

UCUENCA

Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Metodología para evaluar la flexibilidad técnica operativa de un conjunto de recursos energéticos distribuidos (DERs) como mecanismo para facilitar la integración de la generación distribuida


Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Autor:

Erick Santiago Cabrera Pesántez

Director:

Patricio Alcides Astudillo Salinas

ORCID:  0009-0000-3485-3472

Cuenca, Ecuador

2024-02-29

Resumen

Este trabajo de titulación aborda el análisis de una metodología para evaluar la flexibilidad operativa de un conjunto de unidades de generación distribuida, esencial para su integración efectiva en el sistema eléctrico. En este trabajo inicialmente se explora la generación distribuida, definiendo conceptos clave y examinando su estado actual en el Ecuador a través de proyectos instalados y normativa vigente. Además, se profundiza en la comprensión internacional de la Flexibilidad Operativa, revisando su evolución y definiendo la perspectiva adoptada en este estudio para usar dicho concepto. La metodología propuesta emplea métricas como potencia de operación, rampa de potencia y almacenamiento de energía para definir un volumen de flexibilidad de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER). El estudio se efectúa en tres fases: análisis de la flexibilidad individual de cada DER, seguido de una agregación para calcular un volumen de flexibilidad global y finalmente realizar una evaluación al comparar la flexibilidad disponible con la flexibilidad que se requiere para establecer que sea suficiente. Se utilizó Python para representaciones gráficas y Excel para análisis de datos. La validez se comprobó mediante simulaciones de modelos base de la IEEE con OpenDSS y MATLAB, mostrando consistencia en los resultados.

Palabras clave: sistema eléctrico, fuentes de energía, gestión de información



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

Repositorio Institucional: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Abstract

This thesis focuses on the analysis of a methodology for evaluating the model the operational flexibility of a set of distributed generation units, essential for their effective integration into the electric power system. The initial overview of the work explores distributed generation, defining key concepts and examining its current status in Ecuador through installed projects and current regulations. In addition, it delves into the international understanding of Operational Flexibility, reviewing its evolution and defining the perspective adopted in this study to use this concept. The proposed methodology employs metrics such as operating power, power ramp and energy storage to define a volume of flexibility of Distributed Energy Resources (DER). The study is performed in three phases: analysis of the individual flexibility of each DER, followed by an aggregation to calculate an overall flexibility volume and finally an evaluation by comparing the available flexibility with the flexibility required to establish that it is sufficient. Python was used for graphical representations and Excel for data analysis. Validity was checked by simulations of IEEE base models with OpenDSS and MATLAB, showing consistency in the results.

Keywords: electric system, energy sources, information management



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

Institutional Repository: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Índice de contenido

1. Generalidades	10
1.1.1. Introducción.....	10
1.1.2. Antecedentes	11
1.1.3. Objetivos	12
1.1.3.1. General.....	13
1.1.3.2. Específicos	13
2. Marco Teórico	14
2.1.1. Generación Distribuida	14
2.1.1.1. Concepto de Generación Distribuida.....	14
2.1.1.2. Problemas asociados a la integración de Generación Distribuida	16
2.1.1.3. Estado actual en Ecuador	18
2.1.1.4. Normativa	20
2.1.1.5. Problemas Asociados Al Acceso A La Red, Medición Y Despacho.....	22
2.1.2. Flexibilidad operativa	23
2.1.2.1. Concepto de Flexibilidad Operativa.....	23
2.1.2.2. Importancia de la Flexibilidad Operativa en la integración de DERs	24
2.1.2.3. Fuentes de Flexibilidad Operativa [29].....	26
2.1.2.4. Métricas para la representación de Flexibilidad Operativa [29]	27
2.1.2.5. Flexibilidad Operativa Disponible y Requerida [29]	29
3. Metodología y Herramientas	32
3.1.1. Descripción de Análisis	32
3.1.2. Modelado de flexibilidad para unidades energéticas	36
3.1.3. Suma de Minkowski como herramienta de agregación	36
3.1.4. Agregación de un conjunto de dispositivos individuales	39
3.1.5. Algoritmo de evaluación	40
3.1.6. Software OpenDSS [44]	43
3.1.7. Test Feeders de la IEEE	46
3.1.7.1. Test Feeder de 34 Nodos de la IEEE.....	46
3.1.7.2. Elementos del Sistema: [45]	48
4. Resultados	50
4.1. Caso de Estudio #1: Sistema Hipotético de Dos Unidades de Generación	50
4.1.1. Descripción del Sistema	50
4.1.2. Caracterización de las Unidades de Generación	51

4.1.3.	Recopilación de datos de parámetros y comportamientos.....	52
4.1.4.	Construcción del Cubo de Flexibilidad Operativa	53
4.1.5.	Método de agregación para el sistema.....	55
4.1.6.	Análisis de la flexibilidad operativa de la demanda.....	56
4.1.7.	Evaluación de cubos de flexibilidad operativa.....	58
4.1.8.	Análisis de Resultados	59
4.2.	Caso de Estudio #2: Variación de Test Feeder de 34 nodos con integración de Generación Distribuida	63
4.2.1.	Descripción del Sistema	63
4.2.2.	Caracterización de las Unidades de Generación	65
4.2.3.	Recopilación de datos de parámetros y comportamientos.....	66
4.2.4.	Construcción del Cubo de Flexibilidad Operativa	70
4.2.5.	Método de agregación para el sistema.....	71
4.2.6.	Análisis de la flexibilidad operativa de la demanda.....	72
4.2.7.	Evaluación de cubos de flexibilidad operativa.....	75
4.2.8.	Análisis de Resultados	76
5.	Conclusiones y Recomendaciones	83
5.1.1.	Conclusiones.....	83
5.1.2.	Recomendaciones.....	87
5.1.3.	Trabajos Futuros	88

Índice de figuras

Figura 2.1 Integración de Generación Distribuida en red de distribución tradicional [47]	16
Figura 2.2 Fuentes de Flexibilidad Operativa [29]	27
Figura 2.3 Métricas de Flexibilidad Operativa en Sistemas de Energía [29]	28
Figura 2.4 Métricas de capacidad, rampa y duración en Flexibilidad Requerida [40].....	30
Figura 2.5 Flexibilidad Disponible contra Flexibilidad Requerida [29]	31
Figura 3.1 Proceso de Evaluación de Flexibilidad Operativa (ilustración propia)	33
Figura 3.2 Cubo de Flexibilidad Operativa Disponible de unidad genérica [29]	34
Figura 3.3 Agregación de Flexibilidad Operativa (Simplificado) [29]	35
Figura 3.4 Criterio de aceptación para Flexibilidad Operacional suficiente [29]	36
Figura 3.5 Suma de Minkowski entre dos puntos [42]	37
Figura 3.6 Polígonos Convexos (ilustración propia)	37
Figura 3.7 Puntos candidatos de operación entre polígonos convexos (ilustración propia)	38
Figura 3.8 Cierre convexo de puntos candidatos (ilustración propia).....	38
Figura 3.9 Resultado de Suma de Minkowski (ilustración propia).....	39
Figura 3.10 Paso de análisis de flexibilidad operativa de cada unidad de generación [49] ..	40
Figura 3.11 Flexibilidad Operativa Disponible producto de operación de agregación [49] ...	41
Figura 3.12 Flexibilidad Operativa Requerida [49].....	41
Figura 3.13 Evaluación de Flexibilidad Requerida contra Disponible [49].....	42
Figura 3.14 Logotipo de software de simulación OpenDSS [44].....	43
Figura 3.15 Gráfico circuito de prueba de 123 Nodos de la IEEE [44].....	44
Figura 3.16 Diagrama del sistema de 34 nodos de la IEEE [45].....	47
Figura 4.1 Diagrama del Sistema de Caso de Estudio #1	50
Figura 4.2 Caso Irradiancia día relativamente despejado [52]	52
Figura 4.3 Datos de la unidad de generación 2	53
Figura 4.4 Construcción de flexibilidad operativa de cada unidad de generación	54
Figura 4.5 Cubo de flexibilidad operativa de unidad convencional	54
Figura 4.6 Cubo de flexibilidad operativa de cada unidad de GD	55
Figura 4.7 Cubo de flexibilidad operativa disponible producto del proceso de agregación...	55
Figura 4.8 Curva de Demanda Modelo [52].....	56
Figura 4.9 Curva de Demanda del Sistema.....	56
Figura 4.10 Construcción de flexibilidad operativa de la demanda	58
Figura 4.11 Evaluación de la flexibilidad operativa disponible contra la requerida	59

Figura 4.12 Evaluación de Flexibilidad Operativa intervalo 09h00-10h00.....	61
Figura 4.13 Evaluación de Flexibilidad Operativa intervalo 07h00-08h00.....	62
Figura 4.14 Evaluación de Flexibilidad Operativa intervalo 16h00-17h00.....	63
Figura 4.15 Diagrama unifilar test feeder de 34 nodos modificado [46]	64
Figura 4.16 Unidades de generación del test feeder de 34 nodos [46]	65
Figura 4.17 Curva de radiación solar de PVs del sistema de 34 nodos modificado	66
Figura 4.18 Curvas de generación de potencia activa de PVs del sistema de 34 nodos	67
Figura 4.19 Cuadros de recopilación de datos de sistemas de generación fotovoltaicas.....	69
Figura 4.20 Datos de unidades de generación del grupo de baterías.....	70
Figura 4.21 Flexibilidad operativa de cada unidad de generación para intervalo analizado.	71
Figura 4.22 Cubo de flexibilidad operativa disponible de cada unidad de generación	72
Figura 4.23 Curvas de demanda de potencia activa de sistema de 34 nodos modificado ...	72
Figura 4.24 Curva de pérdidas de potencia activa del sistema de 34 nodos modificado.....	73
Figura 4.25 Curvas de demanda de potencia activa P considerando perdidas.....	73
Figura 4.26 Cuadro de recopilación de datos de la demanda del sistema	74
Figura 4.27 Flexibilidad operativa de la demanda para un intervalo de tiempo analizado....	75
Figura 4.28 Resultados de evaluación de flexibilidad disponible contra la requerida	75
Figura 4.29 Resultados de simulación Test Feeder de 34 nodos modificado	76
Figura 4.30 Resultados de Flujo de Potencia Activa en sistema de 34 nodos modificado ...	77
Figura 4.31 Evaluación de Flexibilidad Operativa intervalo 12h00-13h00.....	79
Figura 4.32 Evaluación de Flexibilidad Operativa intervalo 7h00-8h00.....	80
Figura 4.33 Evaluación de Flexibilidad Operativa intervalo 9h00-10h00.....	81
Figura 4.34 Evaluación de Flexibilidad Operativa intervalo 13h00-14h00.....	82

Índice de tablas

Tabla 2.1 Interacción entre Métricas de Flexibilidad Operativa.....	29
Tabla 3.1 Tabla de Idoneidad por métrica de Flexibilidad Operativa [29].....	32
Tabla 3.2 Resultados de análisis de flexibilidad operativa en cada intervalo de tiempo.....	43
Tabla 4.1 Caracterización de parámetros de unidad de generación 1	51
Tabla 4.2 Caracterización de parámetros de unidad de generación 2	51
Tabla 4.3 Recopilación de datos de la unidad de generación 2.....	53
Tabla 4.4 Recopilación de datos de la demanda.....	57
Tabla 4.5 Resultados de evaluación de flexibilidad operativa disponible contra la requerida en cada intervalo de tiempo	60
Tabla 4.6 Características técnicas de plantas fotovoltaicas del sistema de 34 nodos.....	65
Tabla 4.7 Especificaciones Banco de Baterías de Nodo 860 del sistema de 34 nodos	66
Tabla 4.8 Recopilación de datos de la demanda del sistema	74
Tabla 4.9 Resultados de resolución de flujos de potencia de Sistema de 34 nodos	77
Tabla 4.10 Resultados de análisis de Flexibilidad Operativa para un periodo de 12 horas .	78

Agradecimientos

Yo Santiago, quiero agradecer a mi familia, a mi esposa Andrea y mi pequeño Thiago que son mi pilar para seguir cumpliendo con las metas que me proponga. A mis padres Alfonso y Margoth por su apoyo incondicional para mi crecimiento personal y profesional. A mis hermanos Rafaela y Miguel junto a su familia, por acompañarme durante todo este proceso. Por último, quiero agradecer a mis amigos Jaime y Reino quienes junto a mi recorrieron este camino y que por su apoyo directo e indirecto me han ayudado a seguir adelante y que demostraron que hay muchas formas de afrontar cualquier situación, aunque finalmente no tuvieron una mejor nota.

Gracias.

1. Generalidades

1.1.1. Introducción

A medida que las necesidades energéticas de las poblaciones incrementan, es necesario visualizar un sistema de suministro de energía donde las nuevas tecnologías desplazan a las tradicionales, ya sea por temas económicos, ambientales, de sostenibilidad o diversificación, y donde los sistemas convencionales de transmisión y distribución quedan vulnerables ante cualquier impacto que dichas tecnologías representen. En este panorama, los métodos tradicionales de gestión centralizada de los sistemas eléctricos empiezan a quedar obsoletos frente a la incorporación masiva de generación distribuida que pretende desplazar escalonadamente a las centrales tradicionales [1], no obstante, estos recursos de energía distribuida (Distributed Energy Resources, DERs), especialmente renovables, operan de manera intermitente y aleatoria, presentando problemas tanto de planificación como legales y regulatorios [2].

Más allá de la generación de energía limpia para sociedades más sostenibles, la integración de sistemas de generación distribuida a gran escala plantea muchos desafíos al sistema de distribución de energía y a los servicios públicos. En términos técnicos, cuando la capacidad agregada de los DERs es baja (en comparación con la capacidad total del sistema), su impacto es insignificante. Sin embargo, con la conexión a gran escala de DERs en redes de distribución su producción desplaza una cantidad sustancial de energía de la red principal, lo que afecta a la dinámica del funcionamiento del sistema eléctrico y conlleva a impactos técnicos significativos, tales como flujos de potencia bidireccionales y operación incorrecta de los relés de protección, entre otros.

Hasta ahora, se ha logrado evitar en gran medida problemas operativos al reforzar o adaptar la infraestructura existente para hacer frente a la integración a gran escala de generación distribuida. Sin embargo, estas soluciones son costosas y difíciles de implementar, carecen de flexibilidad y requieren que la nueva infraestructura sea sobredimensionada para futuros despliegues. En consecuencia, es fundamental que los operadores de redes estén preparados para gestionar este aumento en la implementación mediante el desarrollo de técnicas de monitoreo, y operación inteligentes y no invasivas que sean compatibles con los nuevos desafíos de la red [3].

Como resultado, los modelos utilizados por los operadores de redes deben adaptarse para tener en cuenta la generación distribuida y mejorar la estimación de las cantidades físicas de

interés (niveles de voltaje, potencia inyectada y consumida, etc.), lo que permite una mejor operación de las redes eléctricas. Así mismo para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda sin violar restricciones de estabilidad, los operadores de redes deben desarrollar nuevas herramientas para gestionar sus recursos de manera eficiente. [3]

Este es un panorama con el que se van a encontrar los sistemas eléctricos en países como Ecuador, que por sus características geográficas cuenta con abundantes recursos alternativos como energía solar, eólica y pequeñas fuentes de agua, lo que permite el desarrollo de energías no convencionales en diversas ubicaciones geográficas. [4]

Algunas empresas de distribución de energía, han comenzado a considerar la Generación Distribuida en su plan estratégico de expansión, con el propósito de evaluar el papel que esta modalidad debe desempeñar en el futuro dentro del marco de prestación de servicios eléctricos en su área de concesión. Para ello, se ha tomado como referencia las experiencias internacionales en el campo de la GD, con el objetivo de aprovechar las lecciones aprendidas y adaptarlas a las necesidades y condiciones particulares del contexto ecuatoriano. Sin embargo, es crucial desarrollar herramientas propias y específicas para nuestros sistemas de suministro de energía y crear los procesos para implementarlas en los planes de expansión de redes. [4]

1.1.2. Antecedentes

En la actualidad, se observa un claro y constante incremento en la adopción de sistemas de generación distribuida en diversos países, impulsado por la creciente conciencia sobre la necesidad de una transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles. En los últimos años, la generación distribuida ha experimentado un rápido crecimiento en todo el mundo. Según el informe de la Agencia Internacional de Energía (AIE) sobre Energía Renovable 2021, se estimaba que para el año 2023, la generación distribuida represente aproximadamente el 20% de la capacidad mundial de generación eléctrica. [5]

La energía solar fotovoltaica ha sido uno de los principales impulsores de la generación distribuida. Según datos del informe "Tendencias del mercado de energía solar 2021" de SolarPower Europe, en el año 2022, se instalaron aproximadamente 150 GW de energía solar en todo el mundo, lo que resulta en una capacidad total de energía solar fotovoltaica de más de 800 GW. La energía eólica también ha estado ganando terreno en el ámbito de la generación distribuida. Según la Global Wind Energy Council (GWEC), para el año 2022, la capacidad total instalada de energía eólica en todo el mundo alcanzó los 743 GW. [5]

El despliegue de sistemas de almacenamiento de energía ha sido fundamental para mejorar la integración de la generación distribuida en la red eléctrica [5][6]. Según el informe de la Agencia Internacional de Energía (AIE) sobre Perspectivas de Almacenamiento de Energía 2022, se espera que la capacidad mundial de almacenamiento de energía crezca más del doble entre 2021 y 2030, superando los 740 GW en 2030. [7]

Diversos países han implementado políticas de apoyo y marcos regulatorios favorables para fomentar la generación distribuida. Por ejemplo, países como Alemania, Estados Unidos, China y Australia han introducido incentivos financieros y tarifas de alimentación a la red para promover la adopción de tecnologías de generación distribuida. [6]

Esta tendencia hacia la generación distribuida ha generado nuevos desafíos en la operación y gestión de los sistemas de energía. El inminente aumento de la penetración de energías renovables variables, como la energía eólica y solar, plantea desafíos en la estabilidad y confiabilidad de las redes eléctricas, debido a la naturaleza intermitente y no controlable de estas fuentes. [8]

La necesidad de minimizar el costo de integrar fuentes de energía renovable altamente intermitentes y estocásticas ha dado lugar al concepto de flexibilidad de los sistemas de energía [9]. En complemento, debido al aumento de la generación distribuida en las redes de suministro, se han llevado a cabo diversos estudios y proyectos para evaluar la flexibilidad operativa de estos sistemas. En [10] se exploran ejemplos de estos sistemas en donde se incluye la integración de tecnologías de almacenamiento de energía y la implementación de estrategias de gestión de cargas para optimizar el uso de la generación distribuida y mejorar la estabilidad de la red.

Muchos países han iniciado programas de desarrollo de redes inteligentes para mejorar la flexibilidad operativa de sus sistemas eléctricos. Las redes inteligentes utilizan tecnologías avanzadas de comunicación y control para facilitar una gestión más dinámica y eficiente del flujo de energía [11].

Organizaciones, como la Agencia Internacional de Energía (AIE) y la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), han llevado a cabo programas de investigación y colaboraciones internacionales para abordar los desafíos de la flexibilidad operativa en sistemas eléctricos globales. Estos programas buscan desarrollar soluciones innovadoras y compartir mejores prácticas entre países. [11]

1.1.3. Objetivos

1.1.3.1. General

Desarrollar una metodología que permita determinar la flexibilidad operativa, tanto individual como de un conjunto de unidades energéticas distribuidas, con el fin de facilitar su gestión y operación en el sistema eléctrico.

1.1.3.2. Específicos

- Establecer las características y parámetros representativos de una unidad energética para determinar la flexibilidad operativa en base a sus límites técnicos y operativos.
- Obtener el modelo de flexibilidad operativa individual empleando las métricas descriptivas planteadas y las características de cada unidad energética.
- Determinar una metodología de cálculo de la flexibilidad operativa para un conjunto de unidades energéticas distribuidas, aplicando métodos matemáticos de agregación como la suma de Minkowski o similares.
- Validar los resultados obtenidos de agregación de un conjunto de unidades energéticas a través de software de simulación.

2. Marco Teórico

2.1.1. Generación Distribuida

El crecimiento generalizado de diversos ámbitos, como el técnico, tecnológico, económico y ambiental, ha dado lugar a la revitalización del concepto de generación distribuida en la industria eléctrica. Aunque no se trata de un paradigma novedoso, ha experimentado un impulso significativo gracias a factores como avances tecnológicos, condiciones del mercado y políticas energéticas o ambientales [12]. Es fundamental resaltar ciertos elementos que definen esta alternativa de generación, tales como la utilización de múltiples fuentes de energía, como eólica, solar, térmica e hidráulica, así como diversos tipos de combustibles en sistemas de combustión, como biomasa, gas natural, diésel, biodiesel y etanol.

2.1.1.1. Concepto de Generación Distribuida

En la actualidad no existe una definición universalmente aceptada sobre lo que es generación distribuida y su diferencia con la generación centralizada. Diversos autores y organismos emplean definiciones similares pero que difieren en ciertos aspectos [13], algunos de los atributos en que coinciden y que caracterizan a estas nuevas tecnologías se representan en la figura 2.1 y se pueden resumir en que no son centralmente planificadas; no siempre son centralmente despachadas; y que usualmente están conectadas a la red de distribución, con una potencia menor a 100 MW [14].

- La EESI (Environmental and Energy Study Institute) a la generación distribuida, también llamada generación in situ o generación descentralizada, la define como un término que describe la generación de electricidad para su uso in situ, en lugar de transmitir la energía a través de la red eléctrica desde una gran instalación centralizada como se realiza con las centrales de generación convencionales. [15]
- La IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) define la generación distribuida como la producción de energía eléctrica a través de métodos y tecnologías relativamente más pequeñas en comparación con las generadoras convencionales. Esta generación distribuida también permite la conexión a casi cualquier punto del sistema eléctrico de potencia, lo que permite la interacción con diversas redes [16].

- Según la Coalición de Energía Distribuida de América (DPCA), la generación de energía distribuida es cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporcione energía eléctrica en un lugar cercano a los clientes que la generación de una estación central. Una unidad de energía distribuida puede conectarse directamente al consumidor o a un sistema de transmisión o distribución [17].
- Para la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés) la generación distribuida constituye toda planta generadora que da servicio a clientes in situ, o que proporciona apoyo a una red de distribución, conectada a la red a niveles de voltaje de distribución. Las tecnologías generalmente incluyen motores, pequeñas (incluidas micro) turbinas, pilas de combustible y energía fotovoltaica. No eólica, ya que la mayor parte de la energía se produce en parques eólicos construidos específicamente para ese fin y no para satisfacer in situ [17].
- En cambio, para la compañía Arthur D. Little, la generación distribuida constituye el uso integrado o autónomo de pequeños recursos modulares de generación eléctrica por parte de empresas de servicios públicos, clientes de empresas de servicios públicos y/o terceros en aplicaciones que benefician al sistema eléctrico, a usuarios finales específicos o a ambos. En esto se incluye la cogeneración y la producción combinada de calor y electricidad (PCCE). Desde un punto de vista práctico, se trata de una instalación para la generación de electricidad que puede estar situada en o cerca de los usuarios finales dentro de una zona industrial, un edificio comercial o una comunidad [17].
- Asociación Americana del Gas (AGA): La generación distribuida (DG) es la colocación estratégica de unidades generadoras de pequeña escala (de 5 kW a 25 MW) en o cerca de las cargas de los clientes. Ubicada en sitios de servicios públicos como subestaciones, la generación distribuida puede proporcionar apoyo a la red de transmisión y distribución (T&D) y ampliar la capacidad del servicio público para suministrar energía a los clientes en áreas con restricciones. Las tecnologías de generación distribuida incluyen recursos como turbinas industriales de gas, motores de combustión, celdas de combustible, microturbinas, energía eólica y energía fotovoltaica [18].
- Para la OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) son sistemas de Generación Distribuida (GD) aquellos cuya potencia instalada abarca entre las unidades de kilovatios hasta las decenas de megavatios, los cuales pueden estar instalados para su operación directamente a la red de distribución o conectados en el punto de suministro del usuario [19].

Independientemente de la definición o concepto emitido por los diferentes organismos, se puede afirmar que la generación distribuida se refiere a un sistema que involucra una amplia variedad de recursos y tecnologías para la generación eléctrica, con una capacidad que generalmente es de pequeña o mediana escala. La característica principal de estos sistemas es su ubicación cercana a los centros de consumo como se visualiza en la figura 2.1, lo que les permite interactuar con la red eléctrica de una empresa distribuidora de energía para llevar a cabo operaciones de compra y venta de energía. [20]

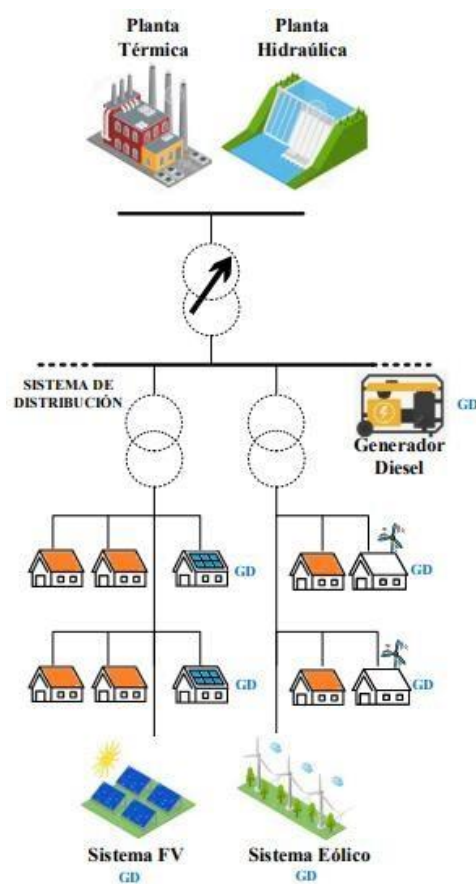


Figura 2.1 Integración de Generación Distribuida en red de distribución tradicional [47].

2.1.1.2. Problemas asociados a la integración de Generación Distribuida

Como se ha abordado con anterioridad las DERs que componen la generación distribuida están asociados a problemas operativos a medida que su influencia o capacidad aumenta dentro del sistema. Las regulaciones que los operadores de sistemas eléctricos deben cumplir

están principalmente relacionadas con restricciones de voltaje, niveles de corriente y cambios en los gradientes de voltaje [21]. No obstante, se espera que la descentralización en la generación de energía dificulte cada vez más el cumplimiento de estas restricciones y provoque una serie de problemas de estabilidad, calidad y seguridad en el sistema, incluyendo cortocircuitos, daños en equipos y cortes de energía, entre otros [22] [23] [24].

Soroudi et al. [25] sostienen que las redes de distribución se han modelado de tal forma que pueden gestionar solamente un flujo de energía en una dirección. Por lo que, la interconexión de generadores distribuidos (GD) a lo largo de la red podría provocar problemas como fluctuaciones de tensión, problemas de coordinación de los dispositivos de protección y problemas de control de la potencia reactiva.

Adicionalmente, los DERs, debido a sus características estocásticas y potencia reducida, son generalmente invisibles para el operador del sistema y para el operador de distribución. Por lo tanto, son incontrolables e incapaces de contribuir con estabilidad y equilibrio a la red lo que dificulta garantizar la fiabilidad de la energía cuando se interconectan a la red como generadores distribuidos (GD). Además, estas tecnologías no participan en la gestión de los servicios complementarios, que son prestados exclusivamente por plantas convencionales [26]. El conjunto de DERs es inobservable por los operadores del sistema y la falta de controlabilidad de estos elementos, representan un gran desafío de ingeniería para la integración adecuada de la generación distribuida. [27] [28]

Para una integración eficaz en la red de la alimentación eléctrica de DERs se considera crucial mejorar la disponibilidad, controlabilidad, observabilidad y predictibilidad de las unidades [29]:

- Disponibilidad: Problemas en tiempo real y a muy corto plazo (minutos/horas, por ejemplo, eólica y fotovoltaica) o a largo plazo (semanas/meses, por ejemplo, hidroeléctrica) [29].
- Controlabilidad: Cuestiones en tiempo real (mín.) a corto plazo (horas), por ejemplo, la capacidad de un operador del sistema para limitar la entrada de energía eólica y fotovoltaica [29].
- Observabilidad y previsibilidad: Cuestiones en tiempo real (mín.) y a corto plazo (horas/días), es decir, la capacidad de un operador del sistema para medir y predecir la entrada de energía eólica y fotovoltaica, y tener una comprensión clara de los procesos de entrada y salida de energía en curso [29].

Se puede observar que la preservación de la estabilidad del sistema eléctrico continúa siendo un aspecto fundamental al incorporar la generación distribuida, especialmente de fuentes renovables variables, en la red eléctrica. Es necesario considerar enfoques innovadores de integración antes de implementar estos sistemas con el fin de prevenir y mitigar cualquier posible alteración en la red [30].

2.1.1.3. Estado actual en Ecuador

En el artículo 3 del Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – RGLOSPEE, define a la Generación Distribuida como pequeñas centrales de generación instaladas cerca de los centros de consumo y conectadas a la red de la empresa distribuidora; de igual manera, dentro del reglamento se especifica a este tipo de generación como parte de los aspectos que deben ser considerados en la planificación del sistema eléctrico, concretamente con relación a la expansión de la distribución.

Dentro de la regulación ARCERNR-014/21, enfocada para las empresas de generación distribuida habilitadas por el Ministerio Rector; una central de generación de energía eléctrica es considerada como central de generación distribuida si cumple con las siguientes condiciones [51]:

- a) Capacidad nominal igual o mayor a 100 kW y menor a 10 MW
- b) Se conecta cerca del consumo
- c) Se conecta a redes de medio voltaje o de alto voltaje menores a 138 kV, de un sistema de distribución
- d) Utiliza una fuente de energía renovable no convencional.
- e) Es construida, operada, mantenida y administrada por Empresas de Generación Distribuidas Habilitadas,
- f) No incluye a las centrales de propiedad de autogeneradores ni a los grupos electrógenos de emergencia.

