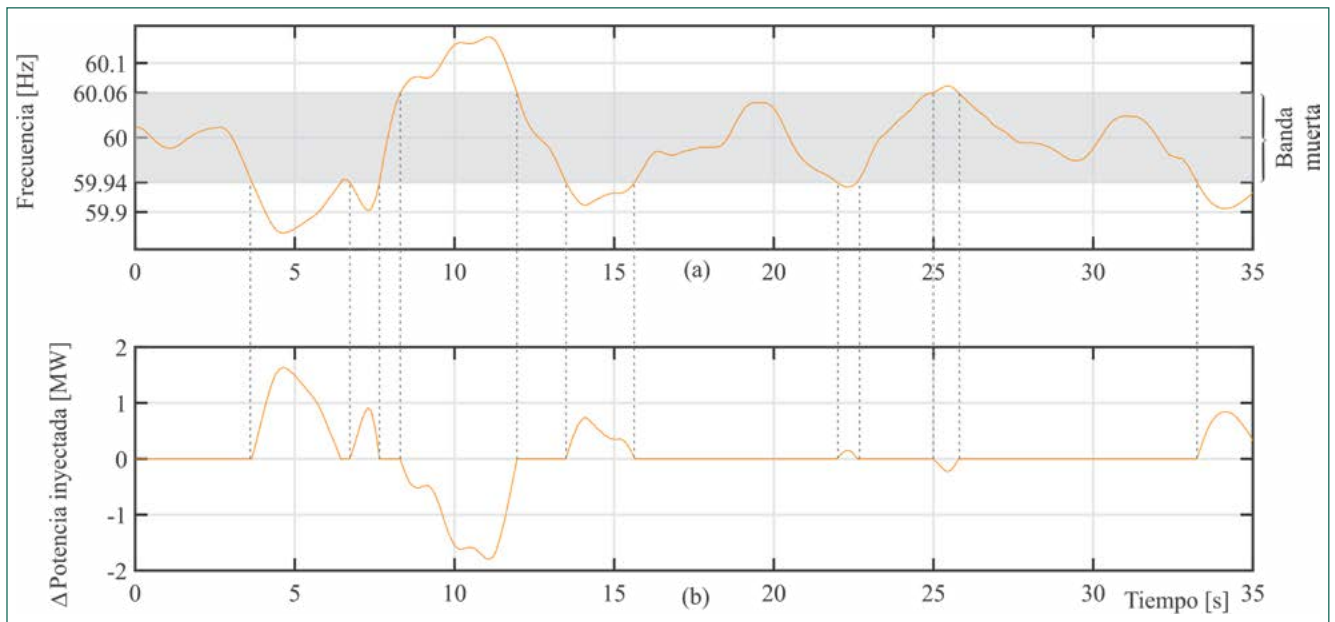


Figura 19: Ensayo de banda muerta.

9.4 Ensayos hardware in the loop: Setup experimental

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 20, 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.