En la actualidad, aunque se disponga de normativas que en cierto grado incentivan la adopción de unidades de generación a pequeña escala, aún se observa una falta de impulso y desarrollo considerable en este campo, principalmente debido al carácter genérico de las regulaciones existentes. En este escenario, la experiencia y normativa internacional desempeñan un papel importante, ya que pueden ser aplicadas y adaptadas al contexto actual, obteniendo así los máximos beneficios.

En Ecuador, el concepto de generación distribuida ha estado ganando terreno de manera gradual, lo que ha llevado a la ejecución de varios proyectos en este ámbito. Además, algunos otros proyectos han sido impulsados debido a los beneficios tanto técnicos como económicos que conlleva su implementación. A continuación, se presentan algunos ejemplos de estos proyectos [31].

- En Zamora, en el año 2.004 la alcaldía y el Ministerio de Energía y Minas de ese entonces, iniciaron la construcción del proyecto hidroeléctrico Chorrillos con una inversión de 4 millones de dólares, el mismo que tiene como finalidad la generación de energía eléctrica con 3,96 MW. Hasta el año 2.008 ya tenía un avance del 34%, pero por falta de recursos se paralizaron los trabajos, los cuales se reanudaron en el 2012 [31] [32].

- En la ribera del río Napo se instalaron paneles solares y gracias al sistema de generación fotovoltaica, la electricidad comienza a cambiar la vida de los 80 habitantes de la comunidad quichua en Añangu, proyecto que fue impulsado por el programa Eurosolar, apoyado por la Comunidad Europea y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable [31].

- En lo referente a generación eólica, en el año 2006 se concretó un proyecto en la isla San Cristóbal, el cual entró en operación desde octubre del 2007, siendo el primer parque eólico del Ecuador con una potencia instalada de 2,4 MW y con un costo aproximado de 10 millones de dólares. De igual manera, se terminaron los estudios de factibilidad e impacto ambiental del proyecto eólico Santa Cruz – Baltra con una capacidad de 3 MW, cuyos resultados arrojan que la única opción, tanto técnica como económicamente es construir el parque eólico en la isla de Baltra y se interconecte con la isla Santa Cruz para abastecer de suministro de energía renovable a ambas islas [32].

- Entre otros proyectos de generación eólica que recientemente entraron en operación se encuentran los parques eólicos de Villonaco y Minas de Huascachaca. El parque de Villonaco cuenta con 11 aerogeneradores y una potencia total de 16,5 MW, representando una inversión de 41,8 millones de dólares. Por otro lado, Minas de Huascachaca dispone de 14 aerogeneradores, alcanzando una potencia total de 50 MW, con una inversión de 90 millones de dólares [31] [32].

• Con relación a generación fotovoltaica, el banco KFW ha apoyado los proyectos en las islas Floreana e Isabela. El primero es un sistema de generación híbrido que consiste en una

central fotovoltaica con una potencia instalada de 20,6 kWp que trabaja con una central a diesel, la cual opera en forma complementaria para suplir el déficit de la demanda de punta y cuando las condiciones meteorológicas no son favorables [31] [32].

El segundo, de igual manera es un sistema híbrido fotovoltaico – diesel que consta de un conjunto de paneles solares con una potencia de 700 kW conectados a un banco de baterías. Ambos proyectos han permitido la reducción considerable del diesel y por ende una menor contaminación causada por las generadoras termoeléctricas en las islas Galápagos [31] [32].

- La generación que utilizan ciertas industrias privadas como la industria Endesa, la cual aplica la cogeneración con desperdicios de madera y reutiliza el vapor de los 79 diferentes procesos. De la misma manera ciertos ingenios azucareros como Valdez y San Carlos generan energía eléctrica con bagazo de caña [31] [32].

• El Proyecto Hidroeléctrico Abanico está localizado en la región Sur Oriental del Ecuador, en la Provincia de Morona Santiago. La obra de toma de agua está localizada a 15 Km. de la ciudad de Macas. Es una central a filo de agua (sin reservorio) que utiliza una derivación del río Abanico para generar un total de 37.50 MW de energía limpia, en dos etapas: la primera de 15 MW y la segunda de 22.5 MW [31] [32].

2.1.1.4. Normativa

- RESOLUCIÓN Nro. ARCERNNR-014/21: «Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación» [50].

La Resolución Nro. ARCERNNR-013/2021 del Ecuador es una normativa para la incorporación de la generación distribuida para autoabastecimiento en el sistema eléctrico del país. Esta regulación establece un marco detallado para la implementación y operación de los Sistemas de Generación Distribuida Autónoma (SGDA), utilizando fuentes de energía renovable.

Incluye las condiciones técnicas y de seguridad para la conexión, los requisitos de medición y facturación de la energía generada y consumida, por ejemplo la instalación y calibración de equipos de medición bidireccionales, tanto en el punto de entrega como en el de conexión de la SGDA, el cálculo de la energía neta y los procedimientos para facturación, considerando

diferentes tarifas y condiciones de consumo. Se mencionan aspectos relacionados con la acumulación y compensación de saldos de energía, así como los requisitos para los equipos de medición y su calibración. Además, enfatiza la importancia de adherir a las normas de seguridad y operación, y establece un régimen de infracciones y sanciones para garantizar el cumplimiento de estas normativas.

La potencia nominal de un Sistema de Generación Distribuida Autónoma (SGDA) se determina basándose en un estudio técnico de la carga y demanda energética del consumidor, para satisfacer su demanda anual de energía. La producción anual del SGDA no debe superar la demanda anual del consumidor. El dimensionamiento es responsabilidad del proponente, utilizando datos de consumo histórico para consumidores existentes o proyecciones de demanda para nuevos consumidores, incluyendo posibles necesidades de almacenamiento de energía.

Para maximizar el uso de recursos energéticos renovables, la regulación define dos modalidades de generación distribuida para autoabastecimiento: 1) Cuando las instalaciones de SGDA y la demanda del consumidor están en el mismo lugar y comparten un punto de conexión y medición con el sistema de distribución. 2) Cuando las instalaciones de SGDA y la demanda del consumidor están en lugares diferentes pero conectados a través de la red de distribución, cada uno con sus propios puntos de conexión y medición. Los consumidores con múltiples cuentas pueden instalar un SGDA para cada demanda de energía.

Los Sistemas de Generación Distribuida Autónoma (SGDAs) operarán de manera autónoma y seguirán las disposiciones operativas de la Distribuidora. El consumidor es responsable de mantener la calidad del SGDA, mientras que la Distribuidora controlará el cumplimiento. Si un SGDA no cumple con los estándares de calidad o afecta la red, la Distribuidora puede suspender su operación hasta que se realicen correcciones. Las normas para la operación segura del SGDA, incluyendo la respuesta a condiciones anormales y el control de calidad, pueden basarse en la norma IEEE Std. 1547. El propietario del SGDA también es responsable de cualquier daño causado por su operación.

- RESOLUCIÓN Nro. ARCERNNR-014/21 «Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación» [51].

La Resolución Nro. ARCERNNR-014/2021 se enfoca en la regulación de la generación distribuida en Ecuador. Establece las condiciones técnicas y comerciales para el desarrollo de instalaciones de generación distribuida por empresas autorizadas. Incluye la caracterización de estas instalaciones, la planificación para sistemas de distribución y detalla

las entidades elegibles para desarrollar proyectos de generación distribuida. También aborda procedimientos para la solicitud y evaluación de la factibilidad de conexión, implementación, operación, tratamiento comercial de la energía, gestión de activos y un régimen de infracciones y sanciones. Adicionalmente, cubre la gestión de información relacionada con la generación distribuida.

Bajo esta normativa si el Ministerio Rector determina que proyectos específicos de generación distribuida basados en fuentes renovables no serán ejecutados por empresas públicas, estos podrán ser desarrollados por empresas privadas, de economía popular y solidaria, o mixtas con mayoría accionaria estatal. Estos proyectos deben ser seleccionados a través de procesos públicos, y la energía generada puede abastecer la demanda regulada o ser vendida a grandes consumidores. Los proyectos deben cumplir procedimientos y requisitos establecidos por el Ministerio Rector y la ARCERNNR.

Igualmente establece que las empresas distribuidoras eléctricas deben considerar en su planificación tanto las centrales de generación distribuida (CGDs) y sistemas de generación distribuida autónoma (SGDAs) actuales como futuras, y las tendencias de crecimiento en generación distribuida y almacenamiento de energía. Además, deben identificar proyectos de generación distribuida que mejoren la confiabilidad, seguridad y eficiencia del sistema eléctrico. Estos proyectos, sujetos a estudios técnicos y ambientales, pueden ser desarrollados por diversas entidades y deben ser considerados en la planificación sectorial del Ministerio Rector.

2.1.1.5. Problemas Asociados Al Acceso A La Red, Medición Y Despacho

Los aspectos de acceso, medición y despacho son de vital importancia para evaluar la viabilidad de la generación distribuida (GD) en cuanto a su integración a la red eléctrica, y también para determinar los métodos de medición y pago por ese acceso. La normativa ecuatoriana garantiza el acceso abierto a la red eléctrica, pero en la actualidad, los costos relacionados con la GD continúan siendo motivo de discusión [33].

Los usuarios de generación distribuida (GD) que eligen conectarse a la red eléctrica a menudo sienten que el costo asociado a esta conexión es demasiado alto, mientras que las empresas de transmisión y distribución consideran que sus costos no son cubiertos de manera adecuada. Esto se debe a que los usuarios de GD utilizan tanto el sistema de transmisión

como el de distribución de manera distinta, ya sea para suministrar energía de respaldo o como una fuente adicional de generación [33].

El ente regulador establece una tarifa residencial para voltajes de suministro inferiores a 600 V en el punto de entrega, que se aplica a todos los consumidores de la categoría residencial, independientemente del tamaño de su carga conectada [33].

Las empresas eléctricas deben tener en cuenta diversos aspectos para cubrir los costos asociados a la transmisión y distribución de energía, así como para garantizar la confiabilidad del sistema y llevar a cabo estudios de expansión. Entre los pagos comunes que cubren estos costos se encuentran: Los cargos por demanda en espera (standby), los cuales comprenden los gastos asociados al sistema de respaldo requerido para atender salidas no programadas, como emergencias o situaciones imprevistas que demandan una respuesta inmediata. Estos cargos incluyen los servicios suplementarios que se requieren cuando el sistema de generación distribuida (GD) no tiene la capacidad suficiente para satisfacer plenamente las necesidades del consumidor. En estas situaciones, es necesario contar con recursos adicionales para garantizar un suministro de energía continuo y confiable [33].

2.1.2. Flexibilidad operativa

2.1.2.1. Concepto de Flexibilidad Operativa

La flexibilidad operativa en los sistemas de energía es un término que puede referirse a varias cosas, como la capacidad de respuesta rápida de ciertas unidades de generación o el grado de eficiencia y robustez de una configuración del mercado de energía. Así pues, la flexibilidad en un sistema eléctrico se ha abordado como: la capacidad de un sistema para utilizar sus recursos y responder a cambios en la carga neta; Para expresar hasta qué punto un sistema de energía puede ajustar su producción y consumo de electricidad en respuesta a la variabilidad, ya sea esperada o no; y desde una perspectiva operativa como el potencial para desplegar capacidad dentro de un marco de tiempo específico para responder a los cambios en la carga neta [34]. Tanto la investigación académica como los informes de la industria están adentrándose en este campo y buscan determinar o evaluar la flexibilidad en la operación y planificación de los sistemas de energía.

En este trabajo de titulación y con el propósito de cumplir con los objetivos planteados, dentro de lo que se aborda como flexibilidad operativa, se enfocará en la capacidad técnica de las unidades individuales de generación en un sistema eléctrico para modular la entrada y salida de energía en la red. Esta flexibilidad se caracteriza y clasifica en métricas específicas que serán descritas más adelante [29] [34].

Según esta definición, la flexibilidad operativa disponible de un sistema eléctrico es la flexibilidad combinada que el conjunto de todas las unidades individuales del sistema eléctrico en una zona geográficamente confinada puede proporcionar en cada paso temporal durante la planificación operativa [35].

Dentro de este modelo, la flexibilidad operativa también engloba la capacidad técnica de un operador de red para modular las entradas y salidas de energía a escala global, es decir, para lograr el equilibrio energético. Además, permite controlar los flujos de energía mediante la modulación de las entradas y salidas de energía en nodos específicos de la red. Esto es esencial para garantizar una operación segura y eficiente del sistema eléctrico [35]. La flexibilidad operativa puede manifestarse de diversas formas en las centrales eléctricas. Por ejemplo, una central térmica con capacidad de almacenamiento de combustible tiene la capacidad de aumentar rápidamente su producción de electricidad cuando sea necesario. Por otro lado, una central hidroeléctrica puede ajustar su capacidad de almacenamiento según el nivel del agua en la presa, lo que le permite aumentar o disminuir su almacenamiento de energía. Estos son solo ejemplos de cómo la flexibilidad operativa puede ser aprovechada por diferentes tipos de unidades de generación [29].

Este fenómeno también es evidente en los sistemas eléctricos, donde contar con una capacidad de reserva en exceso no asegura necesariamente la seguridad del sistema, especialmente en escenarios con una penetración significativa de energías renovables. En este caso, es igualmente importante que esta capacidad sea lo suficientemente "flexible" como para poder ser desplegada de manera oportuna y eficiente [36].

2.1.2.2. Importancia de la Flexibilidad Operativa en la integración de DERs

Desde la perspectiva de flexibilidad operativa, se pueden reinterpretar múltiples tipos de problemas de control operativo bajo lo que sería un marco unificado. Uno de estos problemas operativos, que se aborda bajo la visión de la flexibilidad operativa, es la adaptación del sistema eléctrico ante cambios en la demanda de energía. Específicamente, en el contexto de una mayor integración de fuentes de energía renovable, la flexibilidad operativa adquiere

una importancia aún mayor debido a la naturaleza impredecible de estas fuentes y su dependencia de factores climáticos [36].

Asimismo, en el contexto de mejorar la flexibilidad operativa de un sistema eléctrico, es esencial enfocarse en la mejora de las previsiones de generación variable provenientes de las fuentes de energía renovable distribuida (DERs). Al mejorar la precisión de estas previsiones, se reduce la necesidad de contar con una gran capacidad de reserva de control que simplemente funciona como respaldo ante las incertidumbres asociadas a la generación de DERs. Así el empleo de este concepto permite gestionar de manera más efectiva la integración de fuentes de generación distribuida y de energía renovable, tanto desde la perspectiva del sistema eléctrico en su conjunto como desde las unidades de generación que se conectan a esta [29].

La política actual de instalación de recursos energéticos distribuidos (DER) se ha centrado en la conexión más que en la integración; es decir, la norma es que los DER se han instalado con un enfoque de "encajar y olvidar", basado en el legado de una red de distribución pasiva (sistema compuesto principalmente por componentes pasivos, como cables y transformadores sin la intervención activa de dispositivos de control o regulación) [37].

Sin embargo, en los sistemas eléctricos con una proporción importante de DER, la inyección fluctuante de electricidad ya no se entiende simplemente como una perturbación en la red y como un fenómeno intrínsecamente incontrolable, siendo posible controlar la alimentación fluctuante de electricidad de DER. Para alcanzar este objetivo es necesario esquemas de gestión de la red actualizados y posiblemente nuevos [29].

Un sistema de energía debe ser flexible en sus recursos, operación y planificación para permitir la integración de mayores objetivos de DERs. Cuanto más flexible sea un sistema de energía, más variabilidad e incertidumbre podrá manejar y se podrán lograr niveles más altos de DERs. Para lograr esto, es necesario diversificar los recursos disponibles en el sistema de energía, de manera que presenten diversas características de flexibilidad y costos asociados, como se plantea en [38]. El desafío radica en cómo gestionar y optimizar este potencial de flexibilidad de acuerdo con las necesidades del sistema de la manera más económica.

Los operadores del sistema deben programar recursos de flexibilidad suficientes para cumplir continuamente con los requisitos de flexibilidad. Las prácticas operativas más eficientes son aquellas que maximizan la cantidad de flexibilidad disponible al tiempo que minimizan los costos. Si no se tienen en cuenta los aspectos operativos, desde un punto de vista de planificación, el sistema podría parecer tener suficiente flexibilidad, pero en la práctica no se puede acceder a ella cuando se necesita. La pregunta radica en qué tipos de herramientas

de modelado adicionales y métricas podrían ser necesarias más allá de las prácticas actuales para garantizar que los requisitos de flexibilidad que resultan de la generación variable se capturen adecuadamente en los estudios de planificación del sistema [39].

En la aplicación práctica de la flexibilidad operativa, Peng Li et al. en [36] exploran la importancia de su visualización para los operadores de sistemas eléctricos. Esta idea se fundamenta en la capacidad que brinda la visualización y comprensión de la flexibilidad operativa, permitiendo a los operadores tomar decisiones informadas y estratégicas para optimizar el funcionamiento del sistema eléctrico. Al tener una representación visual de la flexibilidad operativa, los operadores pueden identificar rápidamente las áreas y momentos donde se requiere una mayor capacidad de ajuste y donde existen recursos flexibles disponibles [36].

2.1.2.3. Fuentes de Flexibilidad Operativa [29]

Existen varias fuentes de flexibilidad operativa en los sistemas eléctricos los cuales pueden diferenciarse en base a su comportamiento, por ejemplo, en la figura 2.2 se establecen las fuentes de flexibilidad y se describe su nivel de controlabilidad, bajo esta premisa las fuentes de flexibilidad disponibles son las siguientes:

- Generación convencional, en forma de plantas de energía convencionales que responden dinámica y rápidamente, como turbinas de gas.
- Almacenamiento, en forma de capacidad de almacenamiento estacionario, como almacenamiento de energía basado en hidroeléctricas, o capacidades de almacenamiento variables en el tiempo, como las baterías de los vehículos eléctricos.
- Demanda de carga, es decir, mediante la adaptación de la curva de demanda de carga mediante esquemas DSP (Demand Side Participation) que trata de un enfoque en el que los consumidores de energía pueden participar activamente en la gestión de su consumo para equilibrar la oferta y la demanda de energía en el sistema eléctrico.
- Unidades de energía renovable (RES), es decir, reduciendo directamente una parte de la inyección fluctuante de energía de unidades de energía eólica y fotovoltaica.

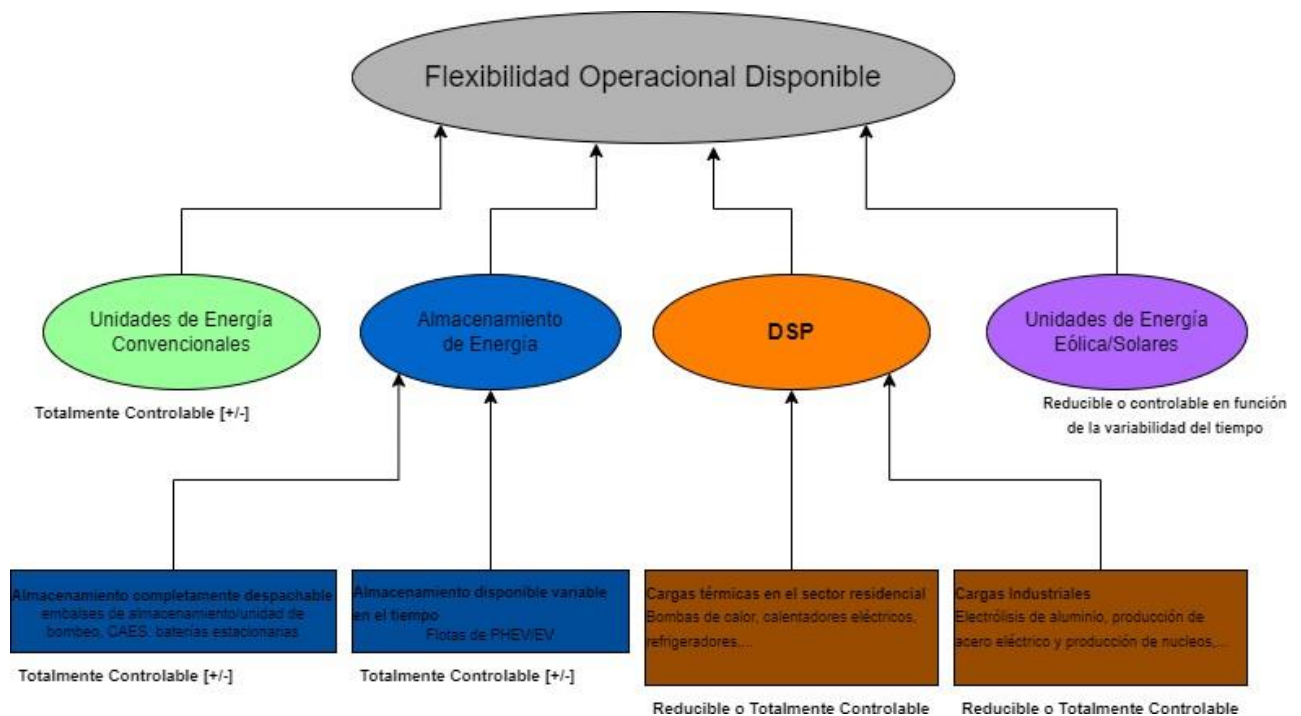


Figura 2.2 Fuentes de Flexibilidad Operativa [29]

2.1.2.4. Métricas para la representación de Flexibilidad Operativa [29]

En esta sección se exploran las métricas de flexibilidad operativa que juegan un papel fundamental en la evaluación y cuantificación de la capacidad de respuesta de un sistema energético. En la academia se han realizado diversos esfuerzos para desarrollar métricas que permitan medir la flexibilidad de manera precisa y efectiva, sin embargo, es importante destacar que estas métricas varían según el enfoque particular o el parámetro específico que cada estudio busca aplicar a la flexibilidad dentro del sistema eléctrico.

En [29], se propone un enfoque para integrar diferentes parámetros provenientes de las unidades de generación de un sistema de energía, con el objetivo de construir una visualización multidimensional de la flexibilidad operativa de dicho sistema. Antes de abordar estas representaciones, es necesario describir las métricas que conforman los ejes de espacio multidimensional, así como los aspectos que representan.

En Makarov et al. en [40] se han caracterizado las siguientes métricas que han servido de base en [29] para la evaluación de la flexibilidad operativa necesaria de los sistemas de energía:

- Capacidad de energía, representada por el símbolo “ π ” en [MW] que describe la regulación ascendente/descendente de potencia de la unidad de generación.

- Tasa de rampa de potencia, representada por el símbolo “ ρ ” en [MW/min] para describir la aceleración/desaceleración de potencia suministrada por la unidad.
- Almacenamiento de energía, representada por “ ϵ ” en [MWh], es decir, variación de potencia a lo largo del tiempo que es capaz de suministrar o almacenar la unidad de generación.
- Duración de la rampa, representada por “ δ ” en [min.] relacionada con la duración de análisis de estudio de la unidad.

La métrica δ , vinculada al tiempo, intrínsecamente tiene influencia en el parámetro de rampa de potencia ρ . Por ello, su uso se puede obviar, centrándonos solo en las tres primeras métricas. El uso de estas tres métricas de flexibilidad en lugar de una sola permite una representación más precisa y completa de la flexibilidad de una unidad en un intervalo de tiempo.

La figura 2.3 ilustra cómo estas métricas de flexibilidad desempeñan un papel crucial en la modulación del punto de operación de una unidad y, por ende, en el flujo de energía relativo hacia la red (> 0) y fuera de la red (< 0).

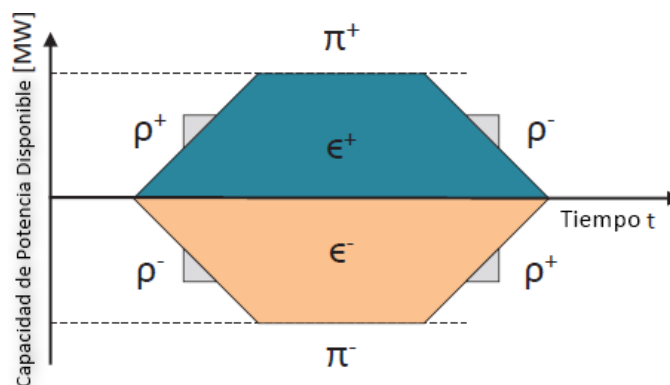


Figura 2.3 Métricas de Flexibilidad Operativa en Sistemas de Energía [29]

Aquí, la flexibilidad operativa corresponde al conjunto de todos los posibles puntos de operación, es decir, el conjunto de posibilidades, que están limitados por la máxima capacidad de flexibilidad, dicho de otro modo, las tres métricas $\rho^+ \rho^- \pi^+ \pi^- \epsilon^+ \epsilon^-$. Es importante tener en cuenta las restricciones operativas, como las restricciones de rampa mínima/máxima (ρ), potencia mínima/máxima (π) y energía mínima/máxima (ϵ), de las unidades individuales del sistema de energía al evaluar su flexibilidad operativa.

En el caso de las unidades de carga, la dinámica es similar, pero con enfoque en la modulación de extracción de energía en lugar de la inyección de energía.

Una característica intrigante es la estrecha relación entre los términos métricos ρ , π y ϵ a través de operaciones de integración y diferenciación en el dominio del tiempo. La interacción de estas métricas individuales exhibe claramente una dinámica de doble integrador: la energía es el resultado de integrar la potencia, que a su vez es el resultado de integrar la tasa de rampa de potencia. Debido a su conexión temporal, estas tres métricas forman una trinidad de flexibilidad en la operación del sistema de energía

Tabla 2.1 Interacción entre Métricas de Flexibilidad Operativa

Rampa de Potencia [MW/min]		Potencia [MW]		Energía [MWh]
ρ	$\int dt$	π	dt	ϵ
	\Leftrightarrow	\int	\Leftrightarrow	
ρ	$\frac{d}{dt}$	$\pi = \rho \cdot t$	$\frac{d}{c}$	$\epsilon = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot t^2$

Una vez definidas estas métricas de flexibilidad y la interconexión causal entre ellas, ahora es posible evaluar la flexibilidad operativa disponible de una unidad individual de sistema de energía y de sistemas de energía completos. Por lo que el concepto de la flexibilidad operativa adquiere una gran importancia si analizamos a un conjunto de 'N' elementos distribuidos, por ejemplo, en una microrred en donde tenemos unidades de distintas tecnologías y, por lo tanto, diferentes métricas de potencia, rampa y energía.

Además, si las características de cada uno de los recursos energéticos distribuidos se representan como un conjunto de valores estáticos invariables en el tiempo, como desviaciones de potencia, tasas de rampa, etc., entonces se pueden utilizar métodos derivados de la teoría de conjuntos para representar la flexibilidad agregada [41].

2.1.2.5. Flexibilidad Operativa Disponible y Requerida [29]

Existen dos aspectos de la flexibilidad operativa en los sistemas eléctricos. Por un lado, está la flexibilidad operacional requerida que los operadores del sistema deben ser capaces de afrontar. Por otro lado, está la flexibilidad operativa disponible que los operadores del sistema pueden obtener a partir de diversas fuentes de flexibilidad conectadas al sistema.

En términos generales, la flexibilidad operativa es requerida para compensar variaciones en la planificación y las perturbaciones derivadas de la demanda, así como de las unidades de

generación convencionales y renovables. Además, también es esencial para abordar cualquier tipo de interrupción que pueda generar desequilibrios en la potencia y el flujo de energía.

El estudio original de Makarov et al., se enfocó en medir la flexibilidad operativa requerida para amortiguar la incertidumbre asociada con la alta penetración de energía eólica [40]. Para esto, se emplearon escenarios probabilísticos de peor caso a fin de representar los posibles desequilibrios en la generación de energía eólica. Después, se cuantificaron los requerimientos de flexibilidad utilizando las tres métricas establecidas previamente.

La figura 2.4 ilustra un ejemplo de este tipo de análisis, mostrando la flexibilidad necesaria en sistemas de energía para permitir a los operadores restablecer el equilibrio ante perturbaciones en la generación de energía.

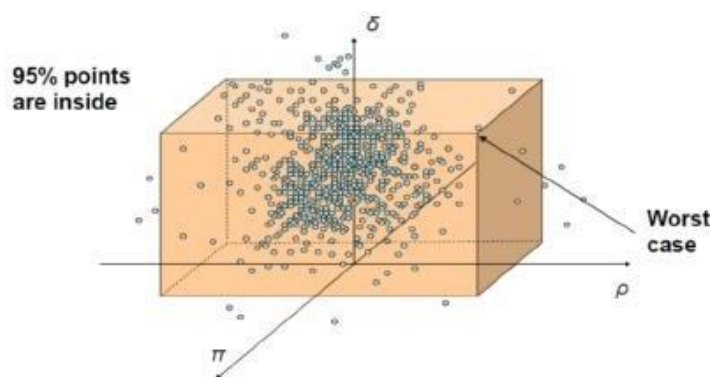


Figura 2.4 Métricas de capacidad, rampa y duración en Flexibilidad Requerida [40].

La flexibilidad operativa disponible que puede proporcionar una unidad conectada al sistema eléctrico depende de su capacidad para modular su producción de energía en el caso de una unidad de generación, o su consumo de energía en caso de una unidad de consumo, o ambas funciones si se trata de una unidad de almacenamiento bidireccional.

La determinación del tipo de flexibilidad (ρ , π y/o δ) y la cantidad efectiva que la unidad puede brindar están condicionadas por las restricciones operativas de la unidad y su punto de operación nominal en un instante de tiempo k . Así, el tipo de flexibilidad operativa que puede proporcionar está determinado por las características particulares de la unidad del sistema eléctrico en cuestión.

Exactamente, la relación entre la flexibilidad operativa requerida, evaluada mediante escenarios probabilísticos del peor caso, y la flexibilidad operativa disponible, determinada por la capacidad y restricciones de las unidades del sistema eléctrico disponibles, es clara y directa.

3. Metodología y Herramientas

Un entorno de simulación estructurado puede proporcionar el contexto necesario para el desarrollo experimental y la evaluación sistemática de nuevas estrategias de operación adaptadas a futuros escenarios, incluyendo un marco para evaluar su rendimiento de control [29].