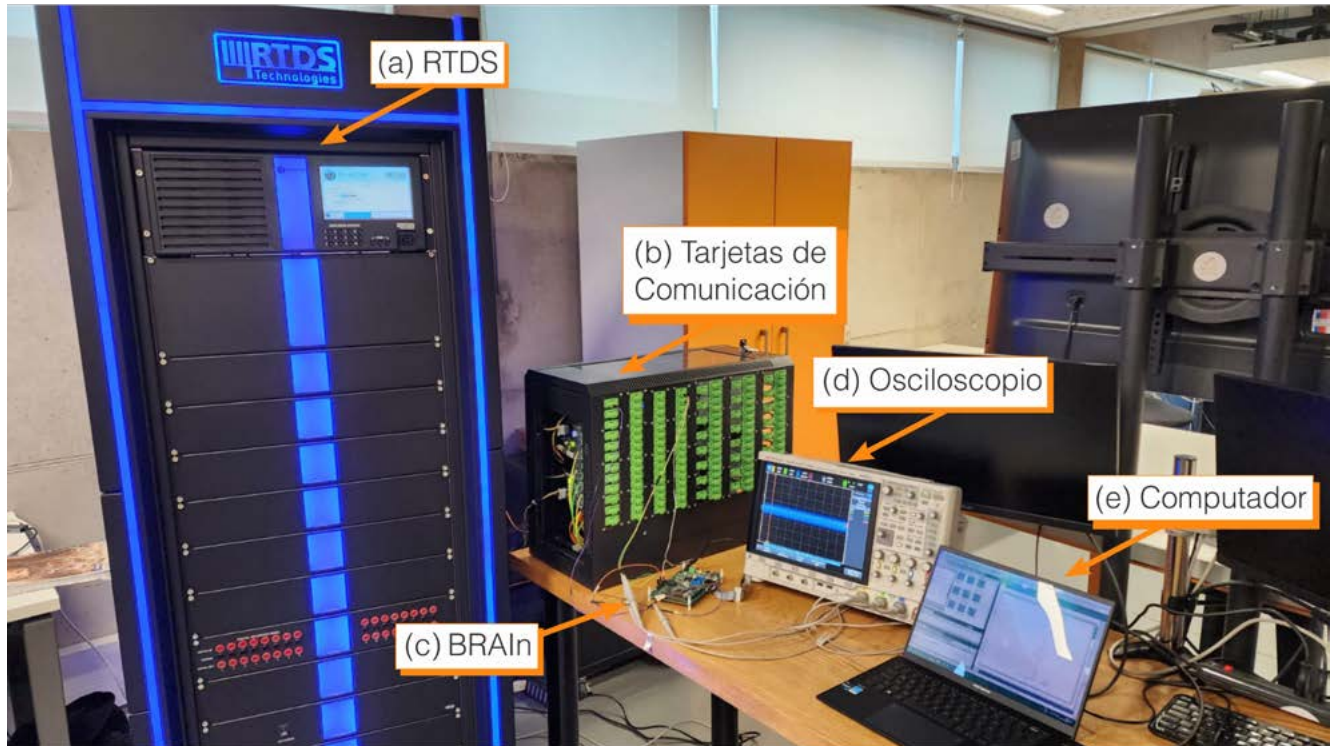


Figura 20: Setup experimental para validación de control primario de frecuencia

9.4.1 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 y mostrados en las figuras 21 y 22. En la figura 22 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.