3.1.1. Descripción de Análisis

El proceso para obtener y evaluar un modelado de la flexibilidad operativa disponible de un sistema eléctrico conformado por varias unidades de generación individuales se describe en la figura 3.1. Cada una de las acciones que se realiza durante este proceso de evaluación se describe a continuación.

- Caracterización de las Unidades de Generación

El primer paso consiste en identificar las características de cada unidad de generación que forman parte del sistema. Esto implica comprender cómo actúan estas unidades en relación con las tres métricas planteadas para la flexibilidad operativa. Para comprender estas características, se examinan datos históricos, especificaciones técnicas y documentación proporcionada por los fabricantes de las unidades de generación.

En [29] se presenta una clasificación completamente cualitativa que evalúa que tan idóneo es un tipo específico de unidad de sistema de energía para proporcionar una de las tres métricas de flexibilidad. Esta clasificación se aplica a una lista corta de diferentes tipos de unidades de generación, carga y almacenamiento. Este tipo de análisis se puede realizar para todo el conjunto de unidades de energía que se va a analizar.

Tabla 3.1 Tabla de Idoneidad por métrica de Flexibilidad Operativa [29]

Unidad de Sistema de Energía	Rampa ρ	Potencia π	Energía ϵ
Unidad Hidroeléctrica de Bombeo	++	++	++
Embalse de Almacenamiento (carga parcial)	++	++	++++
Batería (Li-Ion)	+++	+	+
Supercondensador (Super Cap)	+++	-	- - -
Planta de Carbón (carga parcial)	-	++	+++
Planta de Gas (carga parcial)	+	++	+++
Cargas Térmicas (Bombas de Calor)	++/+++	++	+
Almacenamiento Químico (H ₂ /CH ₄)	-	++	+++

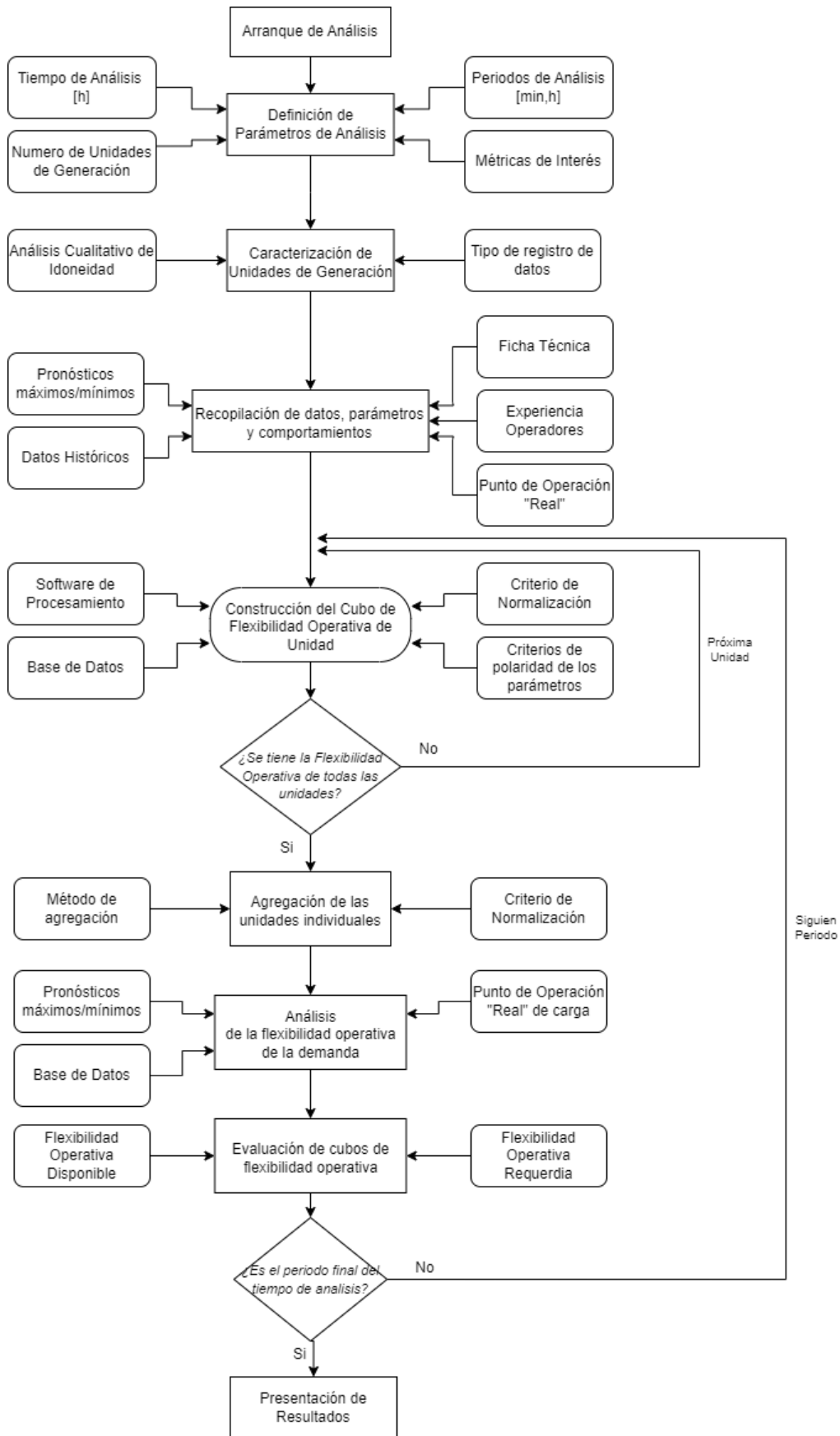


Figura 3.1 Proceso de Evaluación de Flexibilidad Operativa (ilustración propia)

- Recopilación de datos de parámetros y comportamientos

Una vez identificadas las características de las unidades de generación, se debe establecer cómo se recopilarán los datos de los parámetros relevantes. Esto puede implicar establecer límites máximos y mínimos para ciertos parámetros o basarse en pronósticos de comportamiento provistos por los operadores de dichas unidades.

- Construcción del Cubo de Flexibilidad Operativa

Utilizando las métricas de flexibilidad y los datos recopilados, se construye el "cubo de flexibilidad operativa" para cada unidad de generación en un espacio de tres ejes. Cada eje corresponde a una de las métricas establecidas. Esta representación gráfica se conoce como el "cubo de flexibilidad operativa" de cada unidad (figura 3.2), cada eje del cubo corresponde a una métrica específica, y los valores en cada punto del cubo indican la flexibilidad operativa en esa combinación particular de métricas.

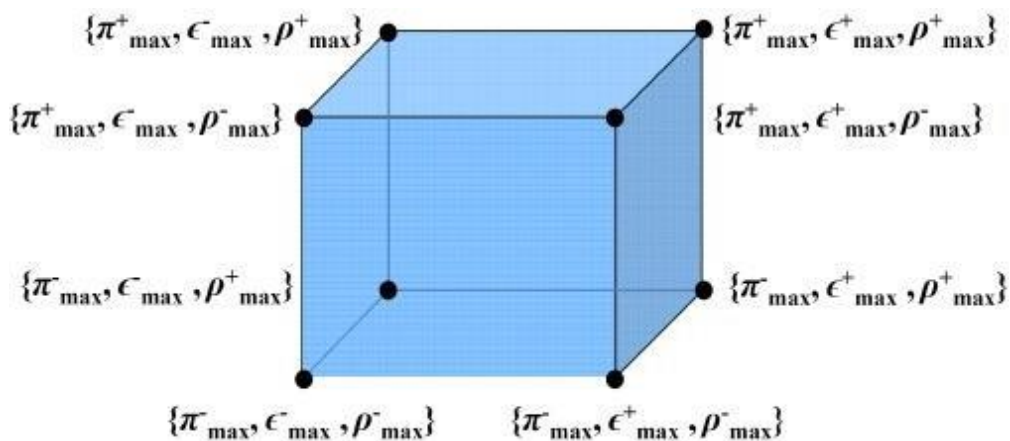


Figura 3.2 Cubo de Flexibilidad Operativa Disponible de unidad genérica [29].

- Agregación de unidades individuales

Después de obtener el cubo de flexibilidad operativa de cada unidad de generación, se debe utilizar un método de agregación para calcular la flexibilidad operativa del sistema en su conjunto. Uno de los enfoques comunes es la suma de Minkowski, que permite combinar las contribuciones de cada unidad de generación en función de sus cubos de flexibilidad. Esta agregación que se representa de manera simplificada en la figura 3.3 considera la flexibilidad individual de cada unidad y su contribución en el sistema para la flexibilidad operativa disponible.

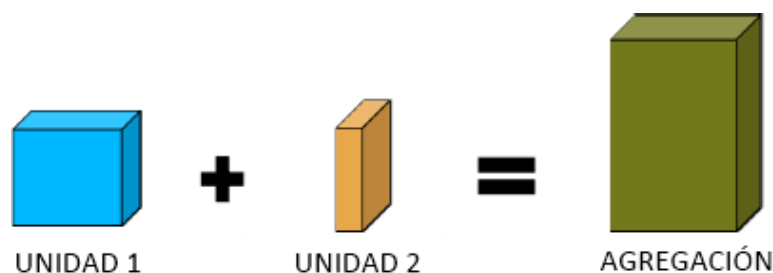


Figura 3.3 Agregación de Flexibilidad Operativa (Simplificado) [29]

- Análisis de la flexibilidad operativa de la demanda

El siguiente paso es realizar el mismo proceso de identificación y cuantificación de los parámetros de flexibilidad operativa, pero enfocado en la demanda del sistema. Se deben describir los valores o suposiciones para cada una de las tres métricas planteadas para la flexibilidad operativa de la carga, para finalmente construir el cubo que corresponde a la flexibilidad operativa requerida por la carga en el sistema.

- Evaluación de cubos de flexibilidad operativa

Al tener la flexibilidad operativa disponible del conjunto de unidades de generación individuales y la flexibilidad operativa requerida por la carga del sistema, se deben comparar los dos cubos de flexibilidad operativa en un espacio de visualización tridimensional. Si el cubo de flexibilidad requerida se encuentra completamente contenido dentro del cubo de flexibilidad agregada como se ve en la figura 3.4, se puede afirmar que el sistema tiene suficiente capacidad de respuesta y ajuste para satisfacer la demanda. Por el contrario, si hay áreas donde el cubo de flexibilidad requerida excede el cubo de flexibilidad agregada, se identifica qué criterio de flexibilidad el sistema es incapaz de satisfacer, lo que permite identificar posibles problemas y áreas de mejora.

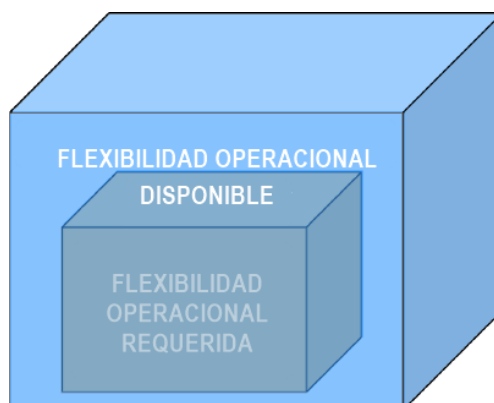


Figura 3.4 Criterio de aceptación para Flexibilidad Operacional suficiente [29].

Al entender y evaluar la flexibilidad operativa, se puede tomar decisiones informadas para mejorar la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

3.1.2. Modelado de flexibilidad para unidades energéticas

Este sub-proceso comienza con la recopilación de datos operativos y de desempeño de cada unidad de generación que conforma el sistema eléctrico. Estos datos son organizados y preparados en hojas de cálculo de Excel. Cada unidad de generación tiene una hoja dedicada en la que se ingresan los datos específicos requeridos para el modelado de flexibilidad operativa, como curvas de generación, límites operativos y tiempos de respuesta.

Con los modelos ajustados, se representa el cubo de flexibilidad operativa de cada unidad individual. Cada eje del cubo representa una de las métricas de flexibilidad y la posición en el espacio indica la capacidad de la unidad para responder en diferentes condiciones operativas. Utilizando bibliotecas de visualización en Python, se generan gráficos que muestran cómo se comporta cada unidad respecto a las métricas definidas.

3.1.3. Suma de Minkowski como herramienta de agregación

En este apartado, se describe el uso de la suma de Minkowski como herramienta de agregación para combinar las flexibilidades operativas individuales de las unidades energéticas, como parte del proceso de modelado de la flexibilidad del sistema eléctrico. La suma de Minkowski es un método que permite considerar la interacción y contribución

conjunta de las unidades, teniendo en cuenta las distintas capacidades de respuesta y adaptabilidad que cada una aporta.

La suma de Minkowski es una operación matemática que combina varios vectores en un nuevo vector resultante. En el contexto del modelado de la flexibilidad, los vectores representan las capacidades de flexibilidad operativa de las unidades individuales en términos de las métricas definidas. Esta suma permite tener en cuenta las diferencias entre las unidades y su efecto conjunto en la flexibilidad operativa del sistema. En la figura 3.5 se puede observar dicha suma entre dos puntos en un plano [42].

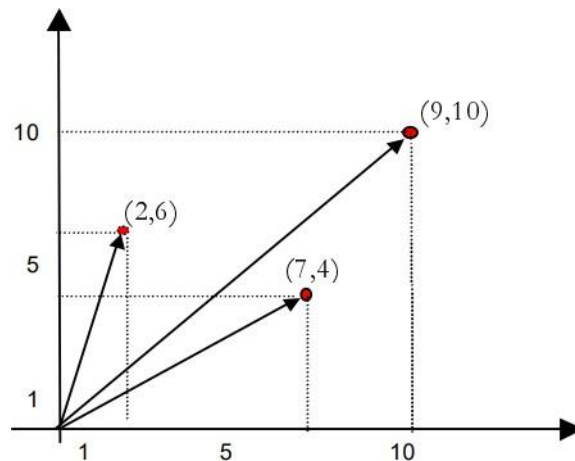


Figura 3.5 Suma de Minkowski entre dos puntos [42].

Se puede extender la definición de suma de Minkowski a polígonos convexos, dado que estos últimos representan un conjunto de puntos en el plano. En este caso teniendo dos polígonos convexos P y Q, para todos los vértices de P y Q se arman pares de vértices, uno de P y otro de Q.

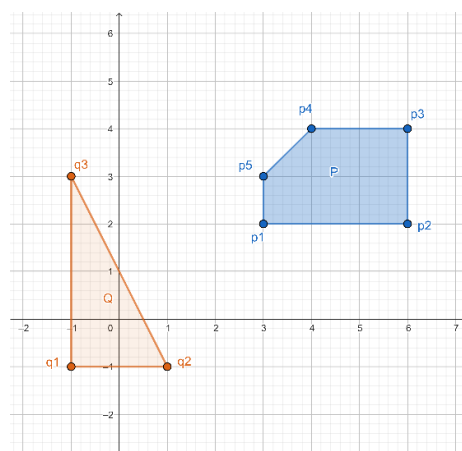


Figura 3.6 Polígonos Convexos (ilustración propia)

Se calcula la suma de sus coordenadas como en la figura 3.7, obteniendo $n \times m$ puntos candidatos para los vértices del polígono resultante representados por $P \oplus Q$.

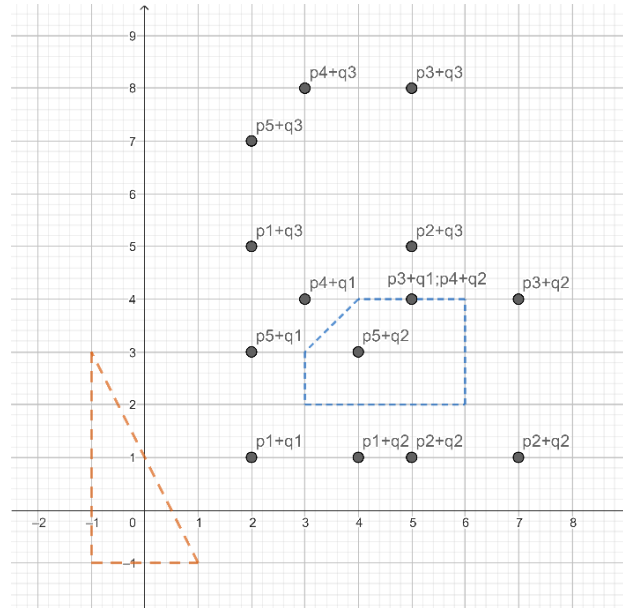


Figura 3.7 Puntos candidatos de operación entre polígonos convexos (ilustración propia)

Luego, de este conjunto de vértices candidatos se calcula el cierre convexo de esos puntos (figura 3.8) y se obtiene un nuevo polígono que es la suma de Minkowski de P y Q (figura 3.9) [43].

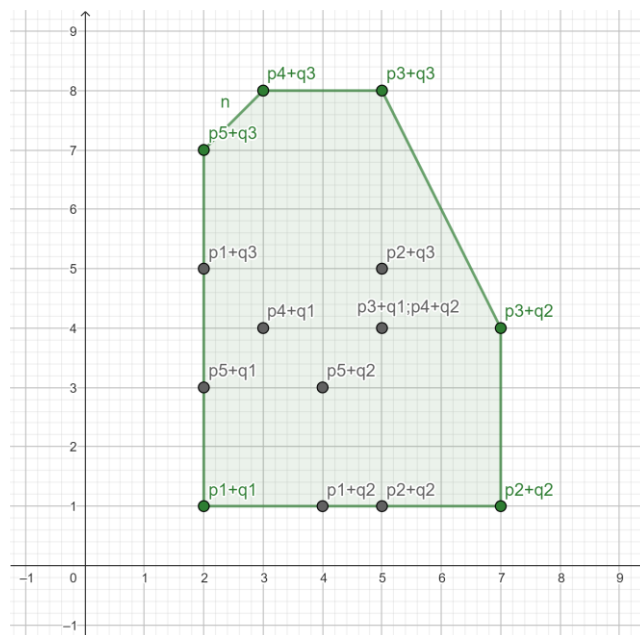


Figura 3.8 Cierre convexo de puntos candidatos (ilustración propia)

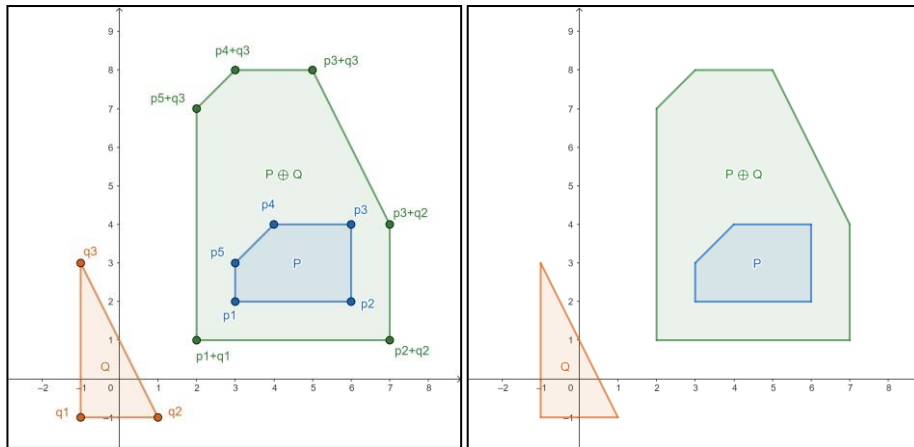


Figura 3.9 Resultado de Suma de Minkowski (ilustración propia)

En este contexto, el resultado de la suma de Minkowski es un nuevo vector que representa la flexibilidad operativa del sistema como un todo. Este vector resultante se presenta como el conjunto de unidades de generación, considerando sus distintas capacidades de respuesta y adaptabilidad.

Antes de aplicar la suma de Minkowski, se deben normalizar los valores de las métricas de flexibilidad operativa de las unidades para asegurar que todas las magnitudes se encuentren en una misma escala. Esto garantiza una ponderación adecuada de las contribuciones de cada unidad al resultado final de la agregación. Para ello, los datos de flexibilidad se ajustan a un rango estándar o se normalizan mediante técnicas como la normalización min-max.

3.1.4. Agregación de un conjunto de dispositivos individuales

La agregación de la flexibilidad operativa es un paso crucial en el modelado del sistema eléctrico, ya que permite considerar el comportamiento conjunto de múltiples unidades de generación individuales para evaluar su capacidad de respuesta frente a cambios en la demanda y condiciones operativas.

La suma de Minkowski es empleada como una herramienta de agregación efectiva para integrar los cubos de flexibilidad operativa de las unidades energéticas individuales.

El resultado de la suma de Minkowski es un nuevo cubo de flexibilidad operativa que representa la capacidad de respuesta y adaptabilidad del sistema eléctrico como un todo, considerando las contribuciones combinadas de las unidades individuales. Se explicará cómo

interpretar este cubo agregado y cómo su análisis proporciona una visión más amplia de la flexibilidad global del sistema.

3.1.5. Algoritmo de evaluación

El algoritmo a emplear será realizado en Python con integración en Excel y seguirá la siguiente lógica:

Se toman los datos ingresados desde un formato de Excel que contiene los valores fijos o pronósticos máximos y mínimos del nivel de potencia de las unidades de generación para cada hora del día durante un período de 24 horas. También se considerarán los valores de rampa de potencia y almacenamiento de energía para cada hora del día, que pueden ser constantes o variables según la unidad de generación y su comportamiento.

Con base en estos datos, se procesa y grafica en un espacio tridimensional la flexibilidad operativa de cada unidad individual como se presenta en la figura 3.10, tomando como punto de referencia la potencia real inyectada por la unidad de generación y los otros dos criterios asociados a este nivel de potencia.



Figura 3.10 Paso de análisis de flexibilidad operativa de cada unidad de generación [49]

Luego, se empleará la suma de Minkowski como una herramienta de agregación para combinar los valores de cada criterio en todas las combinaciones de parámetros $([\rho, \pi, \epsilon])$ de cada vértice de la figura tridimensional. De esta manera, se obtendrá el cubo de flexibilidad operativa disponible para el conjunto de unidades de generación que se están analizando (figura 3.11).

Obtención de Flexibilidad Operativa Disponible agregada de un conjunto de DERs

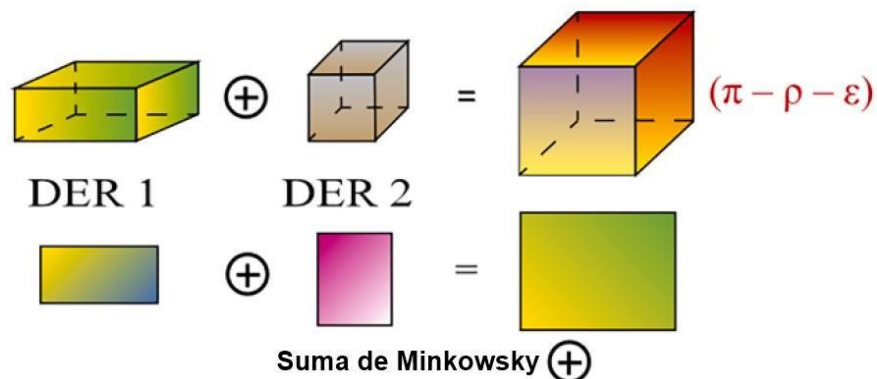


Figura 3.11 Flexibilidad Operativa Disponible producto de operación de agregación [49]

Simultáneamente, en el mismo formato de Excel, se ingresarán los pronósticos máximos y mínimos del nivel de potencia de la demanda de energía del sistema al que están conectadas las unidades de generación individuales, y los valores de los otros dos parámetros se asignarán basados en cálculos y suposiciones, ya que los tres criterios están interrelacionados.

Se procederá a construir el cubo de flexibilidad de la carga con referencia a una potencia específica de demanda, el cual se visualizará en un espacio similar en distribución y dimensiones de la flexibilidad operativa disponible.

Obtención de la Flexibilidad Operativa Requerida

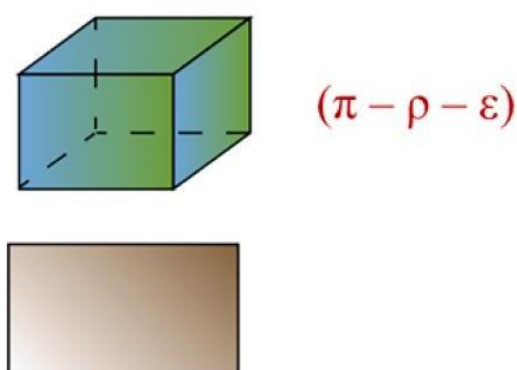


Figura 3.12 Flexibilidad Operativa Requerida [49]

Para concluir, se realizará la visualización gráfica de ambos cubos, colocándolos en un mismo espacio para facilitar la comparación de los valores de los tres parámetros. Esto permitirá verificar que no se incumple ninguno de los criterios establecidos.

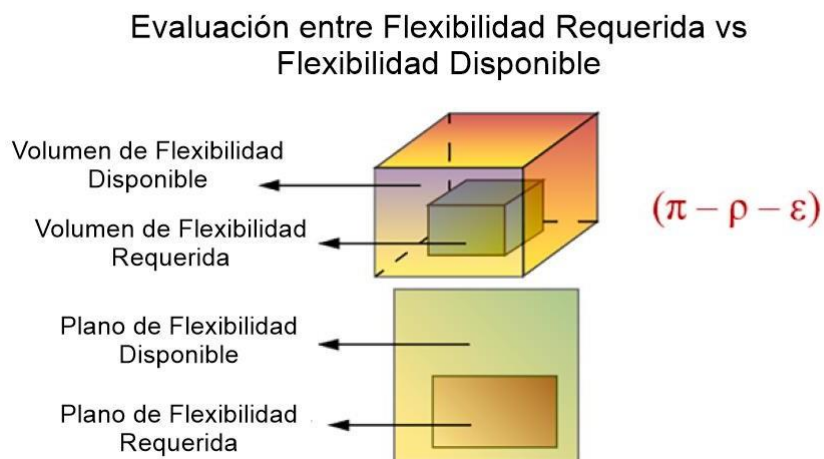


Figura 3.13 Evaluación de Flexibilidad Requerida contra Disponible [49]

Todas las simulaciones y análisis se realizarán para cada hora del período considerado, generando resultados para cada unidad de generación y demanda de energía en ese intervalo. Estos resultados se registrarán y presentarán de manera organizada en un archivo de Excel de una manera similar a la figura 3.14, lo que facilitará su acceso y análisis por parte de los usuarios, permitiéndoles tomar decisiones informadas sobre la flexibilidad operativa del sistema en diferentes escenarios horarios.

Tabla 3.2 Resultados de análisis de flexibilidad operativa en cada intervalo de tiempo

	Consolidado			Resultados
	Rampa	Energía	Potencia	Análisis
-1			5	
0-1	8	4	4	
1-2	4	6	6	
2-3	18	15	15	
3-4	-6	12	12	
4-5	0	12	12	
5-6	12	18	18	
6-7	-36	0		Análisis7
7-8	0	0		Análisis8
8-9	0	0		Análisis9
9-10	0	0		Análisis10
10-11	0	0		Análisis11
11-12	0	0		Análisis12
12-13	0	0		Análisis13
13-14	0	0		Análisis14
14-15	0	0		Análisis15
15-16	0	0		Análisis16
16-17	0	0		Análisis17
17-18	0	0		Análisis18
18-19	0	0		Análisis19
19-20	0	0		Análisis20
20-21	0	0		Análisis21
21-22	0	0		Análisis22
22-23	0	0		Análisis23
23-24	0	0		Análisis24

3.1.6. Software OpenDSS [44]

OpenDSS es una herramienta de simulación comprensiva para sistemas de distribución eléctrica de empresas de servicios públicos. Es una implementación de código abierto del DSS, disponible tanto como un programa ejecutable independiente como un DLL de COM, diseñado para ser operado desde una variedad de plataformas de software existentes.



Figura 3.14 Logotipo de software de simulación OpenDSS [44]

Los objetivos de diseño para OpenDSS incluyeron el desarrollo de un lenguaje de descripción de circuitos orientado a objetos para minimizar el esfuerzo de conversión de los datos del sistema de distribución recibidos de los centros de operación. Otra meta era superar las limitaciones de los programas basados en ventanas mediante un enfoque fundamentalmente impulsado por scripts, permitiendo una mayor adaptabilidad en el análisis de sistemas de

distribución. Además, se buscaba una herramienta que pudiera modelar simultáneamente varias subestaciones y los circuitos de distribución entre ellas, capturando así el valor dependiente del tiempo y la ubicación de la generación distribuida.

OpenDSS es un simulador integral de sistemas eléctricos para sistemas de distribución de servicios públicos. Diseñado originalmente para admitir análisis de generación distribuida, también soporta análisis de eficiencia energética de entrega de energía y análisis de armónicos. Es expandible indefinidamente, lo que lo hace adaptable a necesidades futuras. Su capacidad para realizar flujos de carga en sistemas de distribución radial y en red (mallados) lo distingue de otros programas por ejemplo en la figura 3.16 se observa el diagrama unifilar producto de la simulación del Test Feeder de 123 nodos de la IEEE.

Este software no tiene tipos especiales de barras, permitiendo conexiones de elementos de circuito flexibles. Esta característica, junto con su capacidad para modelar una variedad de configuraciones de circuitos, lo hace excepcionalmente adaptable y potente para estudios de generación distribuida. Además, su herencia está más cerca de un programa de análisis de flujos armónicos o incluso un programa de dinámicas que un programa típico de flujo de carga, lo que le otorga gran flexibilidad de modelado.

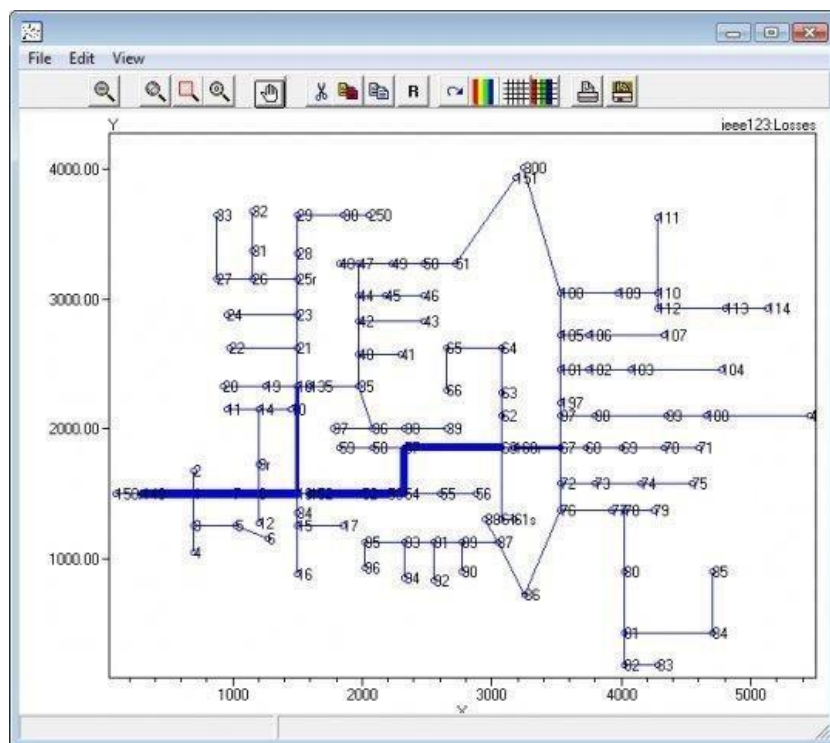


Figura 3.15 Gráfico circuito de prueba de 123 Nodos de la IEEE [44]

3.6.1 Modelado y Simulación

OpenDSS permite modelar sistemas de distribución de energía eléctrica con gran detalle. La flexibilidad en la descripción del circuito permite a los usuarios adaptar el modelo a una amplia gama de escenarios de distribución, incluyendo situaciones con generación distribuida y configuraciones de circuitos inusuales. La capacidad de OpenDSS para modelar simultáneamente varias subestaciones y los circuitos de distribución entre ellas es particularmente valiosa para la planificación y análisis de la distribución.

Para el proceso de simulación OpenDSS toma en cuenta los siguientes criterios:

- *Representación del Sistema:* En OpenDSS, cada elemento del sistema se representa mediante una matriz de admitancia nodal "primitiva" (Y). Esta representación es esencial para resolver el sistema de ecuaciones que representa el circuito de distribución. La utilización de solucionadores de matrices dispersas, similares a los que se encuentran en programas como MATLAB, facilita este proceso. Esta técnica es especialmente importante para modelar comportamientos no lineales de algunos dispositivos, como ciertos modelos de carga, a través de inyecciones de corriente.
- *Modos de Solución:* OpenDSS ejecuta el flujo de potencia en numerosos modos de solución, incluyendo modos Snapshot, Diario, Anual, Monte Carlo, y otros donde la carga varía en función del tiempo. Esta capacidad es crucial para simulaciones detalladas, como las necesarias para la evaluación de sistemas fotovoltaicos solares, donde se pueden utilizar pasos de tiempo de 1 segundo en el modo ciclo de trabajo.
- *Interfaz y Flexibilidad de Uso:* La interfaz COM de OpenDSS permite a agregar otros modos de solución y características externamente, realizando funciones del simulador incluyendo la definición de los datos del modelo. Esto permite que OpenDSS sea conducido completamente desde una herramienta de MS Office a través de VBA o cualquier otro programa de análisis de terceros que pueda manejar COM, brindando capacidades analíticas externas potentes

Una de las capacidades más potentes de OpenDSS es su habilidad para integrarse con MATLAB, una herramienta ampliamente utilizada en ingeniería y ciencias para análisis de datos y visualización. Esta integración se logra a través de la interfaz COM de OpenDSS, que permite a los usuarios operar OpenDSS desde MATLAB. La capacidad de MATLAB para visualizar datos es muy avanzada, lo que permite a los usuarios crear gráficos y diagramas detallados a partir de los resultados de la simulación de OpenDSS. Esto es crucial para interpretar los resultados de manera efectiva, especialmente en presentaciones técnicas y reportes.

3.1.7. Test Feeders de la IEEE

Los Test Feeders de la IEEE son modelos de referencia de sistemas de distribución eléctrica utilizados en la academia e industria para pruebas y validación de algoritmos de análisis de sistemas. Proporcionados por el IEEE Power Engineering Society (PES) Distribution System Analysis Subcommittee, estos modelos reflejan la diversidad de diseños de sistemas de distribución y presentan varios desafíos analíticos, siendo herramientas clave para la investigación y desarrollo en el campo de la ingeniería eléctrica. [45]

Han sido desarrollados con el fin de proporcionar modelos de sistemas de distribución abiertamente disponibles que pueden ser utilizados por investigadores y desarrolladores de software. Estos modelos son especialmente valiosos porque ofrecen un conjunto común de datos que permite a los usuarios y desarrolladores verificar la precisión de sus programas de análisis de flujo de carga y otros análisis relacionados con sistemas de distribución. [46]

Estos modelos incluyen varios tipos de circuitos, como circuitos radiales y en red, y cubren una variedad de casos de uso, desde la planificación de la distribución hasta el análisis de generación distribuida e interconexión de energías renovables. Debido a su utilidad y accesibilidad, los "Test Feeders" de la IEEE se han convertido en una referencia estándar en la comunidad de ingeniería eléctrica para pruebas y validaciones de software. [45]

3.1.7.1. Test Feeder de 34 Nodos de la IEEE

El Test Feeder de 34 nodos (figura 3.17) es uno de los modelos más utilizados entre los proporcionados por la IEEE. Este modelo representa un sistema de distribución radial típico y está caracterizado por su complejidad y utilidad para estudios de simulación [46].

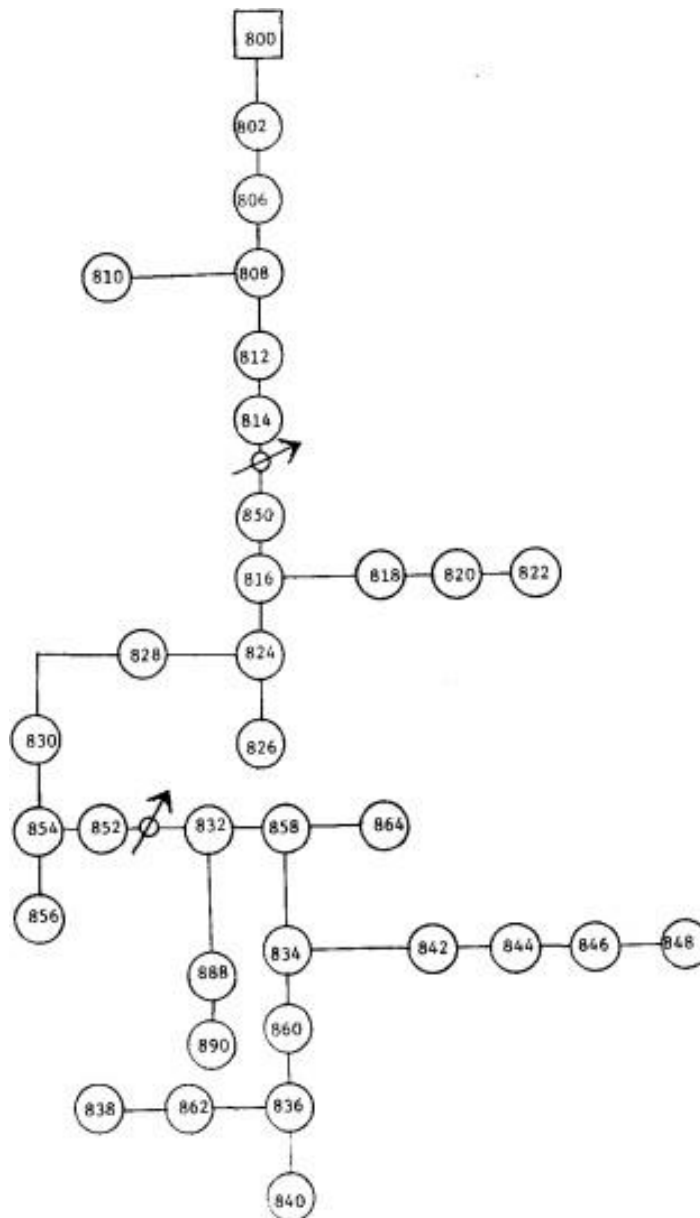


Figura 3.16 Diagrama del sistema de 34 nodos de la IEEE [45]

Este alimentador representa un caso real situado en Arizona, con un voltaje nominal de 24.9 kV. Sus principales características incluyen [45]:

- Una extensión considerable con carga ligera.
- La necesidad de dos reguladores en línea para mantener un perfil de voltaje óptimo.

- La presencia de un transformador en línea que reduce el voltaje a 4.16 kV en un tramo corto del alimentador.
- Carga desequilibrada, con cargas tanto "puntuales" como "distribuidas". Las cargas distribuidas se presumen conectadas en el centro del segmento de la línea.
- Utilización de condensadores en derivación.
- Debido a su longitud y carga desequilibrada, este alimentador puede enfrentar problemas de convergencia.

La importancia del Test Feeder de 34 nodos resalta en el contexto de la generación distribuida (DG) y la integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DERs). Este modelo se ha utilizado ampliamente para investigar y desarrollar estrategias para la integración efectiva de fuentes de energía renovables, como la energía solar fotovoltaica (PV), en la red eléctrica. [45].

Un aspecto clave del Test Feeder de 34 nodos es su capacidad para simular una penetración de DER superior al 100%, incluyendo múltiples plantas fotovoltaicas con control volt-var, bancos de capacitores conmutados, reguladores, y baterías. Esto permite a los investigadores y profesionales evaluar el impacto de altos niveles de DER en la estabilidad de la red, la calidad de la energía, y la operación del sistema de distribución. [46].

Además, el modelo ofrece la posibilidad de estudiar los efectos de la integración de DERs en la regulación de voltaje, la gestión de la demanda, y la operación general de la red bajo diferentes escenarios y condiciones. Esto es crucial para comprender cómo las redes de distribución pueden adaptarse y evolucionar para acomodar una mayor proporción de energías renovables y recursos energéticos distribuidos. [46].

3.1.7.2. Elementos del Sistema: [45]

- Líneas de Distribución: El modelo incluye varias líneas de distribución con diferentes características de impedancia y configuraciones.
- Cargas: Representa una diversidad de cargas, incluyendo residenciales, comerciales e industriales.
- Transformadores: Contiene varios transformadores con diferentes capacidades y relaciones de transformación para modelar la transferencia de energía en diferentes niveles de voltaje.

- Capacidades de Regulación de Voltaje: Incluye dispositivos para la regulación del voltaje, como capacitores y reguladores de voltaje, para mantener la calidad de la energía dentro de los estándares aceptables.

4. Resultados

4.1. Caso de Estudio #1: Sistema Hipotético de Dos Unidades de Generación

4.1.1. Descripción del Sistema

Se aborda un caso de estudio sencillo en el que intervienen dos unidades de generación (figura 4.1). Una presenta características constantes que no varían significativamente a lo largo del tiempo y que provienen de una unidad convencional, mientras que la otra es variable y su comportamiento dependerá de factores externos, lo que implica que algunos de sus parámetros estén sujetos a pronósticos máximos y mínimos.

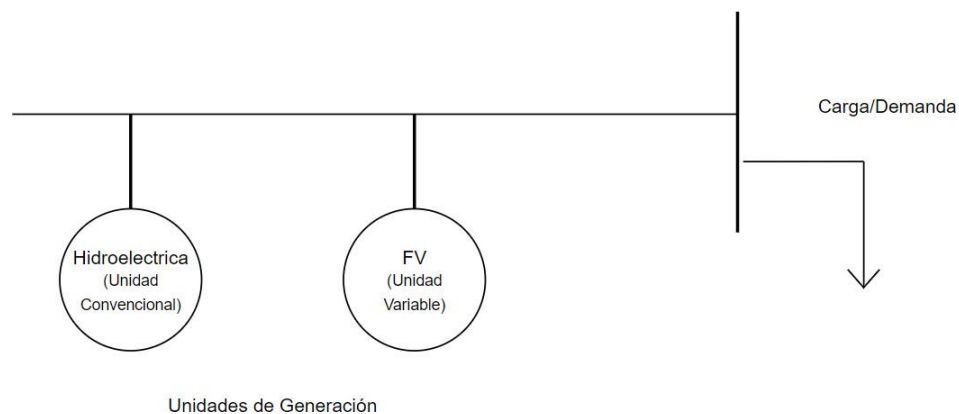


Figura 4.1 Diagrama del Sistema de Caso de Estudio #1

El análisis de flexibilidad operativa para este caso abarca un periodo que inicia en una hora específica del día y se extiende hasta un máximo de 24 horas, con intervalos de 1 hora. En este escenario, se requiere establecer un punto de partida, es decir, seleccionar la hora específica dentro del día desde la cual se activa el procedimiento para evaluar la flexibilidad operativa en cada intervalo posterior al arranque hasta la hora 24.

En las secciones posteriores de este caso se selecciona como punto de partida el intervalo 06h00 a 07h00, es decir el script se accionó en cualquier instante dentro del intervalo de 05h00 a 06h00, lo que sería el punto inicial. La descripción del proceso como caracterización, datos y las gráficas que se presentan a continuación corresponden al análisis de flexibilidad operativa del intervalo comprendido entre las 09h00 a 10h00, además se describen los escenarios críticos productos de este análisis.

4.1.2. Caracterización de las Unidades de Generación

En este estudio, se analiza la flexibilidad operativa de dos unidades de generación con características claramente definidas. La primera unidad representa una central hidroeléctrica, que se caracteriza por tener una alta capacidad de potencia (π : grande) y un significativo almacenamiento de energía (ϵ : grande) debido a su capacidad para regular el flujo de agua y acumular energía. Sin embargo, esta unidad presenta una respuesta lenta en la variación de potencia, lo que se refleja en una rampa de potencia pequeña (ρ : pequeño). Estas características se resumen y tabulan de forma clara en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Caracterización de parámetros de unidad de generación 1

Flexibilidad Disponible		
	max	min
Potencia [W]	10	2
Rampa de Potencia [W/min]	6	-6
Energía Disponible [Wh]	15	0

Por otro lado, se considera también un sistema de generación fotovoltaica, que representa la integración de unidades de generación distribuida, principalmente a partir de fuentes renovables como la energía solar. Esta unidad exhibe una capacidad de potencia variable, sujeta a factores externos y bajo pronósticos máximos y mínimos (π : medio). Además, aunque su nivel de almacenamiento de energía es bajo (ϵ : pequeño), se destaca por una dinámica rápida en la variación de potencia, mostrando una rampa de potencia elevada (ρ : grande). Estas características se resumen en la tabla 4.2.

Tabla 4.2 Caracterización de parámetros de unidad de generación 2

Flexibilidad Disponible		
	max	min
Potencia [W]	Pronostico	Pronostico
Rampa de Potencia [W/min]	10	-10
Energía Disponible [Wh]	Pronostico	Pronostico

4.1.3. Recopilación de datos de parámetros y comportamientos

En esta sección, se profundiza en el comportamiento de la segunda unidad de generación, la cual es del tipo distribuido y presenta una variación en sus parámetros a lo largo del tiempo, a diferencia de la primera, en la que se considera sus parámetros en un estado casi constante.

Por tanto, es esencial obtener toda la información disponible sobre su desempeño durante un periodo de tiempo determinado, lo que permitirá comprender su comportamiento y evaluar su flexibilidad operativa. Para ello, se toman los datos ingresados desde un archivo de Excel enlazado con el script, que representan el comportamiento esperado de la unidad fotovoltaica durante el día, estos valores seleccionados seguirán una curva de la forma propuesta por Richardson y Thomson en [52] (figura 4.2) y se escalan a valores más pequeños para facilitar su apreciación.

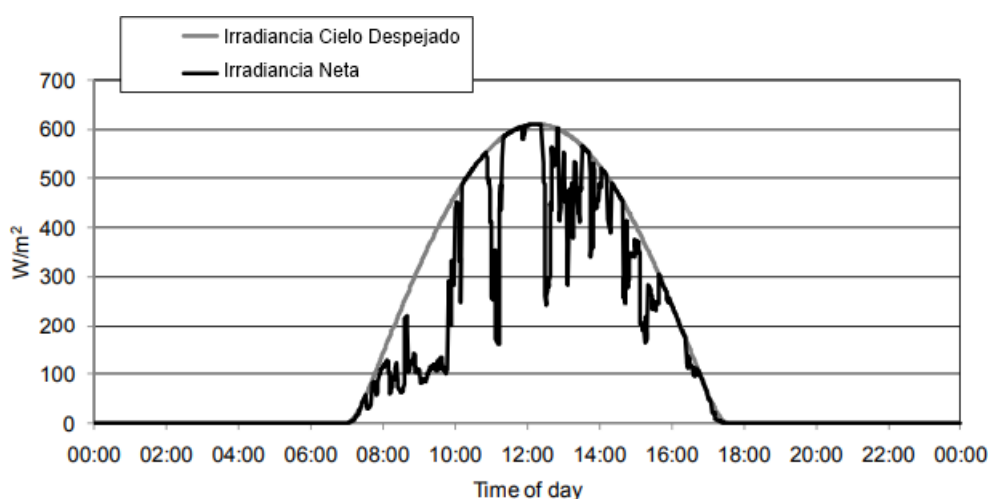


Figura 4.2 Caso Irradiancia día relativamente despejado [52]

En la tabla 4.3 se presenta varias columnas informativas. La primera columna describe la hora del día, mientras que la segunda y tercera columna contienen los valores del nivel de potencia esperado para la unidad fotovoltaica en cada hora. Estos valores están sujetos a pronósticos máximos y mínimos, reflejando la variabilidad inherente a este tipo de generación distribuida.

La última columna de la tabla 4.3 presenta los valores de operación aproximados del nivel de potencia que inyecta la unidad de generación en ese periodo de tiempo y que serán considerados para el análisis detallado de esta unidad.

Estos valores reales son representados en la gráfica de la figura 4.3, donde se observan las curvas de pronósticos máximos y mínimos, mientras que la línea trazada representa el nivel de potencia de operación en el que trabaja la unidad que se encuentra entre los límites, y que se utiliza para el análisis de la flexibilidad operativa.

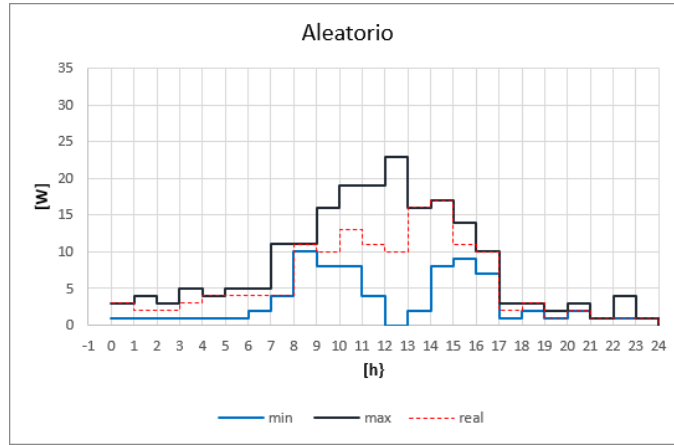


Figura 4.3 Datos de la unidad de generación 2

Tabla 4.3 Recopilación de datos de la unidad de generación 2

Pronóstico Unidad 2			
Fotovoltaica			
Hora	min [W]	max [W]	real [W]
-1	-	-	1
0-1	1	3	3
1-2	1	4	2
2-3	1	3	2
3-4	1	5	3
4-5	1	4	4
5-6	1	5	4
6-7	2	5	4
7-8	4	11	4
8-9	10	11	11
9-10	8	16	10
10-11	8	19	13
11-12	4	19	11
12-13	0	23	10
13-14	2	16	16
14-15	8	17	17
15-16	9	14	11
16-17	7	10	10
17-18	1	3	2
18-19	2	3	3
19-20	1	2	1
20-21	2	3	2
21-22	1	2	1
22-23	1	4	1
23-24	1	2	1

4.1.4. Construcción del Cubo de Flexibilidad Operativa

Con base en todos los datos registrados de cada unidad de generación, se ha construido el cubo de flexibilidad operativa para el intervalo de 09h00 a 10h00 que se presenta en la figura 4.4, el volumen de la parte superior corresponde a la unidad convencional, mientras que la figura de la parte inferior está asociada a la unidad 2 de generación fotovoltaica. Cada arista del cubo está determinada por un valor máximo o mínimo del parámetro correspondiente, tal como se describió anteriormente.

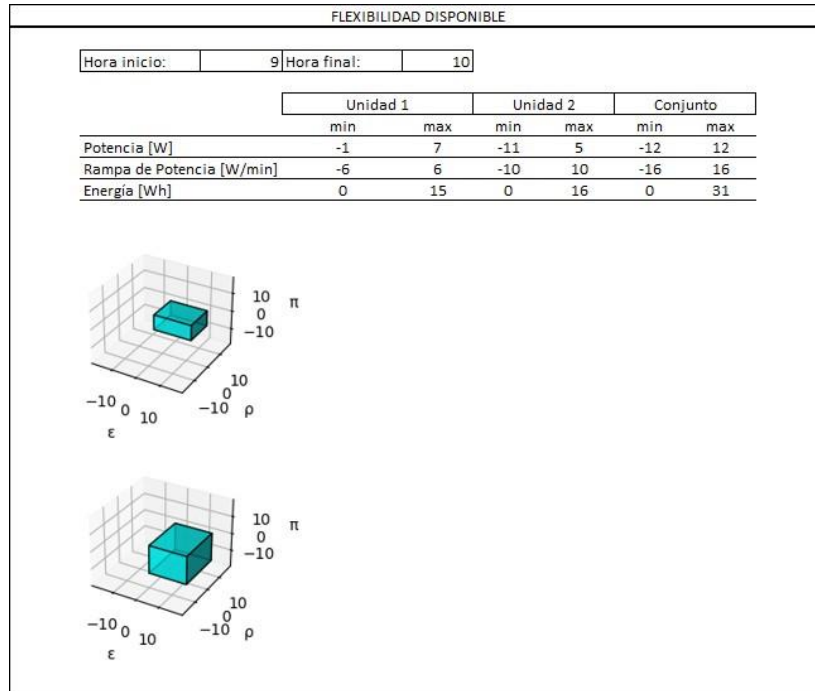


Figura 4.4 Construcción de flexibilidad operativa de cada unidad de generación

Como era de esperarse, el cubo de flexibilidad operativa de la unidad hidroeléctrica (figura 4.5) es amplio en el eje de energía (ϵ), reflejando su alta capacidad de almacenamiento de energía, pero es más estrecho en el eje del parámetro de rampa de potencia (ρ), indicando que su respuesta en variaciones de potencia es más lenta. Además, debido a las suposiciones adoptadas sobre esta tecnología, el cubo de flexibilidad operativa asociado a esta se mantiene constante a lo largo del tiempo, ya que sus características no varían significativamente.

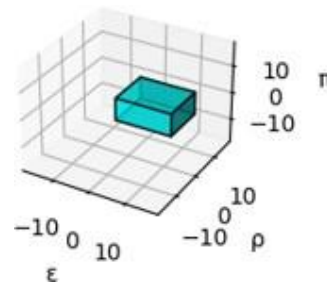


Figura 4.5 Cubo de flexibilidad operativa de unidad convencional

Por otro lado, la unidad de generación fotovoltaica de la figura 4.6, vinculada a una fuente de energía renovable, presenta una capacidad de rampa de potencia considerable (ρ) pero niveles inferiores de potencia (π) en comparación con la unidad hidroeléctrica. Además, debido a que los parámetros de esta unidad están sujetos a variaciones a lo largo del tiempo, el cubo de flexibilidad operativa asociado a ella cambia de dimensiones en cada paso de

tiempo por lo que es necesario el análisis y representación en cada periodo. Los análisis restantes se presentan en el anexo A.

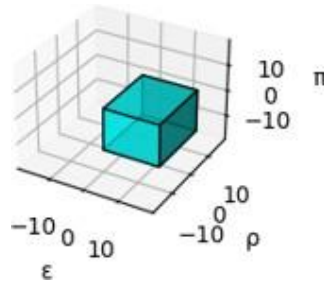


Figura 4.6 Cubo de flexibilidad operativa de cada unidad de GD

4.1.5. Método de agregación para el sistema

Una vez contruidos y presentados los cubos de flexibilidad operativa de cada unidad de generación, se procede a realizar el proceso de agregación siguiendo la teoría de la operación de la suma de Minkowski. En la figura 4.7 se observa los resultados de esta agregación generados por parte del script desarrollado en Python (Anexo C), donde las gráficas de la izquierda más pequeñas corresponden a los dos volúmenes de flexibilidad de las unidades, mientras que la figura de la derecha corresponde al resultado de la agregación de estos dos cubos de flexibilidad.

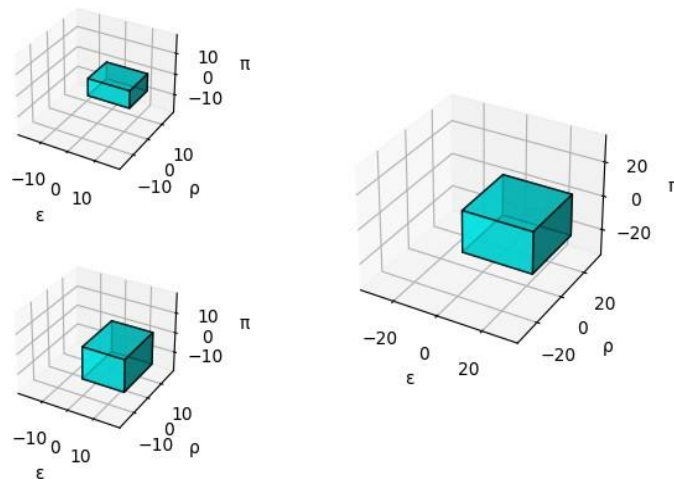


Figura 4.7 Cubo de flexibilidad operativa disponible producto del proceso de agregación

Al ejecutar esta operación y presentar los resultados en una gráfica, se puede apreciar cómo la integración de los dos cubos de flexibilidad operativa individuales da lugar a un nuevo cubo de flexibilidad, el cual representa las características de flexibilidad operativa del sistema en el

intervalo de las 09h00 a 10h00, conformado por las dos unidades de generación con características distintas. El resto de resultados se pueden observar en el anexo A del documento.

4.1.6. Análisis de la flexibilidad operativa de la demanda

Una vez completado la agregación de los cubos de flexibilidad operativa de las unidades de generación, se lleva a cabo el mismo procedimiento para la demanda del sistema eléctrico de igual forma en el intervalo de 09h00 a 10h00.

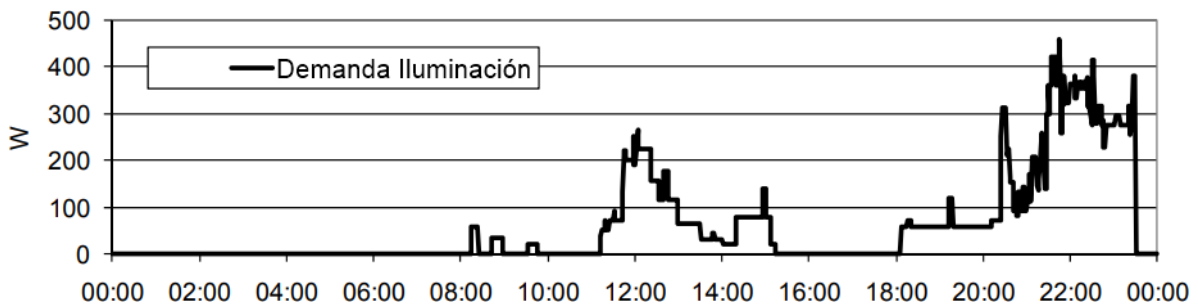


Figura 4.8 Curva de Demanda Modelo [52]

En este caso, se obtienen registros de los niveles de potencia de la demanda, y debido a la naturaleza propia del comportamiento de la carga, ésta se basa en pronósticos de máximos y mínimos, para esto se generan datos aleatorios que siguen una curva típica de demanda como la propuesta por Richardson y Thompson [52] que se muestra en la figura 4.8. En base a esta curva se ajustan los valores para llevarla a esta forma con una escala más fácil de apreciar en el sistema (figura 4.9).

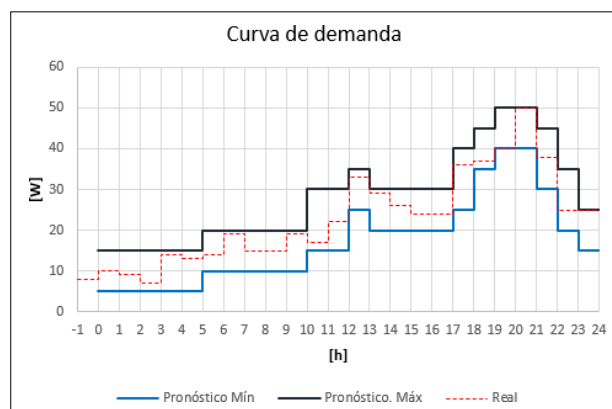


Figura 4.9 Curva de Demanda del Sistema

Tabla 4.4 Recopilación de datos de la demanda

Período	Proyección diaria		Real [W]
	Pronóstico Mín [W]	Pronóstico. Máx [W]	
-1-0	-	-	8
0-1	5	15	10
1-2	5	15	9
2-3	5	15	7
3-4	5	15	14
4-5	5	15	13
5-6	10	20	14
6-7	10	20	19
7-8	10	20	10
8-9	10	20	18
9-10	10	20	14
10-11	15	30	23
11-12	15	30	27
12-13	25	35	31
13-14	20	30	20
14-15	20	30	24
15-16	20	30	24
16-17	20	30	30
17-18	25	40	35
18-19	35	45	35
19-20	40	50	43
20-21	40	50	42
21-22	30	45	35
22-23	20	35	27
23-24	15	25	

En la figura 4.9 se presenta la variación de los niveles de potencia de la demanda a lo largo del tiempo, donde se observan los pronósticos máximos y mínimos que indican el rango en el cual se espera que fluctúe la carga.