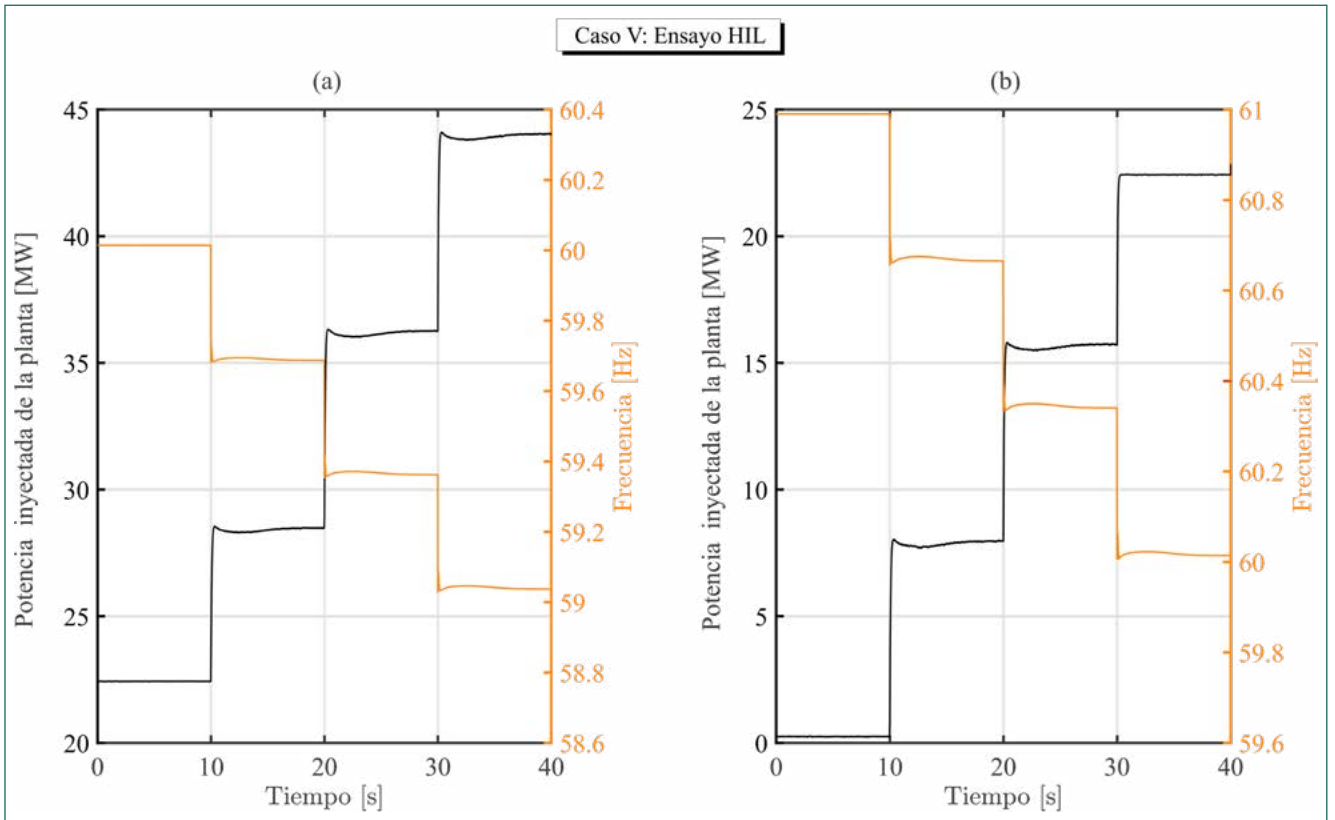


Figura 21: Ensayo hardware in the loop. (a) Escenario de sub-frecuencia; (b) Escenario de sobre-frecuencia.