Exactamente, una vez obtenidos los valores de la demanda, se calcula los criterios de flexibilidad operativa (ρ , π , ϵ) relacionados con la carga. Se procede a construir el cubo de flexibilidad operativa requerido (figura 4.10) para el intervalo. Dado que está basado en pronósticos variables y la demanda puede cambiar a lo largo del tiempo, es fundamental construir el cubo en cada paso de tiempo para reflejar con precisión las necesidades operativas del sistema en diferentes momentos del día, estos análisis se encuentran en el anexo A para los siguientes intervalos de tiempo.

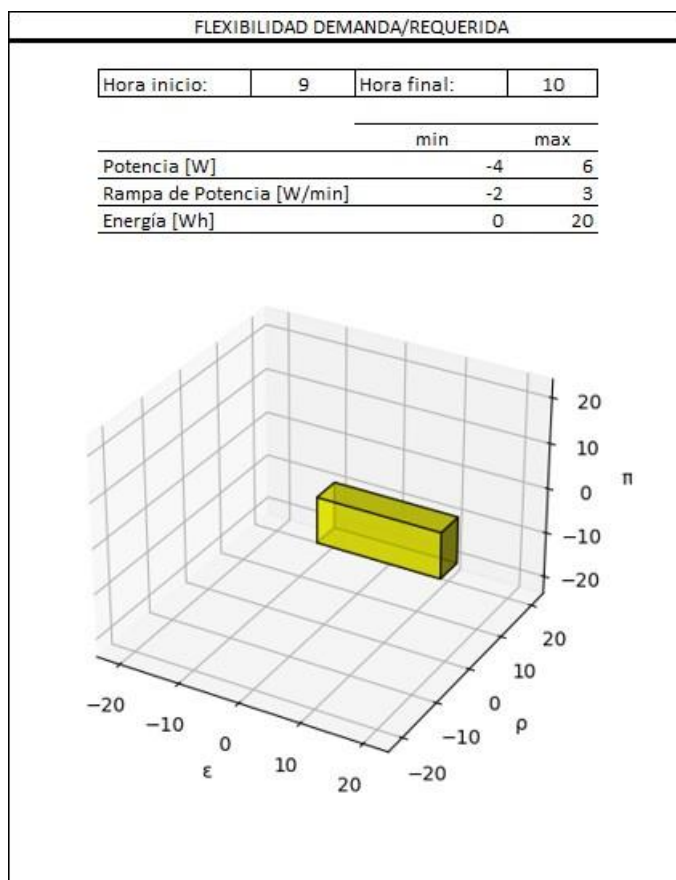


Figura 4.10 Construcción de flexibilidad operativa de la demanda

Cada cubo de flexibilidad operativa requerido representará los valores máximos y mínimos de los parámetros de flexibilidad que el sistema eléctrico debe ser capaz de satisfacer en un intervalo de tiempo específico.

4.1.7. Evaluación de cubos de flexibilidad operativa

La evaluación de los resultados de la flexibilidad operativa es un paso crucial para determinar si el conjunto de unidades de generación es capaz de satisfacer las necesidades operativas del sistema eléctrico.

Este análisis comparativo visual se realiza al equiparar los cubos de flexibilidad operativa disponible (obtenidos a partir de la agregación de las unidades de generación) con el cubo de flexibilidad operativa requerida por la carga solicitada al sistema.

Para llevar a cabo esta evaluación, los cubos de flexibilidad operativa disponible y requerida se colocan en un mismo espacio de visualización tridimensional (figura 4.11), donde cada uno

de los ejes representa un criterio de flexibilidad (ρ , π , ϵ). En este espacio, se verifica que ninguno de los planos del cubo de flexibilidad requerida excede a los planos del cubo de flexibilidad disponible en cualquiera de los ejes.

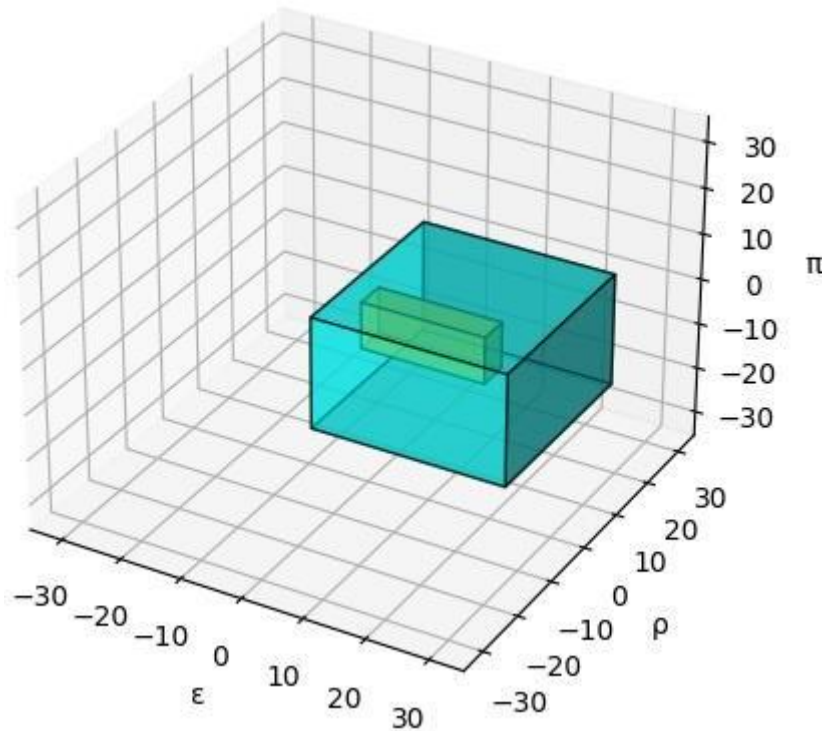


Figura 4.11 Evaluación de la flexibilidad operativa disponible contra la requerida

Como todos los planos del cubo de flexibilidad requerida se encuentran completamente contenidos dentro de los planos del cubo de flexibilidad disponible, esto indica que el conjunto de unidades de generación es capaz de satisfacer las necesidades de flexibilidad operativa requeridas por la carga en ese intervalo de tiempo. En otras palabras, el sistema puede ajustar y adaptar su capacidad de generación para cumplir con los niveles de demanda y las condiciones operativas cambiantes de manera confiable y eficiente.

Por el contrario, en los casos de los planos del cubo de flexibilidad requerida excede a los planos del cubo de flexibilidad disponible en alguno de los ejes, esto podría indicar que el sistema puede enfrentar limitaciones en ciertos aspectos de flexibilidad operativa. En este caso, es necesario identificar las áreas específicas donde el sistema es menos flexible y tomar medidas para mejorar la capacidad de respuesta en esos aspectos.

4.1.8. Análisis de Resultados

Al realizar el análisis de flexibilidad operativa en este escenario para el periodo que arranca a partir del intervalo 06h00-07h00 hasta el final del día en la hora 24, se obtiene los resultados

presentados en la tabla 4.5, en esta se resumen los datos que sirvieron como arranque para el análisis y los resultados de los intervalos posteriores bajo el análisis de flexibilidad operativa.

Tabla 4.5 Resultados de evaluación de flexibilidad operativa disponible contra la requerida en cada intervalo de tiempo

Consolidado				Resultados Analisis
	Rampa [W/min]	Energia [Wh]	Potencia [W]	
-1			5	
0-1	8	4	4	
1-2	4	6	6	
2-3	18	15	15	
3-4	-6	12	12	
4-5	0	12	12	
5-6	12	18	18	
6-7				Analisis7
7-8				Analisis8
8-9				Analisis9
9-10				Analisis10
10-11				Analisis11
11-12				Analisis12
12-13				Analisis13
13-14				Analisis14
14-15				Analisis15
15-16				Analisis16
16-17				Analisis17
17-18				Analisis18
18-19				Analisis19
19-20				Analisis20
20-21				Analisis21
21-22				Analisis22
22-23				Analisis23
23-24				Analisis24

Se observa que para los intervalos entre las 0h00 y las 6h00 se tienen establecidos los valores, es decir es el punto de partida para la evaluación; a partir de la hora 6 se ejecutan las evaluaciones para cada periodo en base a los pronósticos de la flexibilidad disponible (figura 4.7) y de la requerida (figura 4.10), en los resultados coloreados de verde se establece que el sistema si cumple con el criterio de evaluación con lo que se puede afirmar que satisface los requerimientos de la demanda, mientras que en los intervalos coloreados de rojo la flexibilidad disponible es insuficiente.

Igualmente, de estos resultados es posible destacar situaciones de interés para el estudio debido al comportamiento durante la evaluación.

La figura 4.12 ilustra detalladamente la evaluación de la flexibilidad operativa en el sistema durante el intervalo de tiempo de las 09h00 a 10h00. Un aspecto notable de estos resultados

es la marcada diferencia entre el volumen de flexibilidad disponible y el que realmente se necesita. Esta diferencia significativa indica que existe un excedente de capacidad que supera la demanda del sistema en ese período. Al analizar las tres métricas específicas de flexibilidad —potencia instantánea, capacidad de rampa y almacenamiento de energía—, se puede apreciar que todas presentan valores que exceden las estimaciones de lo que sería necesario. Esta sobreabundancia de flexibilidad podría implicar una oportunidad de optimizar la gestión de los recursos energéticos involucrados.

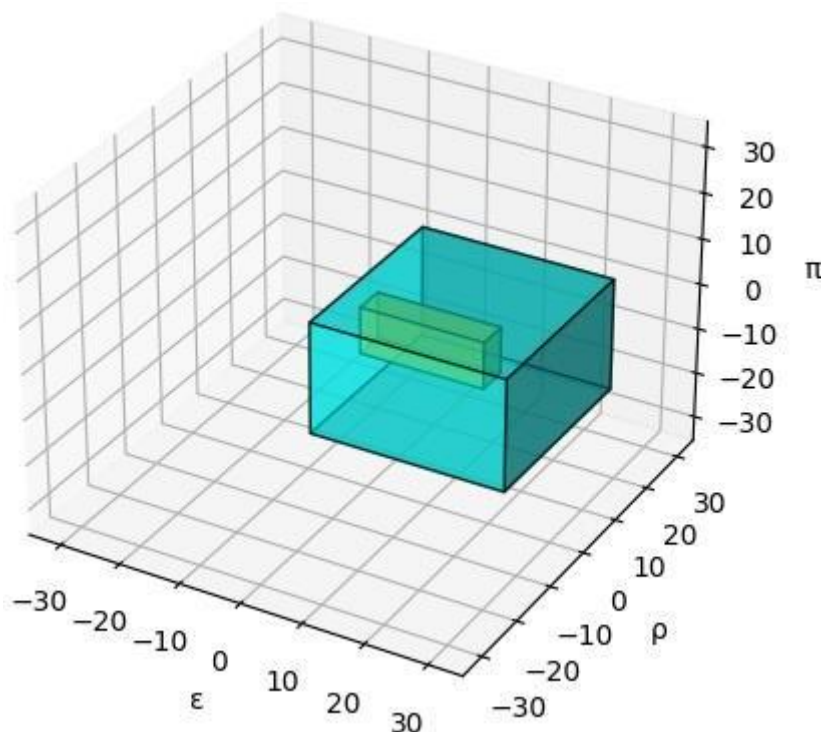


Figura 4.12 Evaluación de Flexibilidad Operativa intervalo 09h00-10h00

Un resultado adicional que llama la atención se presenta en el intervalo de las 07h00 a las 08h00, cuyo análisis detallado se expone en la figura 4.13. A primera vista, los resultados parecerían indicar que la flexibilidad del sistema satisface los requisitos establecidos; esta impresión se debe a que la figura tridimensional se ha orientado deliberadamente para mostrar los valores positivos en los ejes y, por lo tanto, destacar las métricas en sus intervalos positivos. Sin embargo, una revisión meticulosa de la figura revela un comportamiento diferente: la métrica de la energía (ϵ) se extiende hacia los valores en dirección negativa del eje correspondiente. Esta observación sugiere que, en el escenario más desfavorable de la demanda, sería necesario reducir la producción de energía a cifras negativas, aproximándose

a -10. Tal ajuste resulta inviable para el sistema eléctrico conectado, dada la caracterización previa de las unidades de generación durante el paso correspondiente.

Esta situación surge de la naturaleza de las unidades de generación distribuida, las cuales se basan principalmente en fuentes de energía renovable. Ya que durante la caracterización se consideró una política de priorizar el despacho de estas energías, lo que se traduce en la imposibilidad de desconexiones totales. En consecuencia, la incapacidad para disminuir la producción a niveles negativos, como lo indican los resultados, subraya una limitación significativa del sistema para ajustarse a reducciones drásticas en la demanda. Este descubrimiento pone de manifiesto la importancia de incorporar estrategias de gestión de energía que permitan una mayor flexibilidad.

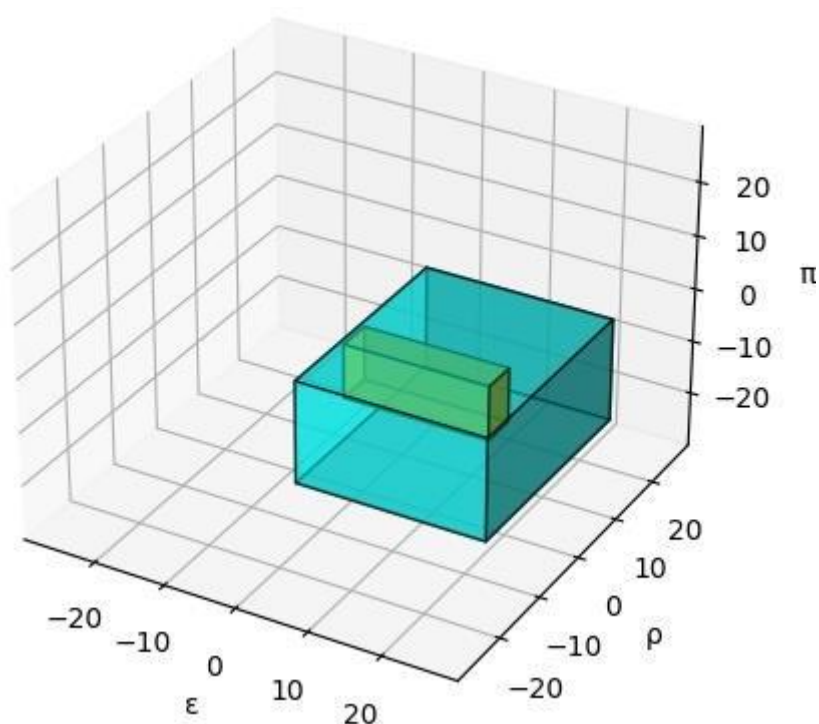


Figura 4.13 Evaluación de Flexibilidad Operativa intervalo 07h00-08h00

Esta situación se hace aún más evidente al examinar los datos de un intervalo de tiempo anterior, específicamente de las 06h00 a las 07h00 (figura 4.11). Durante este periodo, la brecha entre el mínimo de flexibilidad requerido y el mínimo disponible es ligeramente más amplia, lo que facilita su identificación visual en la representación gráfica resultante. Este fenómeno es claramente observable en la figura 4.14, donde se percibe un desfase más pronunciado. Además, esta comparación secuencial de intervalos pone de manifiesto la

tendencia del sistema y subraya la necesidad de una gestión de recursos que pueda adaptarse dinámicamente a estas variaciones. La figura 4.14 no solo confirma las observaciones del intervalo de 07h00 - 08h00 (figura 4.13), sino que también proporciona una perspectiva más amplia sobre la fluctuación de la flexibilidad operativa a lo largo del periodo.

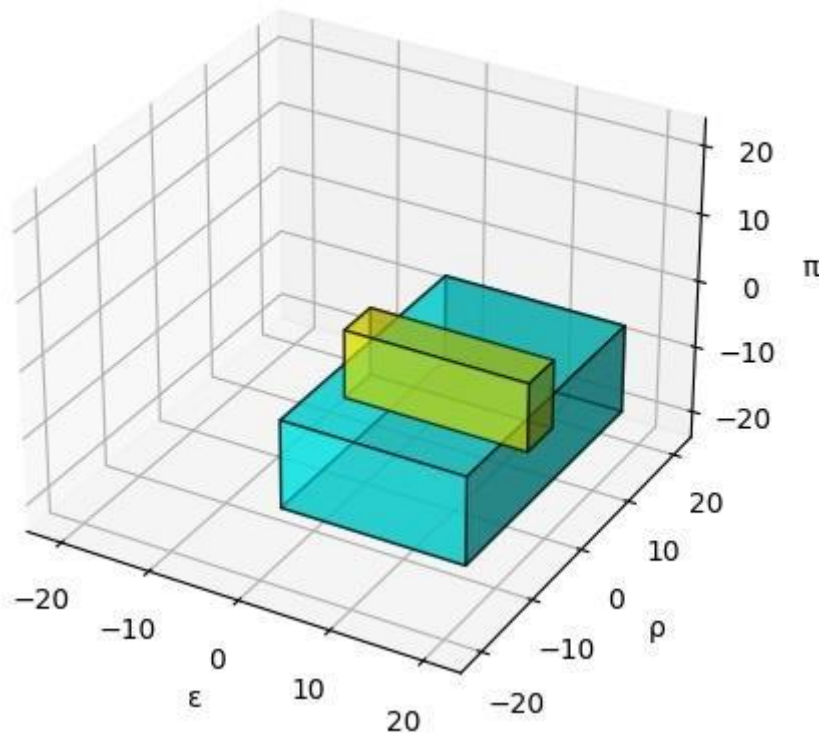


Figura 4.14 Evaluación de Flexibilidad Operativa intervalo 16h00-17h00

4.2. Caso de Estudio #2: Variación de Test Feeder de 34 nodos con integración de Generación Distribuida

4.2.1. Descripción del Sistema

Dharmawardena y Venayagamoorthy [46] proponen una variación del Test Feeder de 34 nodos de la IEEE para estudios de integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DER), el diagrama unifilar de esta modificación se visualiza en la figura 4.15. Esta versión modificada incluye una penetración de DER de más del 100%, abarcando ocho plantas fotovoltaicas con control volt-var, dos bancos de capacitores conmutados, dos reguladores y un banco de baterías. Este Test Feeder modificado proporciona un escenario realista y desafiante para probar diferentes estrategias de control de alimentadores y realizar estudios de integración

campo de la ingeniería eléctrica, facilitando el estudio y la implementación de estrategias de integración de DERs y otros análisis de sistemas de distribución.

El modelo está diseñado para operar con una resolución temporal de un segundo, lo que proporciona una alta precisión en la simulación y por un periodo de 12 horas. No obstante, realizar el análisis propuesto para cada segundo resulta impracticable, debido a la gran cantidad de datos generados. Por esta razón, se lleva a cabo un proceso de reducción y análisis de estadística de los datos, con el objetivo de consolidar y limitar los valores a intervalos de una hora. Este enfoque permite manejar los datos de manera más eficiente sin sacrificar significativamente la precisión y la relevancia del análisis.

4.2.2. Caracterización de las Unidades de Generación

Los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) de este test feeder consiste en ocho plantas fotovoltaicas (PV) conectadas a la red destacadas de color rojo en la figura 4.16, complementadas con componentes de soporte entre los que destaca el banco de baterías que también actúa como una unidad de generación con sus propias características, de color verde como puede observarse en la figura 4.16. Estos elementos reflejan los componentes típicos de una red de distribución avanzada.

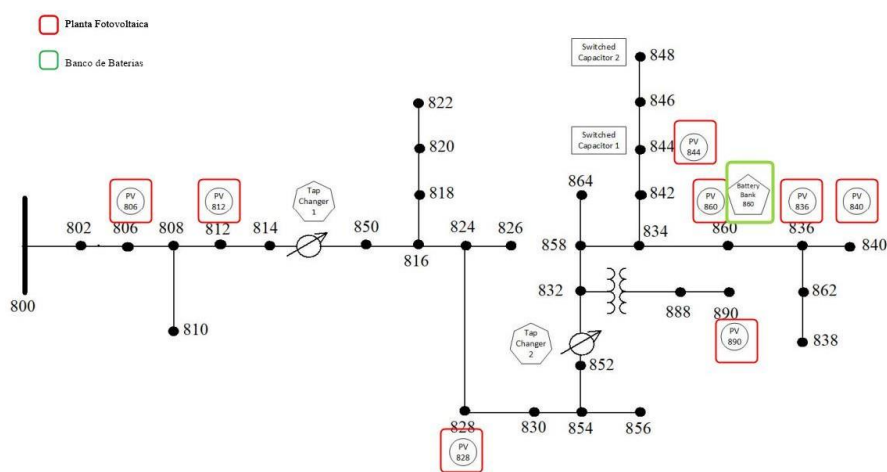


Figura 4.16 Unidades de generación del test feeder de 34 nodos [46].

Los datos de estas ocho plantas fotovoltaicas se describen en la tabla 4.6.

Tabla 4.6 Características técnicas de plantas fotovoltaicas del sistema de 34 nodos

Nodo Conectado	kVA	Pmpp(kW)	Nivel de Voltaje (kV)
844	1000	900	24.9
890	750	500	4.16

860	1250	1000	24.9
828	200	150	24.9
806	100	100	24.9
836	150	150	24.9
840	250	200	24.9
812	250	225	24.9

El control del banco de baterías, instalado en el nodo 860, se basa en la reducción de picos de demanda. El banco de baterías está completamente cargado al inicio de la simulación con las características de la tabla 4.7. Se descargará cuando la generación fotovoltaica en el nodo 860 sea menor a 0.5 pu y se cargará cuando la generación en el nodo 860 supere 0.5 pu.

Tabla 4.7 Especificaciones Banco de Baterías de Nodo 860 del sistema de 34 nodos

Nodo Conectado	kVA	kWh	Control
860	250	125	Descarga si $PPv_{,860} \leq 0.5pu$ Carga si $PPv_{,860} > 0.5pu$

4.2.3. Recopilación de datos de parámetros y comportamientos

Todas las plantas fotovoltaicas trabajan bajo una misma curva de radiación solar la cual se muestra en la figura 4.17 dada con una resolución de un segundo, por lo tanto, la generación de cada unidad va a estar dada por sus características técnicas de conversión.

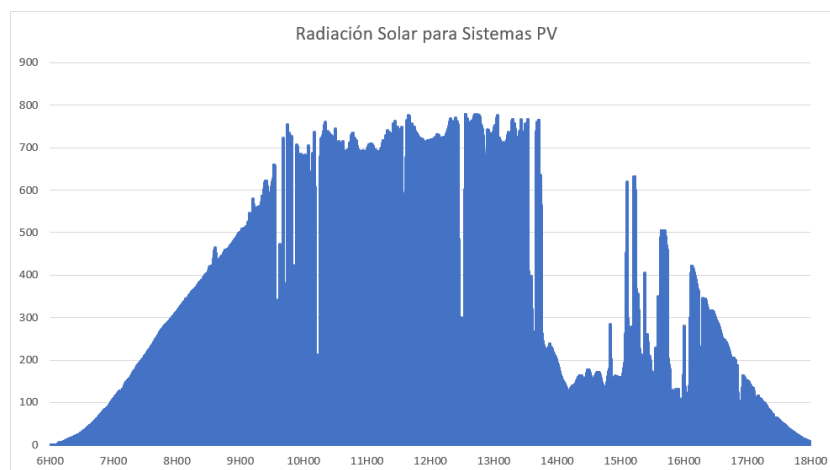


Figura 4.17 Curva de radiación solar de PVs del sistema de 34 nodos modificado

De modo que la curva de potencia de cada sistema fotovoltaico va a presentar una forma similar a la de la figura 4.17 con distintos niveles, tal como se presenta en la figura 4.18 los valores obtenidos desde OpenDSS en la interfaz de Matlab.

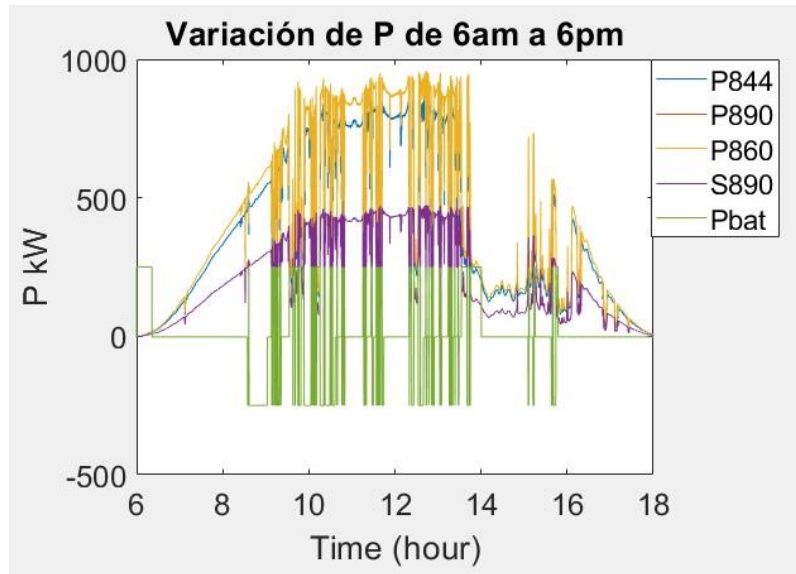


Figura 4.18 Curvas de generación de potencia activa de PVs del sistema de 34 nodos

En base a estos resultados obtenidos se identifica el nivel de potencia en cada paso de tiempo y se utiliza en la construcción de los modelos de flexibilidad operativa que se observa en la figura 4.19. Para el caso de la energía ϵ y rampa de potencia ρ , se emplea el comportamiento de doble integrador a fin de definir sus valores dependiendo del nivel de potencia en cada paso de tiempo.

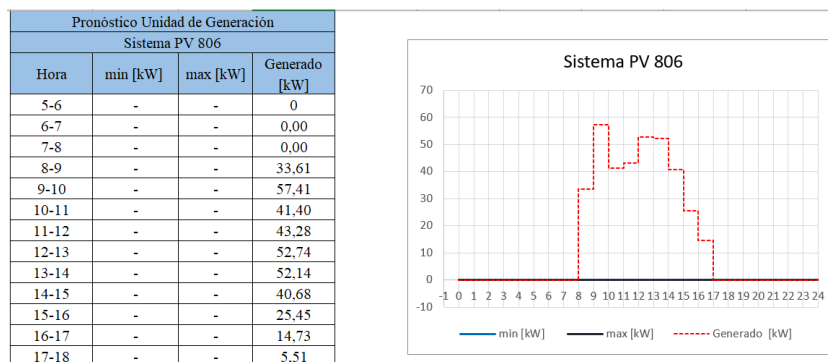


Figura 4.19a: Cuadros de recopilación de datos del Sistema PV806

Pronóstico Unidad de Generación			
Sistema PV 812			
Hora	min [kW]	max [kW]	Generado [kW]
5-6	-	-	0
6-7	-	-	0,00
7-8	-	-	0,00
8-9	-	-	33,61
9-10	-	-	57,41
10-11	-	-	41,40
11-12	-	-	43,28
12-13	-	-	52,74
13-14	-	-	52,14
14-15	-	-	40,68
15-16	-	-	25,45
16-17	-	-	14,73
17-18	-	-	5,51

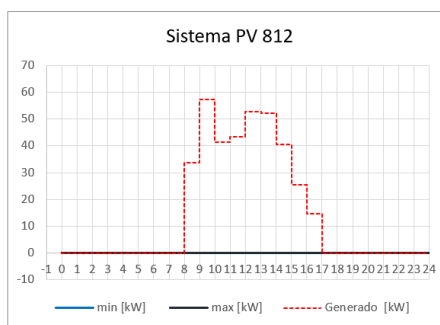


Figura 4.19b: Cuadros de recopilación de datos del Sistema PV812

Pronóstico Unidad de Generación			
Sistema PV 828			
Hora	min [kW]	max [kW]	Generado [kW]
5-6	-	-	0
6-7	-	-	8,73
7-8	-	-	36,17
8-9	-	-	72,27
9-10	-	-	106,62
10-11	-	-	124,92
11-12	-	-	128,46
12-13	-	-	133,58
13-14	-	-	84,62
14-15	-	-	29,06
15-16	-	-	22,05
16-17	-	-	21,27
17-18	-	-	11,97

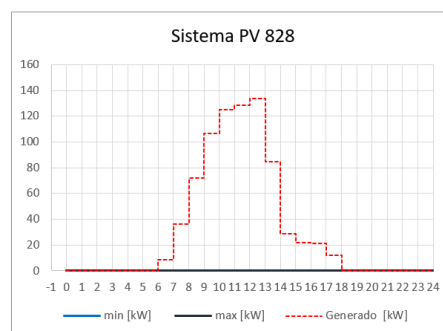


Figura 4.19c: Cuadros de recopilación del Sistema PV828

Pronóstico Unidad de Generación			
Sistema PV 836			
Hora	min [kW]	max [kW]	Generado [kW]
5-6	-	-	0
6-7	-	-	8,87
7-8	-	-	36,75
8-9	-	-	73,23
9-10	-	-	108,08
10-11	-	-	126,86
11-12	-	-	130,49
12-13	-	-	135,78
13-14	-	-	86,00
14-15	-	-	29,57
15-16	-	-	22,48
16-17	-	-	21,67
17-18	-	-	12,21

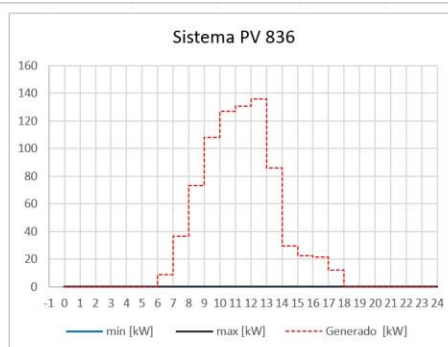
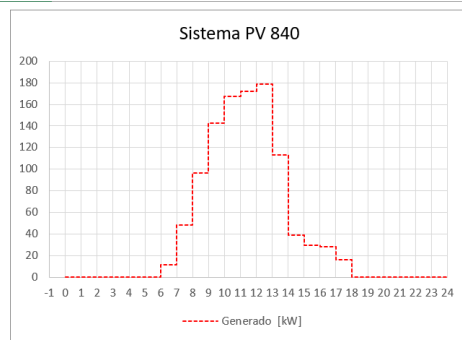


Figura 4.19d: Cuadros de recopilación de datos del Sistema PV836

Pronóstico Unidad de Generación			
Sistema PV 840			
Hora	min [kW]	max [kW]	Generado [kW]
5-6	-	-	0
6-7	-	-	11,68
7-8	-	-	48,38
8-9	-	-	96,62
9-10	-	-	142,55
10-11	-	-	167,08
11-12	-	-	171,80
12-13	-	-	178,69
13-14	-	-	113,26
14-15	-	-	38,94
15-16	-	-	29,52
16-17	-	-	28,46
17-18	-	-	16,03



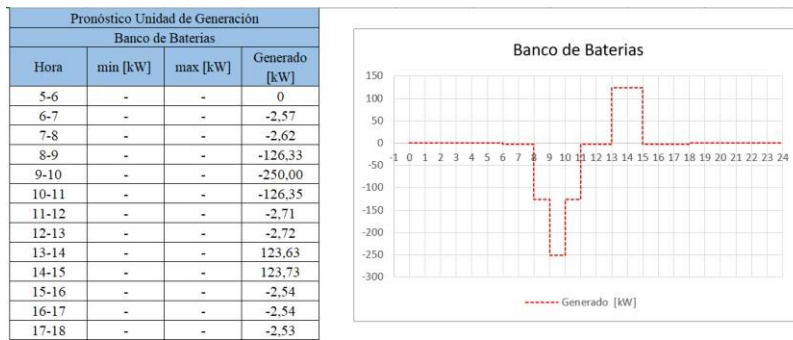


Figura 4.19e: Cuadros de recopilación del Sistema PV840

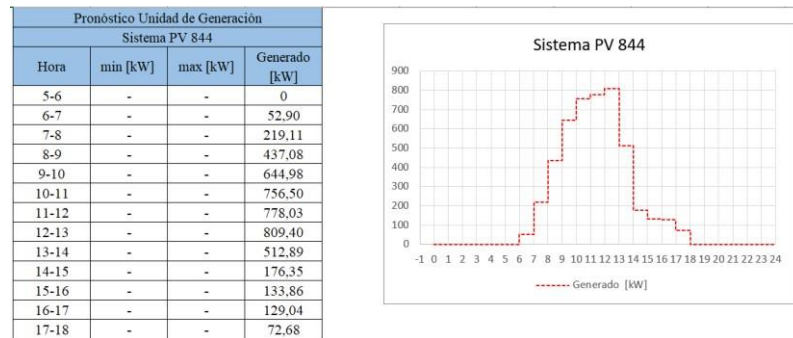


Figura 4.19f: Cuadros de recopilación de datos del Sistema PV844

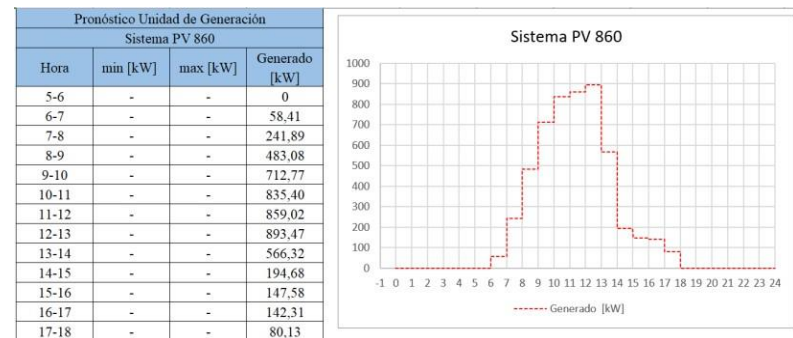


Figura 4.19g: Cuadros de recopilación de datos del Sistema PV860

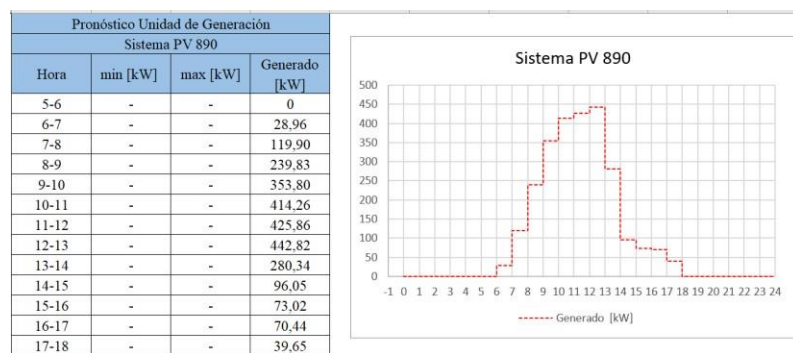


Figura 4.19h: Cuadros de recopilación de datos del Sistema PV890

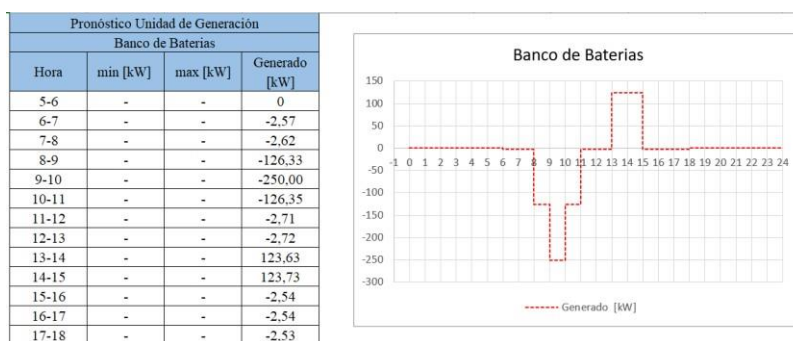


Figura 4.19 Cuadros de recopilación de datos de sistemas de generación fotovoltaicas

En relación con la batería conectada en el nodo 860, sus parámetros operativos se determinan según el control predefinido para los procesos de carga y descarga (Tabla 4.7), actualizándose en cada paso de tiempo. Asimismo, para simplificar la elaboración del código de programación, se contempla la posibilidad de basarse en el comportamiento que se observa de las baterías en los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas con OpenDSS, los cuales se aprecian en la Figura 4.20.

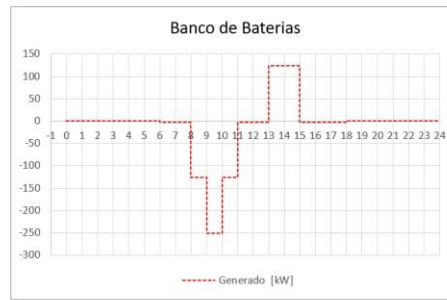
Figura 4.20 Datos de unidades de generación del grupo de baterías

4.2.4. Construcción del Cubo de Flexibilidad Operativa

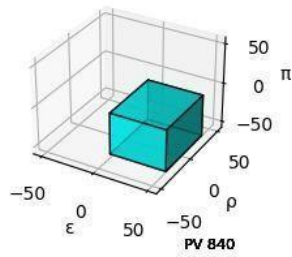
Para ilustrar el proceso de construcción y evaluación de la flexibilidad operativa a través de los volúmenes de flexibilidad de este caso, se presentan los resultados del intervalo de análisis comprendido entre las 11h00 y las 12h00. Este intervalo ha sido seleccionado por demostrar claramente la metodología adoptada y su aplicación sin complicaciones significativas, los procedimientos correspondientes a los demás intervalos se incluyen en el anexo C.

Con los valores recopilados de cada unidad de generación, se procede a desarrollar cubos de flexibilidad operativa para cada unidad de manera individual. Este proceso da lugar a un total de ocho figuras distintas, correspondiendo una a cada uno de los siete sistemas fotovoltaicos y una adicional para la flexibilidad operativa del banco de baterías (figura 4.21).

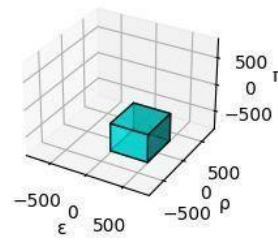
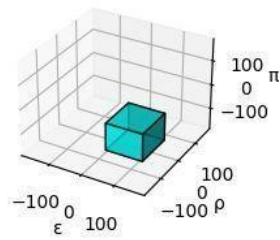
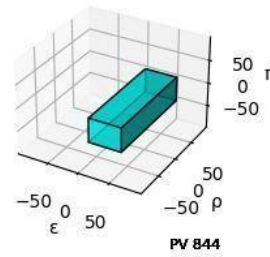
Pronóstico Unidad de Generación			
Banco de Baterías			
Hora	min [kW]	max [kW]	Generado [kW]
5-6	-	-	0
6-7	-	-	-2,57
7-8	-	-	-2,62
8-9	-	-	-126,33
9-10	-	-	-250,00
10-11	-	-	-126,35
11-12	-	-	-2,71
12-13	-	-	-2,72
13-14	-	-	123,63
14-15	-	-	123,73
15-16	-	-	-2,54
16-17	-	-	-2,54
17-18	-	-	-2,53



PV 806



PV 812



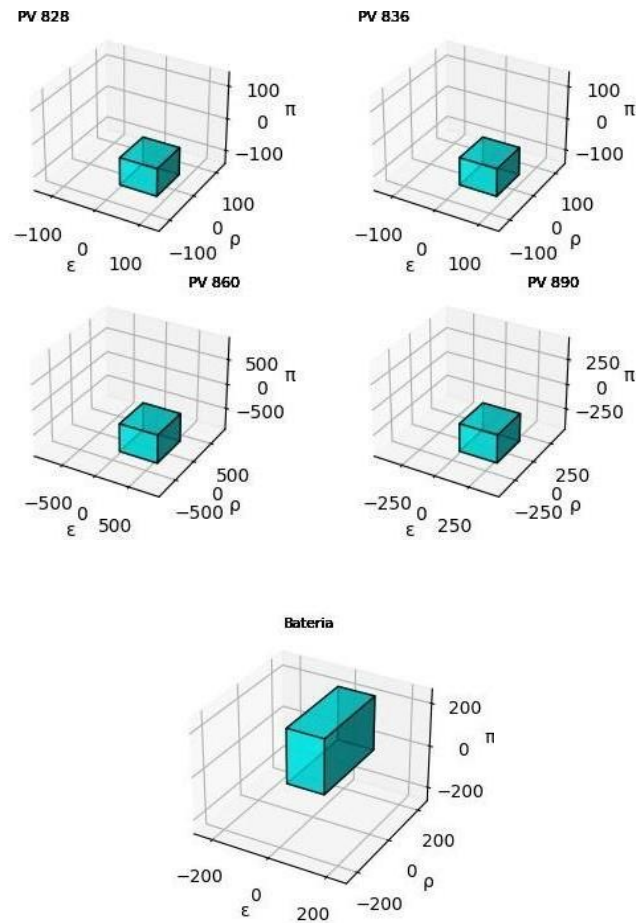


Figura 4.21 Flexibilidad operativa de cada unidad de generación para intervalo analizado

Se repite este proceso de obtención de la flexibilidad operativa para cada intervalo de una hora el periodo de análisis de 12 horas.

4.2.5. Método de agregación para el sistema

Una vez construidos y presentados los cubos de flexibilidad operativa de cada unidad de generación, se procede a realizar el proceso de agregación siguiendo la teoría de la operación de la suma de Minkowski para las 9 unidades de generación a fin de obtener una representación del sistema completo en el intervalo entre las 11h00 y las 12h00, obteniéndose un análisis como el que se observa en la figura 4.22.

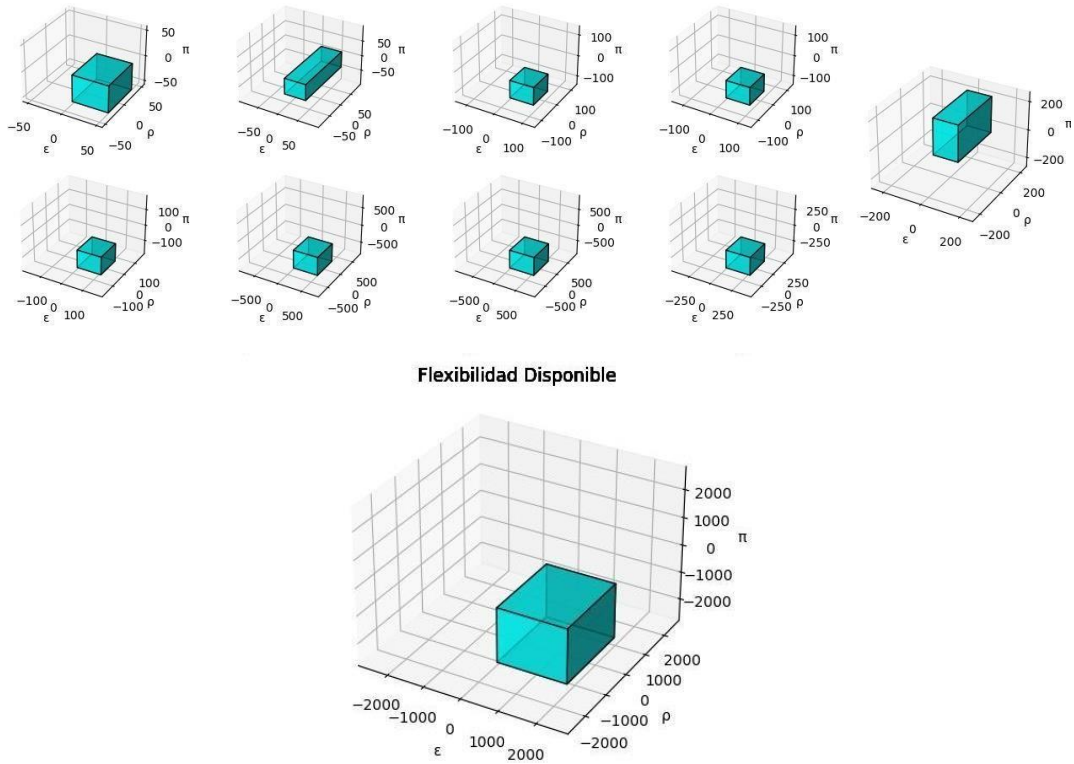


Figura 4.22 Cubo de flexibilidad operativa disponible de cada unidad de generación

Se repite este proceso de obtención de la flexibilidad operativa para cada intervalo de una hora del periodo de análisis de 12 horas.

4.2.6. Análisis de la flexibilidad operativa de la demanda

En este caso, el modelo de 34 nodos de la IEEE tiene valores de carga constante, por lo que en principio la carga sería un solo valor que no conlleva a un mayor análisis (figura 4.23).

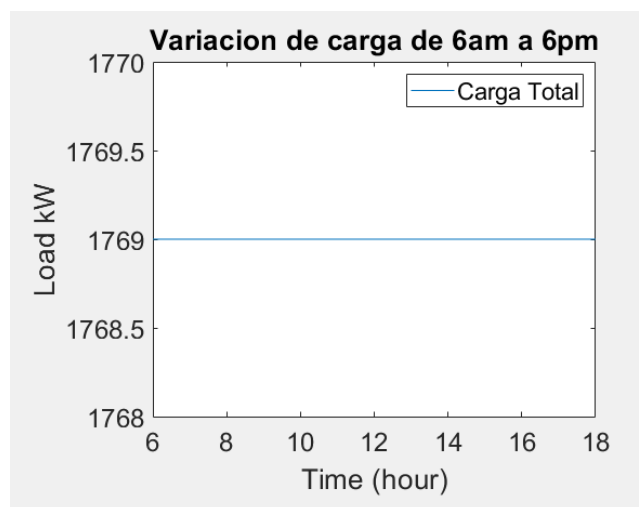


Figura 4.23 Curvas de demanda de potencia activa de sistema de 34 nodos modificado

Sin embargo, en este caso de estudio es necesario contemplar las pérdidas en línea y en los elementos (figura 4.24) ya que puede representar la diferencia entre ser capaz de abastecer la demanda del sistema o no.

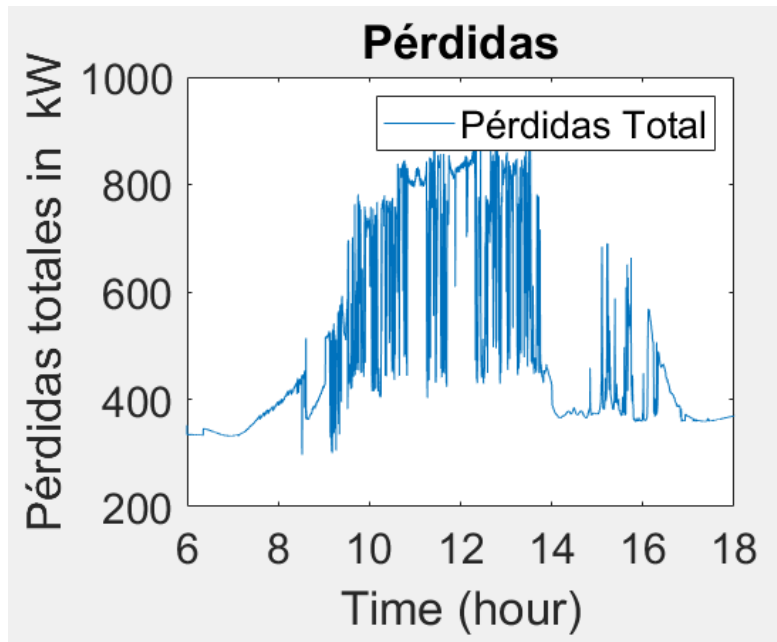


Figura 4.24 Curva de pérdidas de potencia activa del sistema de 34 nodos modificado

De modo que la demanda tiene la forma mostrada en la figura 4.25:

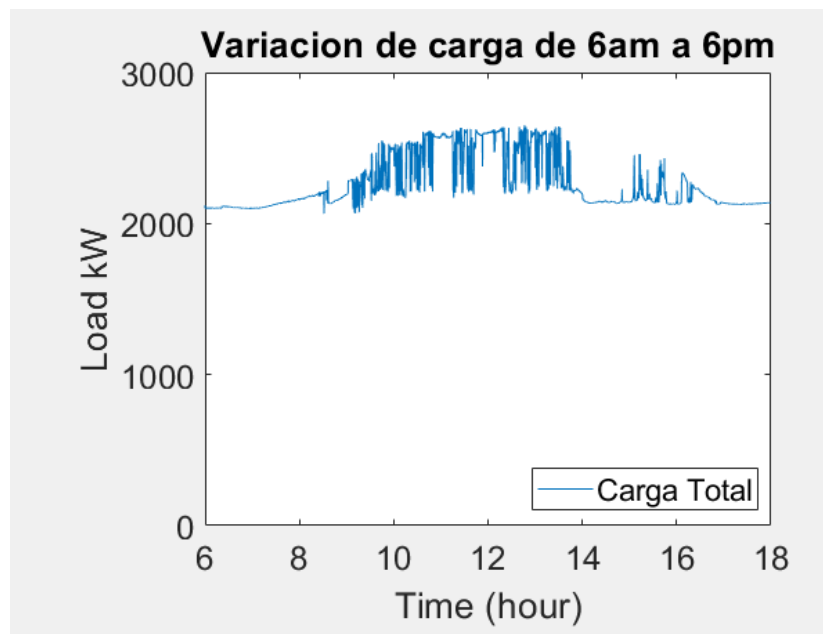


Figura 4.25 Curvas de demanda de potencia activa P considerando perdidas

Igual a la flexibilidad disponible, para la demanda se tiene una resolución de un segundo por lo que es necesario reducir la cantidad de datos a los promedios de intervalos de una hora como se presenta en la tabla 4.26 para ingresar en el análisis.

Tabla 4.8 Recopilación de datos de la demanda del sistema

Período	Pronostico Flexibilidad Requerida		Requerido [kW]
	Pronóstico Mín [kW]	Pronóstico. Máx [kW]	
5-6	-	-	0
6-7	-	-	2110,77
7-8	-	-	2135,67
8-9	-	-	2179,31
9-10	-	-	2346,65
10-11	-	-	2539,28
11-12	-	-	2589,95
12-13	-	-	2612,86
13-14	-	-	2408,66
14-15	-	-	2168,29
15-16	-	-	2136,67
16-17	-	-	2134,95
17-18	-	-	2137,78

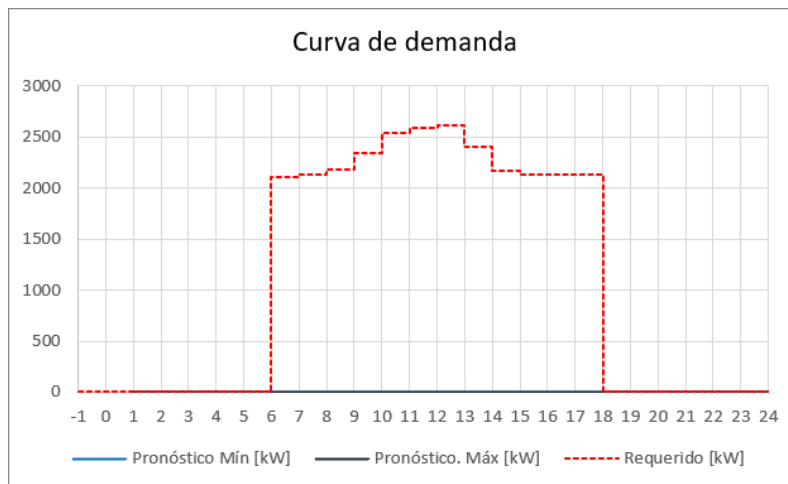


Figura 4.26 Cuadro de recopilación de datos de la demanda del sistema

Una vez que se han obtenido los valores de la demanda y se han calculado los criterios de flexibilidad operativa (ρ , π , ϵ) relacionados con la carga, se procede a construir el cubo de flexibilidad operativa requerido para cada paso de tiempo, en la figura 4.27 se observa el volumen para el intervalo de 11h00-12h00.

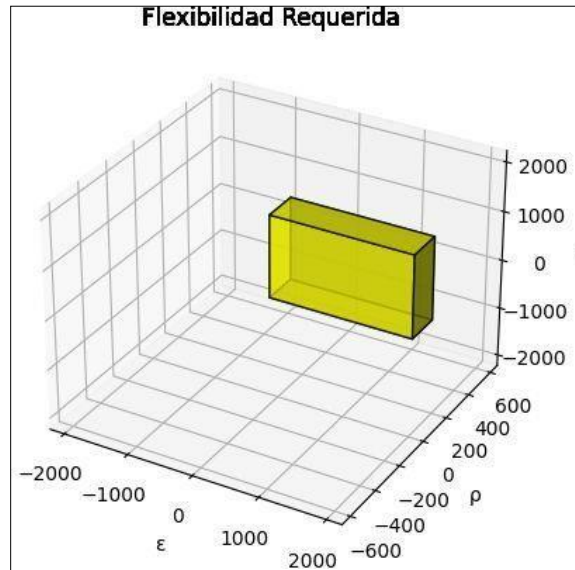


Figura 4.27 Flexibilidad operativa de la demanda para un intervalo de tiempo analizado

Se repite este proceso de obtención de la flexibilidad operativa requerida para cada intervalo de una hora del periodo de análisis de 12 horas.

4.2.7. Evaluación de cubos de flexibilidad operativa

Se grafica bajo un mismo espacio la flexibilidad disponible con la requerida a fin de realizar la comparación visual de los cubos de flexibilidad operativa disponible y la requerida (figura 4.28), para cada paso de tiempo.

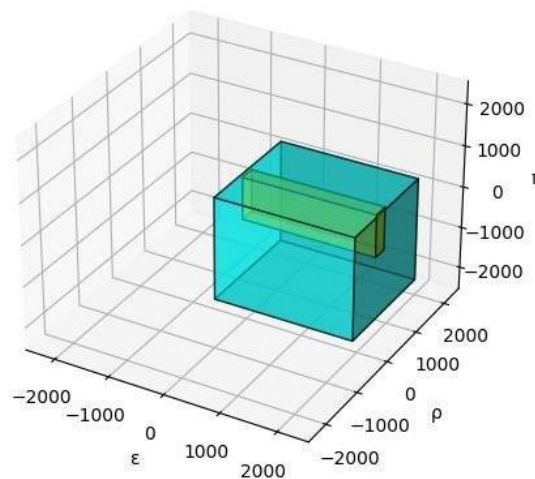


Figura 4.28 Resultados de evaluación de flexibilidad disponible contra la requerida

4.2.8. Análisis de Resultados

En primer lugar, para evaluar la metodología se obtienen los resultados del sistema de 34 nodos con integración de DERs mediante la simulación en OpenDSS y la presentación de resultados mediante MATLAB. A partir de esto se puede observar las gráficas de la figura 4.29.

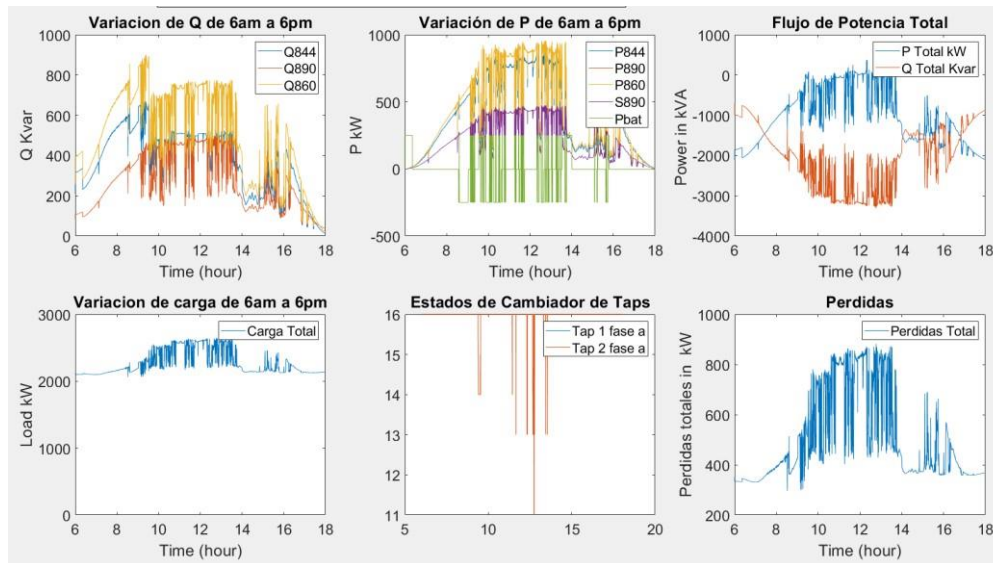


Figura 4.29 Resultados de simulación Test Feeder de 34 nodos modificado

Un punto que destaca de estos resultados es el comportamiento de la potencia activa “Variación de P de 6am a 6pm” y reactiva “Variación de Q de 6am a 6pm” en el sistema que, como fue previsto, presenta un comportamiento extremadamente variable siguiendo la forma de la curva de radiación de la figura 4.17; a la par se tiene la variación de la carga que adopta la forma anteriormente descrita. Se obtiene también el flujo de potencia activa en el sistema en referencia a la barra infinita que establece el estado del sistema en ese instante de tiempo. Finalmente se encuentra el estado de cambiador de taps para visualizar que el sistema de regulación de voltaje está conectado y las pérdidas activas totales en el sistema.

De toda esta información, la de mayor relevancia en esta discusión corresponde al gráfico de flujo de potencia activa en el sistema, que se presenta en la figura 4.30.

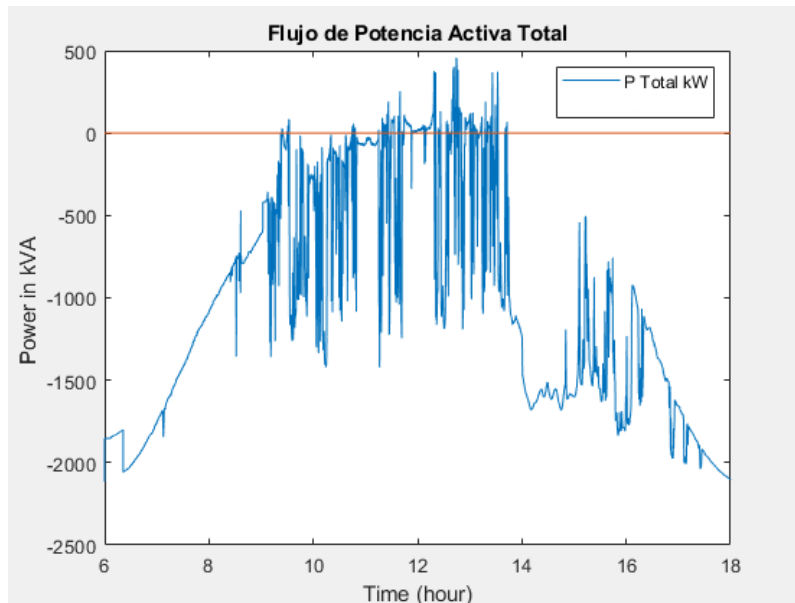


Figura 4.30 Resultados de Flujo de Potencia Activa en sistema de 34 nodos modificado

De los resultados obtenidos, se observa que el sistema, compuesto íntegramente por generación fotovoltaica, no logra satisfacer la demanda entre las 06h00 y las 09h00. Posteriormente, en el intervalo de 09h00 a 10h00, el sistema cumple parcialmente con la demanda en ciertos momentos. Entre las 10h00 y las 13h00, se puede confirmar que el sistema satisface adecuadamente las necesidades de carga. Luego, de 13h00 a 14h00, el sistema vuelve a satisfacer la demanda solo en determinados puntos. Finalmente, a partir de las 14h00 hasta el fin del período analizado, la generación de los sistemas fotovoltaicos conectados resulta insuficiente para cubrir la totalidad de la carga conectada. Este comportamiento se resume y presenta en la tabla 4.9.