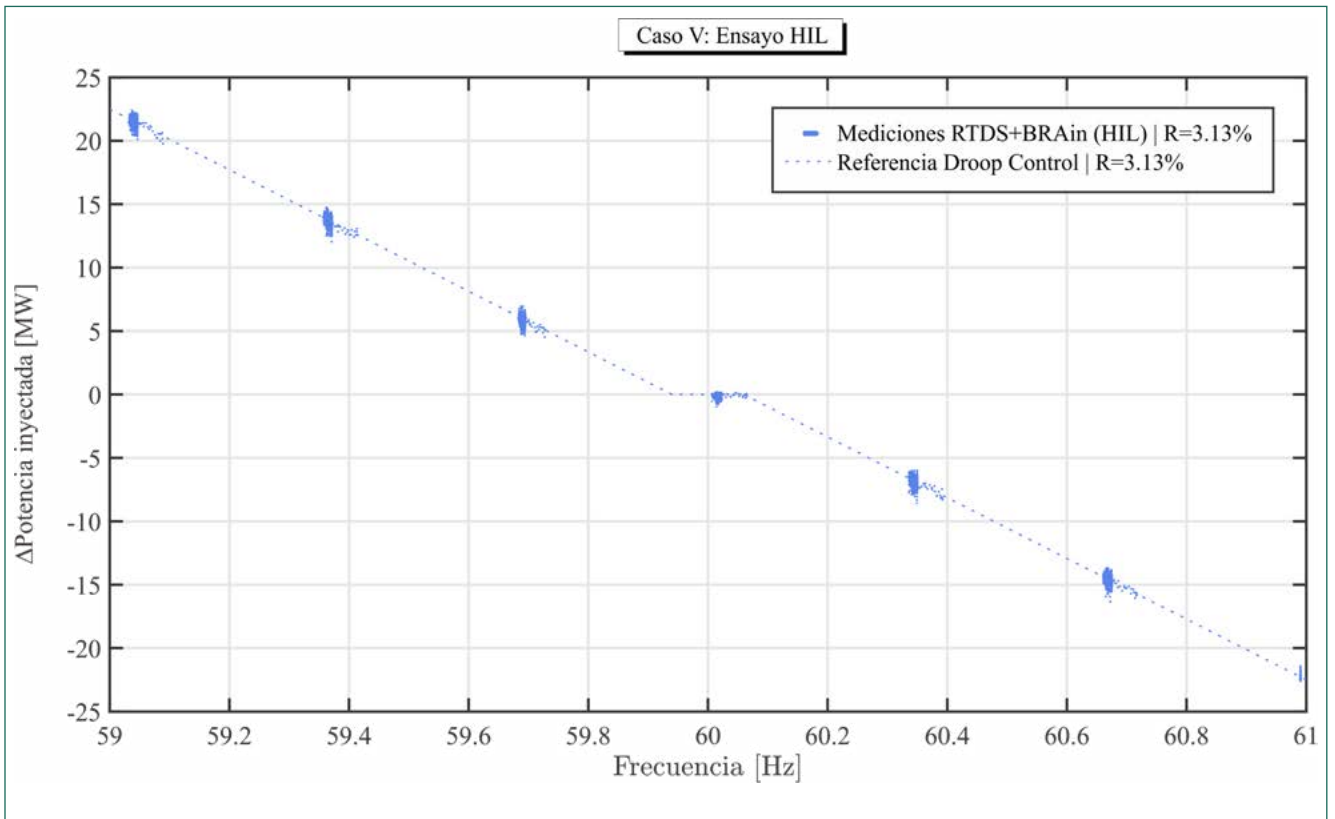


Figura 22: Curva de droop para ensayo hardware in the loop.

9.4.2 Ensayo Hardware in the loop (RTDS+BRAln): Conexión y desconexión de carga

Como se muestra en la Figura 23, 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, 3.13 %. Debido a que, a menor estatismo la inyección de potencia es mayor, la compensación en la variación de frecuencia de la red es mayor.

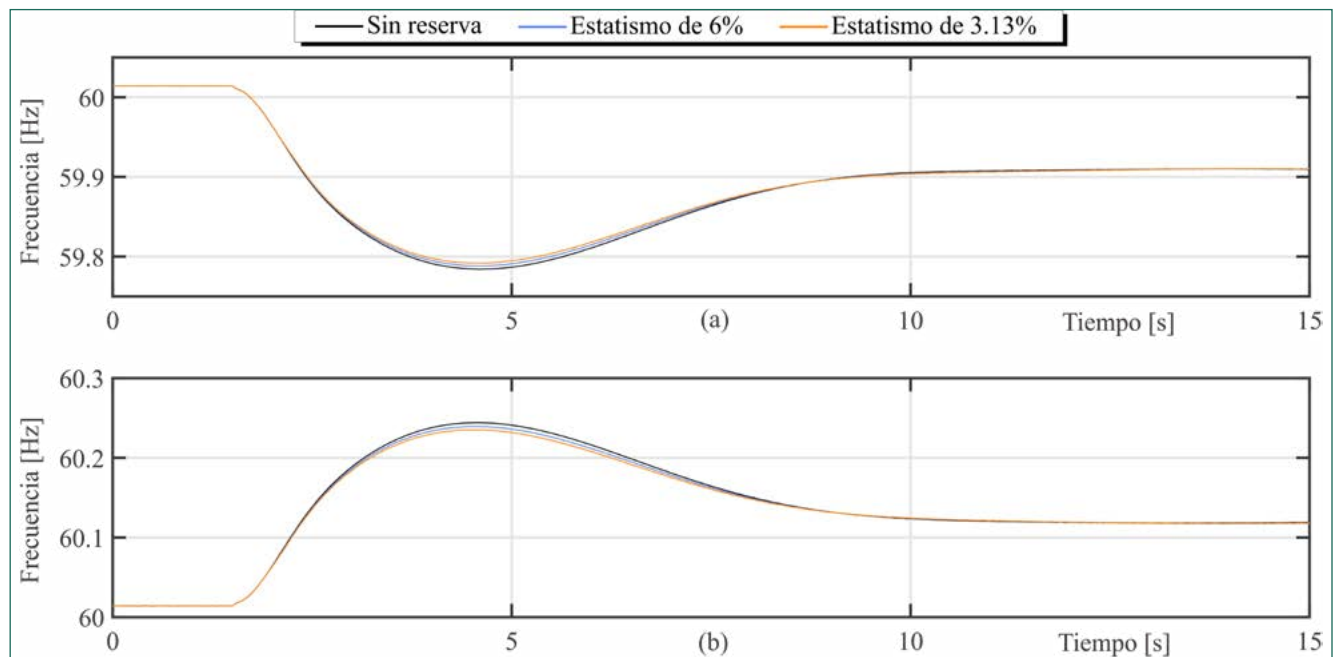


Figura 23: Ensayo de conexión y desconexión de carga. (a) Conexión de carga; (b) Desconexión de carga.