Tabla 4.9 Resultados de resolución de flujos de potencia de Sistema de 34 nodos

Hora	Estado
6h00 - 7h00	No Satisface
7h00 - 8h00	No Satisface
8h00 - 9h00	No Satisface
9h00 - 10h00	Satisface Parcialmente
10h00 - 11h00	Satisface
11h00 - 12h00	Satisface
12h00 - 13h00	Satisface
13h00 - 14h00	Satisface Parcialmente
14h00 - 15h00	No Satisface
15h00 - 16h00	No Satisface
16h00 - 17h00	No Satisface
17h00 - 18h00	No Satisface

A continuación, mediante el análisis de la flexibilidad operativa se obtiene los resultados como se observa en la tabla 4.10, donde se remarcan de rojo los intervalos donde no se cumple con la condición de validación de la flexibilidad operativa y en verde los intervalos donde sí satisface.

Tabla 4.10 Resultados de análisis de Flexibilidad Operativa para un periodo de 12 horas

Consolidado		Resultados
	Potencia	Análisis
5-6	0	
6-7	166.98591	Analisis1
7-8	699.588	Analisis2
8-9	1342.9898	Analisis3
9-10	1933.6202	Analisis4
10-11	2381.4685	Analisis5
11-12	2577.5062	Analisis6
12-13	2696.5108	Analisis7
13-14	1871.3528	Analisis8
14-15	769.71905	Analisis9
15-16	476.87929	Analisis10
16-17	440.10531	Analisis11
17-18		Analisis12

Al comparar los resultados obtenidos de la tabla 4.10 con el análisis de la tabla 4.9 se puede rescatar varias semejanzas, la principal radica en los periodos desde las 10h00 hasta las 13h00 donde el sistema es capaz de satisfacer la demanda, en términos de flexibilidad durante estos periodos el volumen de flexibilidad requerida encaja satisfactoriamente en el de flexibilidad disponible, en los periodos de 09h00 a 10h00 y de 13h00 a 14h00 donde el sistema cumple parcialmente, Se puede ver que en el primer intervalo si se satisface con la condición de cumplimiento, mientras que en el segundo intervalo se establece que no, esta diferencia entre los dos intervalos que tienen el mismo comportamiento se debe a dos factores: el primero en la reducción de datos que se realiza para simplificar el análisis y en el hecho que se están evaluando tres métricas simultáneamente por lo que en ciertos puntos del intervalo el nivel de potencia sea el adecuado, sin embargo durante ese mismo intervalo la métrica de energía o de rampa de potencia no cumplen.

La figura 4.31 destaca un escenario particularmente significativo en el que la flexibilidad operativa disponible excede notoriamente a la requerida. Este fenómeno, observado durante el intervalo de 12h00 a 13h00, se atribuye a dos factores clave. En primer lugar, hay una alineación óptima entre la generación de los sistemas fotovoltaicos como se puede observar en la figura 4.18, lo que resulta en una capacidad de generación pico del sistema. En segundo

lugar, se registra una variabilidad mínima en la demanda energética debido a las características de la carga conectada durante este periodo, lo que se traduce en requerimientos reducidos de flexibilidad operativa. Al igual que en el caso de estudio #1 este escenario resalta una oportunidad de optimización de los recursos disponibles en el sistema.

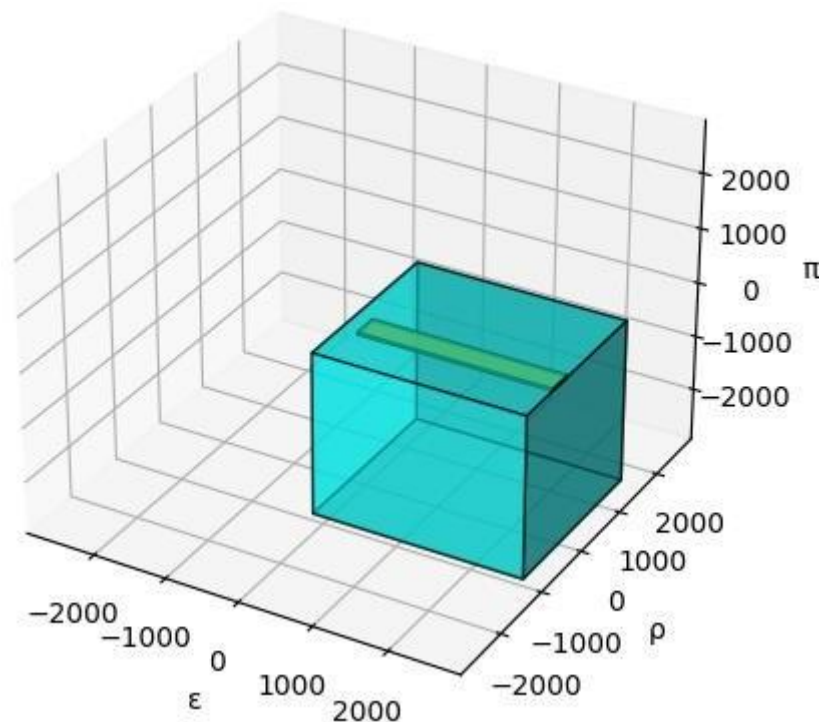


Figura 4.31 Evaluación de Flexibilidad Operativa intervalo 12h00-13h00

En este caso de estudio se encuentra otro escenario llamativo que se da en el intervalo de 07h00 a 08h00, según la información detallada en la tabla 4.10, se nota que la flexibilidad disponible no es suficiente para cubrir la requerida durante este periodo. Sin embargo, al examinar la evaluación de los volúmenes de flexibilidad operativa para ese intervalo (figura 4.32), se descubre que la realidad es aún más compleja. En este intervalo, los parámetros de nivel de potencia y energía (π y ϵ) exceden significativamente las capacidades del sistema. Esto se atribuye a la simultaneidad de los niveles mínimos de generación de todas las unidades fotovoltaicas, lo cual coincide con el momento de menor irradiación solar.

Por otro lado, el parámetro ρ , que se refiere a la rampa de potencia, cumple con los requerimientos; esto es debido a que la demanda mantiene una variación mínima, lo que resulta en requerimientos bajos de ajuste en términos de rampa de potencia. A pesar de que la rampa de potencia del sistema es suficiente, la insuficiencia en los otros dos parámetros pone de manifiesto un desafío crítico en la capacidad de respuesta del sistema ante la demanda de energía en ese horario.

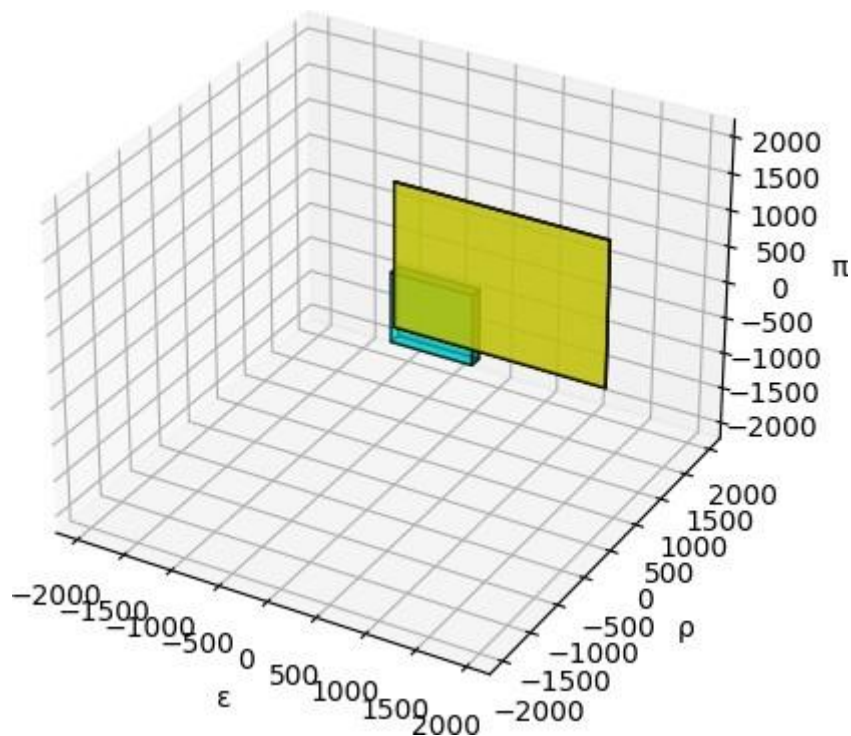


Figura 4.32 Evaluación de Flexibilidad Operativa intervalo 7h00-8h00

En la figura 4.33 se examina el intervalo de 09h00 a 10h00. Según los datos de la tabla 4.10, se indica que el sistema tiene capacidad suficiente para satisfacer la demanda durante este período. Sin embargo, un análisis más minucioso de la evaluación muestra que, si bien la demanda requerida se ajusta dentro de los límites de la flexibilidad disponible, los planos correspondientes a la flexibilidad operativa necesaria están notablemente próximos a los límites del volumen de flexibilidad disponible. Este hallazgo sugiere que la satisfacción de la demanda es apenas parcial en este intervalo de tiempo.

Al centrarse en los parámetros específicos, se observa que las superficies que definen la energía ε y la potencia π en términos de flexibilidad operativa disponible están alarmantemente cerca de las requeridas. Esto indica un estrecho margen de maniobra y subraya la necesidad de monitorear estos parámetros cuidadosamente para prevenir posibles déficits. Por otro lado, el parámetro de rampa de potencia ρ cumple a cabalidad con las necesidades, lo cual no sorprende en este análisis ya que la variabilidad de la demanda en este caso es mínima y, por ende, no constituye un desafío significativo para el sistema.

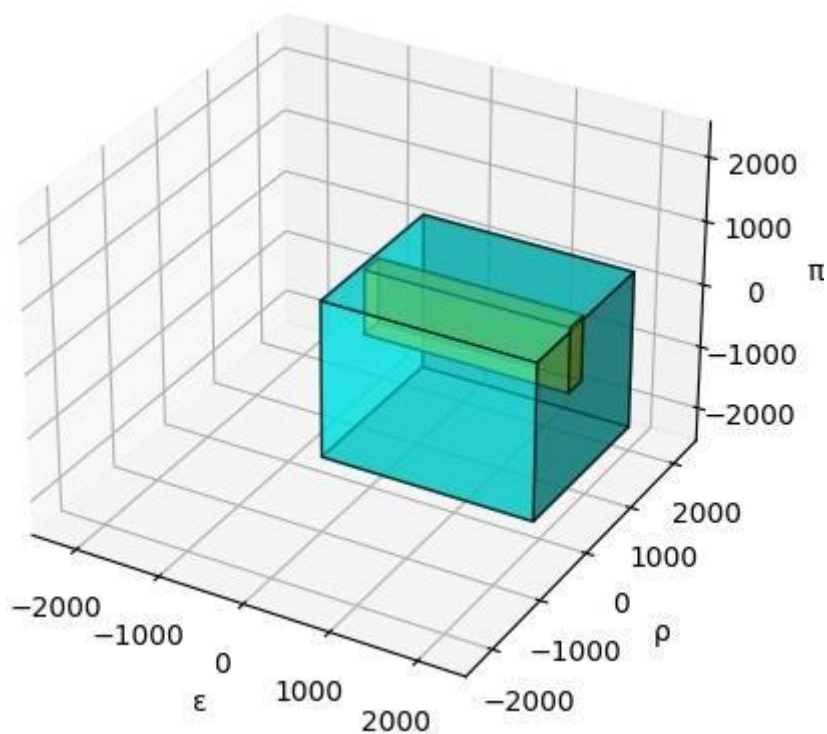


Figura 4.33 Evaluación de Flexibilidad Operativa intervalo 9h00-10h00

Otro momento crítico se identifica en el intervalo de las 13h00 a las 14h00, donde el análisis sintetizado en la tabla 4.10 sugiere que la demanda solo se satisface de forma parcial. De acuerdo con la evaluación de la flexibilidad operativa, no se alcanza la condición óptima de satisfacción. La representación gráfica correspondiente, mostrada en la figura 4.34, ilustra cómo los parámetros de potencia y energía exceden los límites del volumen de flexibilidad operativa disponible. Esta situación expone la vulnerabilidad del sistema en términos de estos parámetros específicos, una preocupación que ya fue anticipada en el escenario presentado en la figura 4.33. La visualización en la figura 4.34 evidencia que es a través de estos parámetros críticos donde la flexibilidad operativa requerida excede la capacidad del sistema.

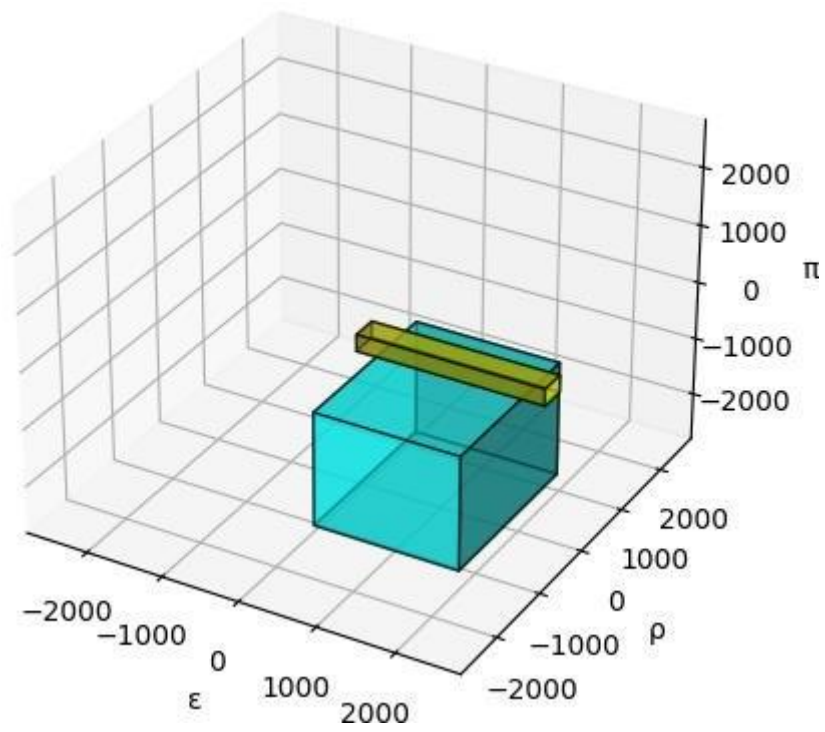


Figura 4.34 Evaluación de Flexibilidad Operativa intervalo 13h00-14h00

5. Conclusiones y Recomendaciones

5.1.1. Conclusiones

En el primer caso de estudio, se analizó un escenario hipotético para evaluar la flexibilidad operativa de dos unidades de generación eléctrica distintas. Se observó que, en la unidad hidroeléctrica (convencional), las características de potencia y energía eran más amplias en comparación con la métrica de rampa de potencia, limitada por las restricciones operativas intrínsecas de esta tecnología. Por otro lado, en la unidad fotovoltaica (parte de la generación distribuida), la rampa de potencia era más significativa, pero mostraba limitaciones en potencia y energía. Estas diferencias se evidenciaron claramente en las representaciones gráficas de flexibilidad operativa.

La gráfica resultante reveló que la combinación de ambas unidades generaba un volumen de flexibilidad operativa mayor que los individuales, lo que indica una mejor capacidad de respuesta y adaptabilidad del sistema eléctrico. La capacidad de almacenamiento de energía y regulación de potencia de la hidroeléctrica se complementaba con la rampa de potencia del sistema fotovoltaico, ofreciendo una sinergia beneficiosa. El análisis del resumen de resultados presentado en la tabla 4.5 exhibe las limitaciones del sistema para cumplir con la demanda durante los períodos pico, los cuales se alinean con la curva característica de demanda energética. Aunque existen excepciones, la tendencia general indica que el sistema enfrenta desafíos significativos en estos momentos críticos.

El escenario que se observó de la figura 4.12 de la flexibilidad en el intervalo de 07h00 a 08h00 se abordó una sobreabundancia y destacando una oportunidad adyacente de mejorar la gestión de los recursos permitiendo, por ejemplo, la redistribución de carga o la participación en mercados de energía secundarios para un aprovechamiento estratégico del exceso de capacidad. Además, el superávit en las métricas indica que el sistema posee una reserva de capacidad suficiente para afrontar aumentos imprevistos en la demanda o para acoger una mayor integración de fuentes de energía renovable, manteniendo intacta la estabilidad observada.

Las figuras 4.13 y 4.14 demuestran como la metodología brinda una representación visual intuitiva del estado actual del sistema, y también que este análisis equipa a los operadores, o responsables de la toma de decisiones, con información relevante para la gestión de las unidades. Estas visualizaciones evidencian escenarios en los que el sistema no logra

disminuir el suministro de energía, una limitación que se origina en la caracterización propia de las unidades de generación renovable y el protocolo adoptado durante el desarrollo. Ante este hallazgo, se presenta una doble vía de actuación para un operador: por un lado, se puede considerar la desconexión de las unidades fotovoltaicas, pese a que esto contravenga la costumbre, y por otro, la incorporación de unidades adicionales de almacenamiento de energía que puedan absorber el excedente sin necesidad de gran capacidad, dado que la brecha que se tiene es mínima. Sea cual sea el camino de decisiones a tomar por el operador es claro como estos resultados provienen de la información completa suministrada por un modelo de evaluación multidimensional.

Si bien los resultados obtenidos en este caso pueden parecer predecibles, la complejidad aumenta significativamente en sistemas con una mayor diversidad y cantidad de unidades de generación. En estos escenarios, identificar el parámetro más crítico o la debilidad más pronunciada no es una tarea sencilla. La aplicación del concepto de flexibilidad operativa desde la perspectiva de unidades individuales y su posterior escalada para incluir la totalidad o la mayoría del sistema proporciona una comprensión más holística y detallada de la dinámica del sistema.

Aunque el escenario hipotético facilita el proceso inicial de evaluación y validación de la metodología, la fiabilidad de los resultados obtenidos bajo estas condiciones puede ser limitada. Estos resultados no necesariamente reflejan las complejidades y variaciones de un sistema real más amplio y diverso. El uso de herramientas estandarizadas como los Test Feeders de la IEEE es decisivo. Estos modelos ofrecen una manera más precisa y realista de reflejar las condiciones de sistemas energéticos, permitiendo diagnósticos más fiables sin la necesidad de dedicar un tiempo considerable en el diseño de experimentos que satisfagan estos requerimientos de veracidad.

En el caso de estudio #2, se implementó una modificación del test feeder de 34 nodos de la IEEE para evaluar un escenario con 100% de penetración de recursos energéticos distribuidos (DERs). El cual permitió validar los resultados obtenidos al aplicar la metodología propuesta para evaluar la flexibilidad técnica operativa de los DERs.

A través de la simulación en OpenDSS, se matizó que, aunque en ciertos momentos la generación fotovoltaica podía cubrir las necesidades, había periodos críticos donde esto no sucedía. Durante los intervalos en los que se logró un flujo de potencia positivo, principalmente alrededor del mediodía, el sistema fue capaz de satisfacer la demanda. Sin embargo, se identificaron dos periodos específicos donde esta satisfacción fue solo parcial, evidenciando puntos dentro del intervalo donde la generación era insuficiente.

Al realizar la evaluación utilizando el análisis de flexibilidad operativa, se encontró que en los tramos donde el sistema no logra satisfacer la demanda, esta incapacidad se refleja claramente en la evaluación de la flexibilidad operativa ya que la flexibilidad requerida excedía el volumen de flexibilidad disponible. En los intervalos donde la demanda se satisface completamente, el cubo de flexibilidad requerida se ajusta perfectamente dentro del volumen de flexibilidad disponible. Durante los dos periodos de satisfacción parcial, uno cumplió con el criterio de aceptación de flexibilidad operativa a pesar de las deficiencias puntuales. Sin embargo, en el segundo periodo, aunque por momentos el nivel de potencia era adecuado, el parámetro de energía disponible resultó insuficiente. La evaluación de los volúmenes de flexibilidad mostró que este déficit hacía que el cubo de flexibilidad requerida no se ajustara dentro del volumen disponible, indicando que, bajo ciertas condiciones, el conjunto de unidades de generación realmente era incapaz de satisfacer la demanda en este intervalo.

El análisis con la metodología de flexibilidad operativa permitió identificar con precisión los intervalos y dimensiones en los que el sistema no alcanzaba los requisitos de demanda. Además de que en los intervalos donde se tenía cierta ambigüedad en el estado del sistema, se pudo dar otra perspectiva ya que no solamente se evalúa si el nivel de potencia es insuficiente, sino que el parámetro de capacidad de suministro de energía o de rampa de potencia tampoco son suficientes.

Por otro lado, la evaluación detallada en las figuras 4.33 y 4.34 del caso de estudio #2 revela una situación compleja. Aunque el sistema, en su conjunto, parece capaz de suministrar adecuadamente la demanda actual, se observan intervalos críticos donde la capacidad disponible y la requerida se hallan en un equilibrio frágil. De especial preocupación son los parámetros de energía ϵ y potencia π , los cuales están alarmantemente cerca de sobrepasar los límites del criterio de cumplimiento.

El patrón que se observa entre los dos resultados indica que, si bien en ciertos intervalos el sistema parece cumplir satisfactoriamente con las necesidades, existen momentos donde se ve comprometida la confiabilidad del sistema ya que existe un muy pequeño margen entre la flexibilidad operativa requerida con la disponible lo que se traduce en un sistema con un estado de estabilidad crítica. Esta situación nos apunta a la necesidad de fortalecer la capacidad del sistema para manejar esta eventualidad y gracias al análisis multidimensional expone que los parámetros de energía y de nivel de potencia que se deben cubrir, posiblemente a través de la optimización de la generación existente, la incorporación de mayor almacenamiento de energía o el ajuste de los protocolos operativos para mejorar la respuesta en potencia y energía. Tales medidas podrían ayudar a incrementar la brecha entre

la flexibilidad requerida y la disponible, mejorando la resiliencia y eficiencia del sistema energético en su conjunto.

En este contexto, los operadores del sistema necesitan información crítica para determinar las medidas a tomar ya que, frente a un posible déficit en la potencia del sistema, la adición de sistemas fotovoltaicos puede ser una solución estratégica. En cuanto a la energía, la bioenergía y las tecnologías avanzadas de almacenamiento, como las baterías de ion-litio, pueden proporcionar la capacidad adicional necesaria. Además, la implementación de vehículos eléctricos como unidades de almacenamiento móvil ofrece una solución dinámica y adaptable. Estas estrategias, respaldadas por una evaluación metódica de la flexibilidad operativa, son herramientas clave para optimizar la gestión de la micro red y garantizar su capacidad de adaptación a variaciones de la demanda y a los desafíos específicos presentados por los parámetros de energía ϵ y potencia π .

La integración de estos criterios permite una comprensión más holística y precisa del sistema. Por ejemplo, la métrica de energía disponible ofrece una visión sobre la capacidad máxima del sistema, mientras que la rampa de potencia informa sobre la rapidez con la que el sistema puede adaptarse a cambios en la demanda o en las condiciones operativas. Esta visión ampliada y detallada de la flexibilidad operativa permite al sistema "ver" y entender mejor la capacidad de cualquier sistema de GD que se conecte, mejorando así la observabilidad del sistema. Esto es particularmente relevante para la generación distribuida, donde múltiples fuentes de energía pequeñas y descentralizadas necesitan ser integradas y gestionadas eficientemente.

Además, esta aproximación mejora significativamente la controlabilidad del sistema. Un operador ya no tiene que considerar cada DER de manera aislada, sino que puede manejarlos como un grupo coordinado, optimizando así la distribución y el uso de la energía. Esto permite una respuesta más ágil y eficiente a las variaciones de demanda y a las condiciones operativas.

Esta capacidad de demostrar la fiabilidad y eficiencia en la gestión de la generación distribuida abre nuevas oportunidades para colaboraciones y acuerdos entre operadores de DER y empresas de distribución. Estos acuerdos no solo mejoran la eficiencia del sistema energético, sino que también contribuyen a una mayor integración de fuentes de energía renovables y distribuidas, alineándose con las tendencias globales hacia una energía más sostenible y descentralizada.

Al observar los resultados de los casos de estudio en ciertos intervalos de tiempo, la flexibilidad disponible en el sistema supera considerablemente la requerida, debido ya sea al comportamiento de la demanda como de las unidades de generación. Este "excedente" de flexibilidad, una vez identificado, ofrece oportunidades significativas que pueden ser aprovechadas para funciones adicionales en la red de suministro de energía.

Entre las posibles aplicaciones de este excedente de flexibilidad se encuentran la prestación de servicios auxiliares como el control de frecuencia y voltaje, suministro de energía reactiva, y otras funciones críticas para la operación eficiente de las redes de suministro de energía. Algunos de los servicios que igualmente podrían beneficiarse de este excedente incluyen soluciones de autoconsumo, donde las empresas de servicios públicos pueden estimar ahorros potenciales y retornos de inversión en sistemas fotovoltaicos de autoconsumo, y movilidad eléctrica, que implica ofrecer sistemas de recarga y tarifas especiales para vehículos eléctricos.

5.1.2. Recomendaciones

Un aspecto fundamental en la evaluación de la flexibilidad operativa es el modelado preciso de los sistemas. Este proceso requiere una recopilación exhaustiva de información sobre cada unidad, aprovechando todas las fuentes de datos disponibles. Dada la gran cantidad de información asociada a cada elemento del sistema, es esencial dedicar tiempo y esfuerzos suficientes para esta tarea. Además, se debe tener un criterio claro y efectivo para filtrar y depurar los datos, asegurando que la información utilizada sea relevante y confiable.

Al abordar el estudio de la flexibilidad operativa en diferentes casos, se presenta un desafío en la etapa inicial de construcción del volumen de flexibilidad. Este problema se centra en el criterio de normalización, un aspecto crucial tanto para la etapa de agregación, que se lleva a cabo mediante la suma de Minkowski como sugiere la teoría, como para la fase de evaluación en donde es fundamental que ambas figuras implicadas en el proceso se encuentren en un mismo espacio y escala, lo que garantiza que la evaluación sea coherente y válida.

En este trabajo, el criterio de normalización adoptado se basa en el punto de operación tanto de las unidades como de la demanda. Sin embargo, existen otras metodologías igualmente válidas para la normalización, como la representación gráfica de todos los elementos partiendo de un valor de cero, o la conversión de todos los valores en valores por unidad. Independientemente del método elegido, es crucial definir claramente el criterio de

normalización desde el comienzo y mantenerlo constante a lo largo de todo el proceso. Esta consistencia es esencial para preservar la fiabilidad y credibilidad de los resultados obtenidos. La correcta normalización no solo facilita la comparación y evaluación de los datos, sino que también puede facilitar el manejo de los datos para su tabulación.

La evaluación de la flexibilidad operativa en esta metodología implica el análisis de datos en más de dos dimensiones, lo que puede presentar desafíos relacionados con la perspectiva y la interpretación visual. En muchas ocasiones, un solo vistazo no es suficiente para apreciar completamente cómo se distribuyen los volúmenes de flexibilidad operativa disponible y requerida en el espacio tridimensional. Por lo tanto, es crucial encontrar herramientas y métodos que mitiguen estos problemas de visualización.

Se recomienda el uso de líneas guía, múltiples perspectivas de representación o, si es posible, el desarrollo de un entorno de interacción con el modelo tridimensional. Estas herramientas pueden facilitar significativamente la comprensión de los datos y ayudar en la toma de decisiones.

5.1.3. Trabajos Futuros

Desarrollo y Mejora de Herramientas de Evaluación: La implementación de herramientas para evaluar la flexibilidad operativa en sistemas con generación distribuida es esencial. Estas herramientas aún requieren desarrollo adicional para perfeccionar los procesos y garantizar su eficacia en un entorno real. Reconocer y abordar los problemas inherentes a la integración de recursos energéticos distribuidos es un paso fundamental. Plantear soluciones preliminares no solo resalta estos desafíos, sino que también invita a la participación activa de los involucrados y sienta las bases para modelos más abiertos y adaptativos.

Criterio de Normalización: Durante el desarrollo de programas para la creación, agregación y evaluación de los volúmenes de flexibilidad operativa, se identificaron desafíos específicos que merecen una investigación detallada. Un aspecto crucial es la definición de puntos de operación o de otros parámetros de normalización para unidades de generación o demanda proyectada, lo cual no siempre es evidente o directo. Un estudio dedicado a explorar métodos para determinar estos puntos de operación y seleccionar el más adecuado en cada caso sería una valiosa adición a la herramienta de flexibilidad operativa. Este enfoque ayudaría a construir de manera más precisa los cubos de flexibilidad para cada intervalo de tiempo.

Optimización de la Presentación de Resultados: La forma en que se presentan los resultados es crucial, dado que la evaluación se realiza de manera visual por parte del operador. Identificar y desarrollar el programa o modelo más efectivo para presentar estos resultados es esencial. Estandarizar el uso de una herramienta de visualización optimizada facilitaría significativamente la implementación y la interpretación de estas evaluaciones, mejorando así la toma de decisiones en la gestión de sistemas energéticos.

Recopilación de Datos: Durante el desarrollo de este análisis, se observó que la información referente a la rampa de potencia no siempre está adecuadamente documentada o accesible. En muchos casos, fue necesario recurrir a datos históricos para definirla de manera apropiada.

Por lo tanto, se sugiere que las investigaciones futuras se centren en desarrollar metodologías estandarizadas y eficientes para la recopilación y análisis de datos relacionados con la rampa de potencia. Esto podría incluir la creación de bases de datos más robustas y accesibles, el desarrollo de herramientas analíticas para procesar y entender mejor estos datos, y la implementación de protocolos claros para la documentación y actualización regular de esta información.

Además, sería beneficioso explorar formas de integrar tecnologías emergentes, como el aprendizaje automático y la inteligencia artificial, para predecir y modelar el comportamiento de la rampa de potencia en diferentes escenarios operativos. Este enfoque no solo mejorará la comprensión actual de la rampa de potencia, sino que también facilitará la toma de decisiones más informada y eficiente en la gestión y operación de sistemas energéticos.