10. CONCLUSIONES GENERALES



En términos económicos, la planta de generación fotovoltaica puede proporcionar el servicio complementario de control primario de frecuencia, pero su efectividad queda restringida por el costo de oportunidad que tiene el mantener una reserva de potencia para el eventual desbalance de potencia. Lo anterior se ha dado en algunos mercados internacionales cuando, dependiendo de las áreas de generación, se tiene la disponibilidad de potencia de reserva ante eventos de cambios de frecuencia fuera de la banda muerta, y existe un posible vertimiento de energía producido en sectores de alta competitividad de generación.

El análisis técnico de la planta solar fotovoltaica de 45 MWp comprende un modelado del sistema de control y del sistema de potencia (modelo del SENI). El control recibe 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 la regulación primaria de frecuencia. Si bien 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 a la respuesta dinámica que tiene el sistema de comunicación, la misma planta, los parámetros del punto de conexión y el ajuste del control. Además, el apartado de comunicación y cálculo se efectuó con ensayos hardware in the loop, es decir, con la comunicación entre la plataforma de control BRAIn y el simulador en tiempo real RTDS, los cuales reducen los problemas que

podrían surgir en condiciones industriales, donde los retardos de comunicación o el muestreo de las variables de planta sean considerables, lo cual debe ser evaluado en un futuro a través de ensayos reales, donde se haga un trabajo considerando los antecedentes del presente estudio.

En términos técnicos y de desarrollo, se efectuaron dos tipos de ensayos, software in the loop y hardware in the loop. El primero con 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 MWp, sin almacenamiento. El segundo se realizó para tener un acercamiento con el caso real, donde los bloques de control tienen capas intermedias de comunicación hacia el sistema, lo que imita

de mejor forma la operación real. Como resultado, el parque fotovoltaico reguló frecuencia primaria en todos los escenarios y se comprobó que la efectividad de prestar este servicio auxiliar está directamente relacionada con el grado de estatismo que tenga el control del parque, tal como ocurriría con las máquinas sincrónicas.

Este tipo de pruebas pueden ser analizados con otros escenarios que integren por ejemplo tecnologías como las baterías para demostrar fuentes ERV, lo cual se ha demostrado con el desarrollo de convertidores grid-forming para aportar inercia. Para ello, la regulación de cada país debe adaptarse para incentivar la integración de estas tecnologías a los sistemas eléctricos aumentando la confiabilidad y seguridad de los mismo.

11. REFERENCIAS

- [1] V. Gevorgian, “Highly accurate method for real-time active power reserve estimation for utility-scale pv power plants,” 2019.
- [2] C. Loutan, P. Klauer, S. Chowdhury, S. Hall, M. Morjarja, V. Chadljev, & V. Gevorgian, “Demonstration of Essential Reliability Services by a 300-MW Solar Photovoltaic Power Plant,” 2017.
- [3] Inodú, “Informe de ensayos de prestación de servicios complementarios de control primario de frecuencia,” 2023.
- [4] Organismo Coordinador, “Reporte de Capacidad Instalada en República Dominicana”, 2023.
- [5] Superintendencia de Electricidad, “Pese a los apagones en el 2022, subió la cantidad de energía generada en RD”, 2023
- [6] Organismo Coordinador, “Memoria Anual OC 2022”, 2023
- [7] CONEXYNER, SRL, “Evaluación Normativa y antecedentes almacenamiento, servicios complementarios y ERNC”, 2020.

- [8] E. N. Popkov, R. I. Seyt and A. O. Feshin, "The Possibility of Participation of Solar Power Plants in the Primary Frequency Control," 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus), Saint Petersburg and Moscow, Russia, pp. 1035-1039, 2019.
- [9] 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, no. 4, pp. 1947–1959, 2021.
- [10] "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," in IEEE Std 1547-2018, vol., no., pp.1-138, 2018.
- [11] 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, vol. 7, no. 4, pp. 2130–2146, 2018.
- [12] S. D'Arco and J. A. Suul, "Equivalence of virtual synchronous machines and frequency-droops for converter-based microgrids," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, no. 1, pp. 394–395, 2013.



Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices
Bonn and Eschborn

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn, Germany
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5
65760 Eschborn, Germany
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

E info@giz.de
I www.giz.de