Referencias

- [1] Oureilidis K, Malamaki KN, Gallos K, Tsitsimelis A, Dikaiakos C, Gkavanoudis S, et al. Ancillary services market design in distribution networks: Review and identification of barriers. *Energies* 2020;13. <https://doi.org/10.3390/en13040917>.
- [2] Edward J. Coster, Johanna M. A. Myrzik, Bas Kruimer, and Wil L. Kling. Integration issues of distributed generation in distribution grids. *Proceedings of the IEEE*, 99(1):28–39, 2010
- [3] N. Dkhili, J. Eynard, S. Thil, y S. Grieu, "A survey of modelling and smart management tools for power grids with prolific distributed generation," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 21, 2020, Art. no. 100284, ISSN 2352-4677. [Online]. Disponible: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2019.100284>.
- [4] M. M. Chuqui Quinteros, "Análisis de Generación Distribuida en Hogares y Edificaciones," Tesis de Grado, Carrera de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador, Dic. 2014. [Online]. Disponible: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/7529/6/UPS%20-%20KT00890.pdf>
- [5] A. Levy, D. Messina, y R. Contreras Lisperguer, "Hacia una planificación sostenible para una transición energética justa en América Latina y el Caribe: Análisis de mejores prácticas en países seleccionados" *Serie Recursos Naturales y Desarrollo*, No. 209. [Online]. Disponible: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/47386/4/S2300085_es.pdf
- [6] C. Robles Algarin y O. Rodríguez Álvarez, "Un panorama de las energías renovables en el Mundo, Latinoamérica y Colombia," *Revista ESPACIOS*, vol. 39, no. 34, 2018.
- [7] IRENA (2022), "Perspectiva mundial de las transiciones energéticas 2022: ruta de 1.5 °C", Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi. [Online]. Disponible: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Mar/IRENA_WETO_Summary_2022_ES.pdf?rev=80bee1c07f9c4b139bf81a5c1d1a3553&hash=EC7E78B25B88D877205E457DF5DCF984
- [8] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), preparado por T. Castillo, F. García, L. Mosquera, T. Rivadeneira, K. Segura, y M. Yujato, bajo la dirección de A. Blanco Bonilla y M. Cadena, 2022. [Online]. Disponible: <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2023/01/Panorama-ALC-13-12-2022.pdf>
- [9] E. Velasco-Ramírez, "Redes de transmisión inteligente. Beneficios y riesgos," *Ingeniería Investigación y Tecnología*, vol. XIV, no. 1, pp. 81-88, ene.-mar. 2013, ISSN 1405-7743. FI-UNAM.
- [10] C. H. Bastidas Paz y H. F. Chinchero Villacís, "Sistema de Gestión de Energía para Edificios Inteligentes utilizando Generación Distribuida," *Latin-American Journal of Computing (LAJC)*, vol. X, no. 1, ene. 2023.
- [11] E. Taibi, T. Nikolakakis, L. Gutiérrez, C. Fernández, J. Kiviluoma, T. J. Lindroos, y S. Rissanen, "Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética Parte 1: Panorama general para los encargados de formular políticas," Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), Nov. 2018, ISBN 978-92-9260-089-1.
- [12] J. M. Mantilla, C. A. Duque, C. H. Galeano, "Análisis del Esquema de Generación Distribuida como una opción para el Sistema Eléctrico Colombiano", Universidad Nacional de Colombia, Edificio 453, Oficina 401, Bogotá, Colombia, jun, 2008.
- [13] S. X. Carvajal Quintero y J. D. Marín Jiménez, "Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico," *Tecnura*, vol.

- 17, no. 35, pp. 77-89, ene.-mar. 2013. Disponible en línea: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=257025800009>.
- [14] W. G. 3. CIGRE, Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System, 1999.
- [15] "Descripción de la Generación Distribuida," Environmental and Energy Study Institute (EESI), [Online]. Disponible: <https://www.eesi.org/topics/distributed-generation/description>.
- [16] L. Tecnalía, "Guía Básica de la Generación Distribuida", Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, Madrid, España, 2007
- [17] A. Bayod, J. Amada, J. L. Bernal-Agustín, J. M. Yusta, y J. A. Domínguez Navarro, "Definitions for Distributed Generation: A revision," Renewable Energy and Power Quality Journal, vol. 1, pp. 340-343, 2005, doi: 10.24084/repqj03.295.
- [18] F. Gonzalez-Longatt y C. Fortoul, "Review of the Distributed Generation Concept: Attempt of Unification," Renewable Energy and Power Quality Journal, vol. 1, no. 3, pp. 281-284, Mar. 2005, doi: 10.24084/repqj03.275.
- [19] L. A. Paredes Tapia, B. R. Serrano, y M. G. Molina, "Nuevo paradigma de los sistemas eléctricos: generación distribuida y microrredes eléctricas. Un vínculo de accesibilidad a la electricidad en América Latina y el Caribe," ENERLAC, vol. III, no. 2, pp. 88-110, dic. 2019. Disponible en: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/hm000757.pdf>.
- [20] G. Chicco y P. Mancarella, "Distributed multi-generation: A comprehensive view," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 13, pp. 535-551, 2009, doi: 10.1016/j.rser.2007.11.014.
- [21] N. Dkhili, J. Eynard, S. Thil, S. Grieu, "A survey of modelling and smart management tools for power grids with prolific distributed generation," Sustainable Energy, Grids and Networks, vol. 21, 2020, Art. no. 100284, ISSN 2352-4677, doi: 10.1016/j.segan.2019.100284.
- [22] Philip P. Barker and Robert W. De Mello. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. In IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, volume 3, pages 1645–1656, 2000.
- [23] Joao A. Pecas Lopes, Nikos Hatziargyriou, Joseph Mutale, Predrag Djapic, and Nicholas P. Jenkins. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. Electric power systems research, 77(9):1189–1203, 2007.
- [24] Sri Niwas Singh. Distributed generation in power systems: An overview and key issues. In 24rth Indian Engineering Congress, NIT Surathkal, Kerala, India, 2009.
- [25] Soroudi, A.; Ehsan, M.; Caire, R.; Hadjsaid, N. Possibilistic evaluation of distributed generations impacts on distribution networks. IEEE Trans. Power Syst. 2011, 26, 2293–2301.
- [26] Oureilidis K, Malamaki KN, Gallos K, Tsitsimelis A, Dikaiakos C, Gkavanoudis S, et al. Ancillary services market design in distribution networks: Review and identification of barriers. Energies 2020;13. <https://doi.org/10.3390/en13040917>.
- [27] Strasser T, Andrén F, Kathan J, Cecati C, Buccella C, Siano P, et al. A Review of Architectures and Concepts for Intelligence in Future Electric Energy Systems. IEEE Trans Ind Electron 2015;62:2424–38. <https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2361486>.
- [28] Sarmiento-Vintimilla JC, Torres E, Larruskain DM, Pérez-Molina MJ. Applications, Operational Architectures and Development of Virtual Power Plants as a Strategy to

- Facilitate the Integration of Distributed Energy Resources. *Energies* 2022;15. <https://doi.org/10.3390/en15030775>.
- [29] A. Ulbig, "Operational Flexibility in Electric Power Systems," Doctoral dissertation, ETH Zurich, 2014, doi: 10.3929/ethz-a-010337152.
- [30] C. D. Iweh, S. Gyamfi, E. Tanyi, y E. Effah-Donyina, "Distributed Generation and Renewable Energy Integration into the Grid: Prerequisites, Push Factors, Practical Options, Issues and Merits," *Energies*, vol. 14, no. 17, Art. no. 5375, 2021, doi: 10.3390/en14175375.
- [31] W. Almeida, "Generación Distribuida y su Potencial Aplicación en el Ecuador", Dirección de Operaciones, CENACE, Quito, Ecuador
- [32] Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – Consejo Nacional de Electricidad, Ecuador, 2012.
- [33] CONELEC, "Estimación Referencial del CENS en Ecuador - RESOLUCIÓN No. 025/11," 2011
- [34] H. Nosair and F. Bouffard, "Flexibility Envelopes for Power System Operational Planning," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 800-809, July 2015, doi: 10.1109/TSTE.2015.2410760.
- [35] A. Ulbig and G. Andersson, "On operational flexibility in power systems," 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA, 2012, pp. 1-8, doi: 10.1109/PESGM.2012.6344676.
- [36] P. Li, Y. Wang, H. Ji, J. Zhao, G. Song, J. Wu, y C. Wang, "Operational flexibility of active distribution networks: Definition, quantified calculation and application" *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 119, 2020, Art. no. 105872, ISSN 0142-0615, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.105872.
- [37] D. Pudjianto, C. Ramsay, y G. Strbac, "Virtual power plant and system integration of distributed energy resources," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 1, no. 1, pp. 10-16, Mar. 2007, doi: 10.1049/iet-rpg:20060023.
- [38] J. Apt, "The spectrum of power from wind turbines," *J. Power Sources*, vol. 169, no. 2, pp. 369-374, 2007, ISSN 0378-7753, doi: 10.1016/j.jpowsour.2007.02.077.
- [39] North American Electric Reliability Corporation (NERC), "Flexibility Requirements and Potential Metrics for Variable Generation: Implications for System Planning Studies," Special Report, Agosto 2010.
- [40] Y. V. Makarov, C. Loutan, J. Ma and P. de Mello, "Operational Impacts of Wind Generation on California Power Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 1039-1050, May 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2016364.
- [41] D. Gusain, M. Cvetković, y P. Palensky, "Quantification of operational flexibility from a portfolio of flexible energy resources," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 141, 2022, Art. no. 107466, ISSN 0142-0615, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107466.
- [42] M. T. Taranilla, G. Kavka, E. O. Gagliardi, y G. Hernández Peñalver, "Una operación entre polígonos: Sumas de Minkowski", Universidad Nacional de San Luis, Argentina y Universidad Politécnica de Madrid, España. Disponible en: http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/23025/Documento_completo.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [43] M. T. Taranilla, G. Kavka, E. O. Gagliardi, y G. Hernández Peñalver, "Una propuesta para mejorar el cálculo de Sumas de Minkowski entre polígonos", Universidad Nacional de San Luis, Argentina y Universidad Politécnica de Madrid, España. Disponible en:

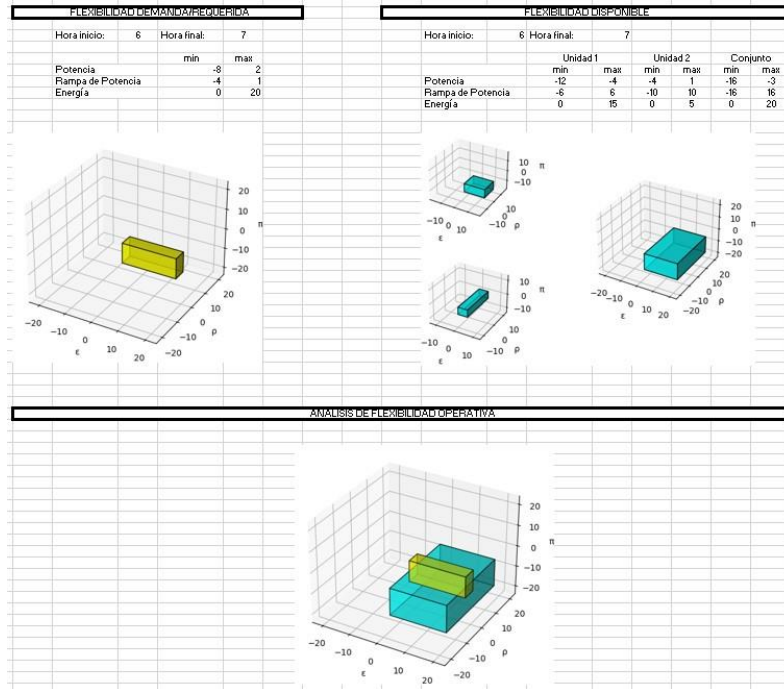
- http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/22773/Documento_completo.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- [44] R. C. Dugan y D. Montenegro, OpenDSS Manual, Electric Power Research Institute Inc., Julio 2019. [PDF].
- [45] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 975-985, Aug. 1991, doi: 10.1109/59.119237.
- [46] H. Dharmawardena and G. K. Venayagamoorthy, "A Distribution System Test Feeder for DER Integration Studies" *2018 Clemson University Power Systems Conference (PSC)*, Charleston, SC, USA, 2018, pp. 1-8, doi: 10.1109/PSC.2018.8664040.
- [47] G. Chicco and P. Mancarella, "Distributed multi-generation: A comprehensive view," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 3, pp. 535-551, 2009.
- [48] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*, Columbus, OH, USA, 2001, pp. 908-912 vol.2, doi: 10.1109/PESW.2001.916993.
- [49] J. C. Sarmiento-Vintimilla, D. Marene Larruskain, E. Torres, y O. Abarategi, "Assessment of the operational flexibility of virtual power plants to facilitate the integration of distributed energy resources and decision-making under uncertainty" *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 155, Art. no. 109611, 2024.
- [50] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables de Ecuador, 'Resolución Nro. ARCERNNR-013/2021 Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica' Gobierno de Ecuador, 2021.
- [51] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables de Ecuador, 'Resolución Nro. ARCERNNR-014/2021 Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación ' Gobierno de Ecuador, 2021.
- [52] I. Richardson y M. Thomson, "Integrated Simulation of Photovoltaic Micro-generation and Domestic Electricity Demand: A One-minute Resolution Open Source Model," *figshare*, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://hdl.handle.net/2134/8774>.

Anexos

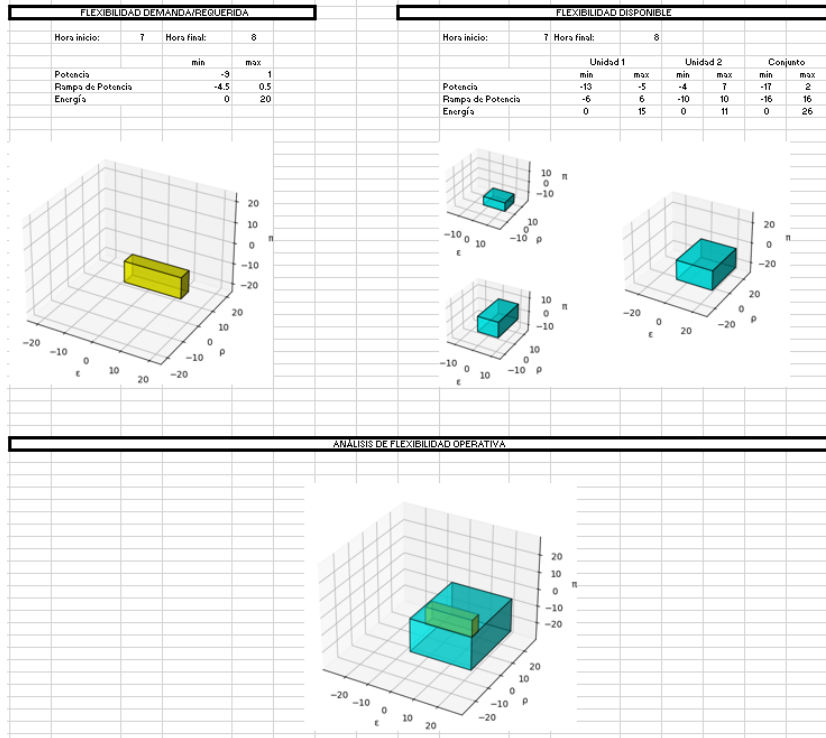
Anexo A

Resultados Caso de Estudio #1

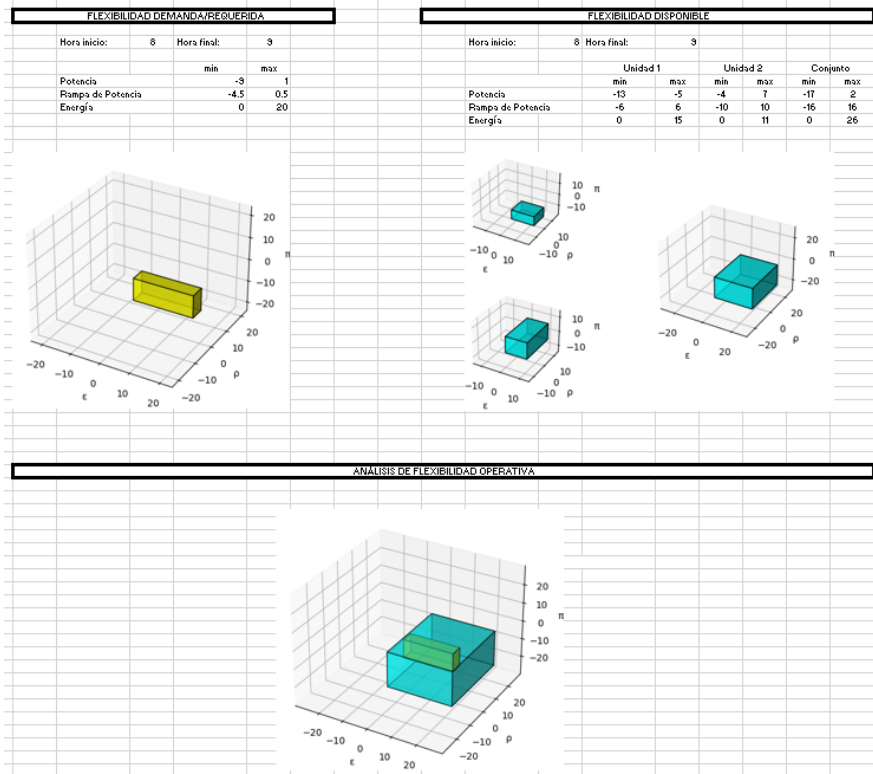
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 06H00 a 07H00



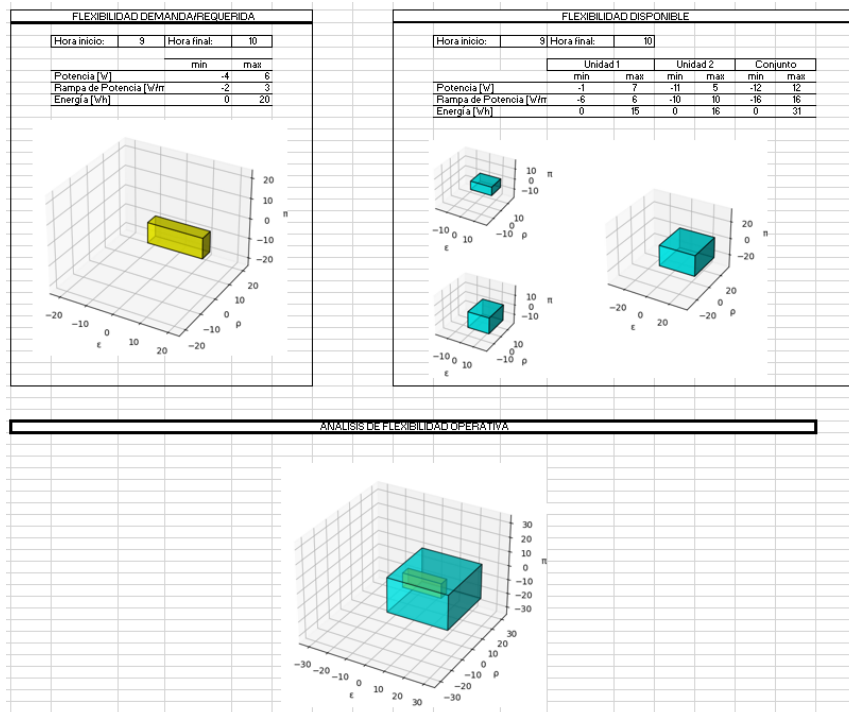
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 07H00 a 08H00



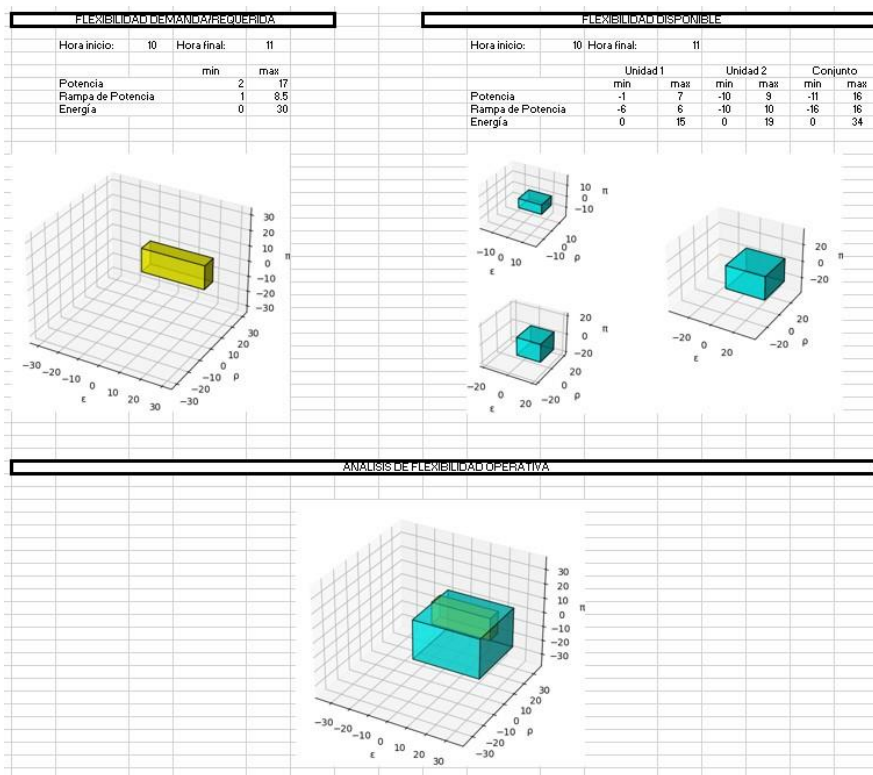
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 08H00 a 09H00



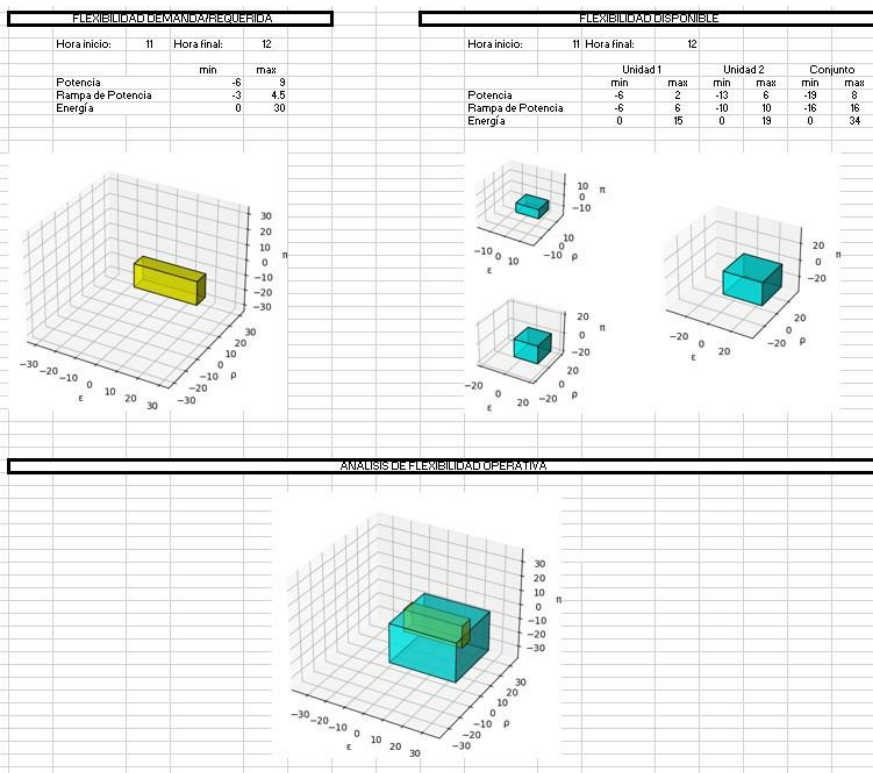
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 09H00 a 10H00



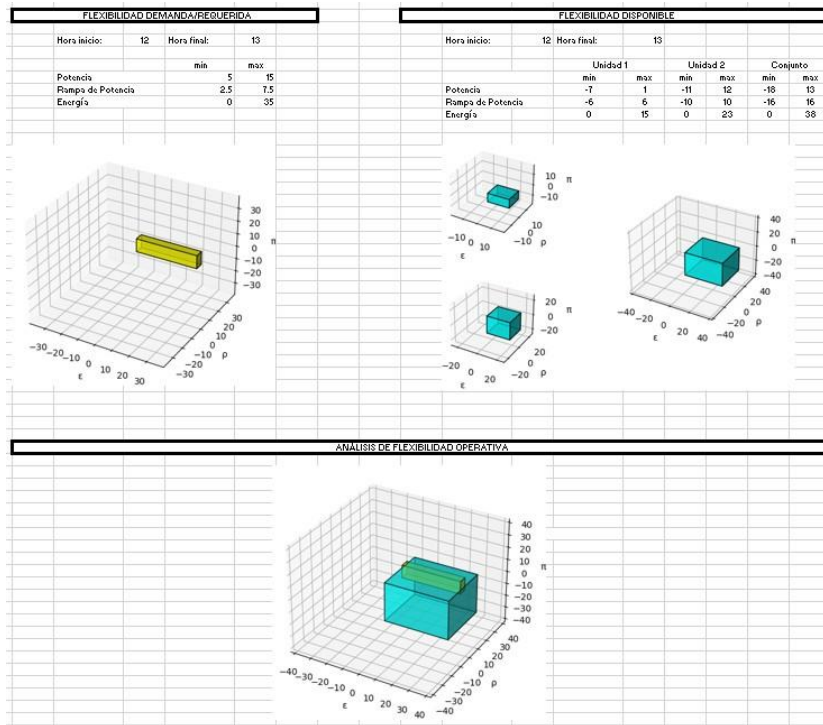
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo a 11H00



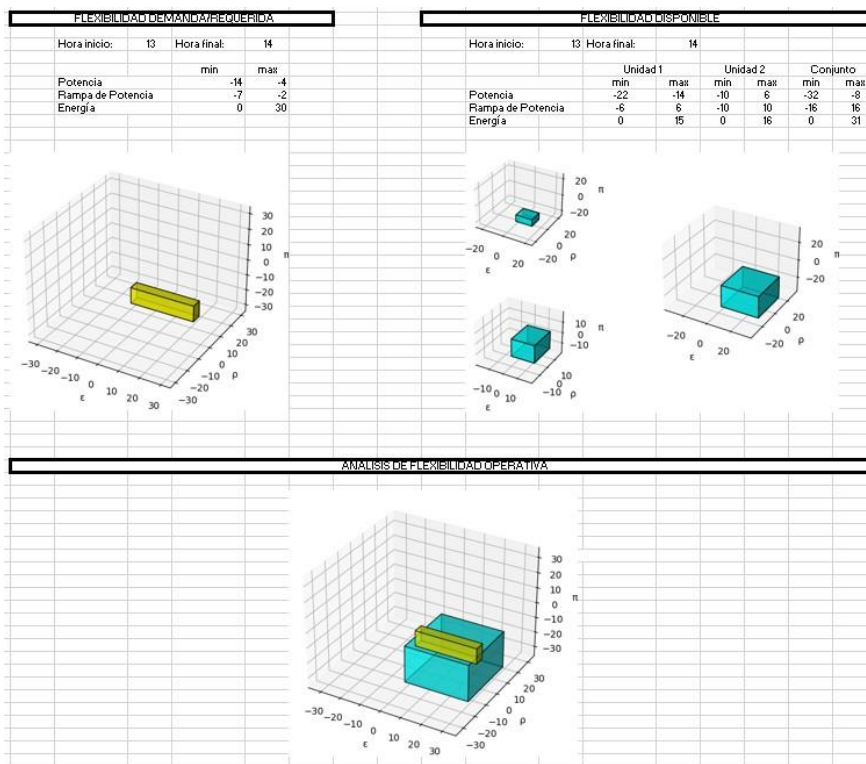
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 11H00 a 12H00



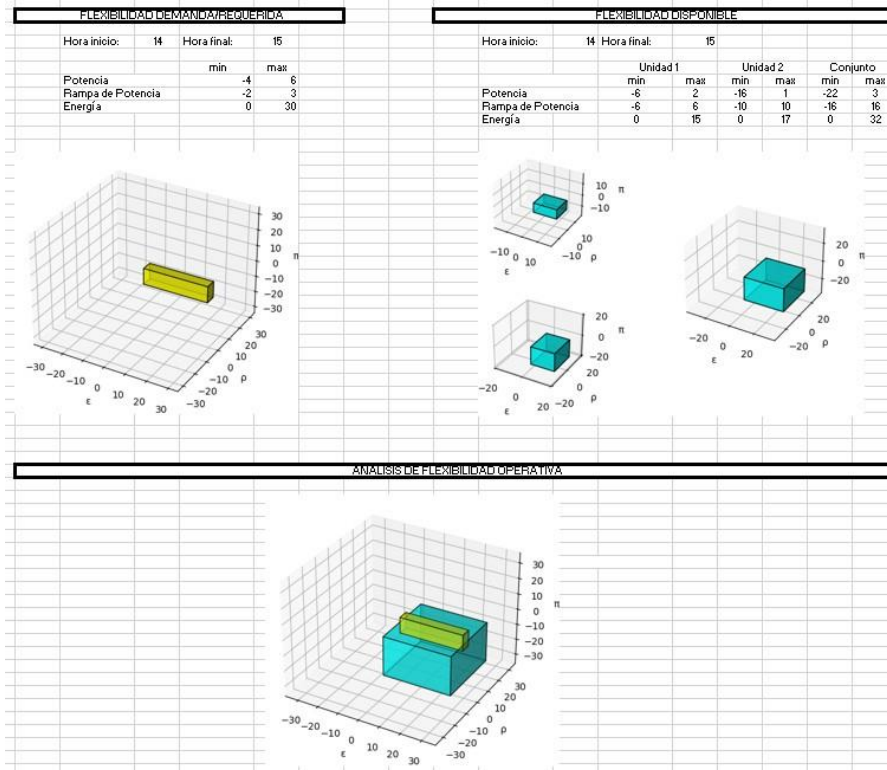
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 12H00 a 13H00



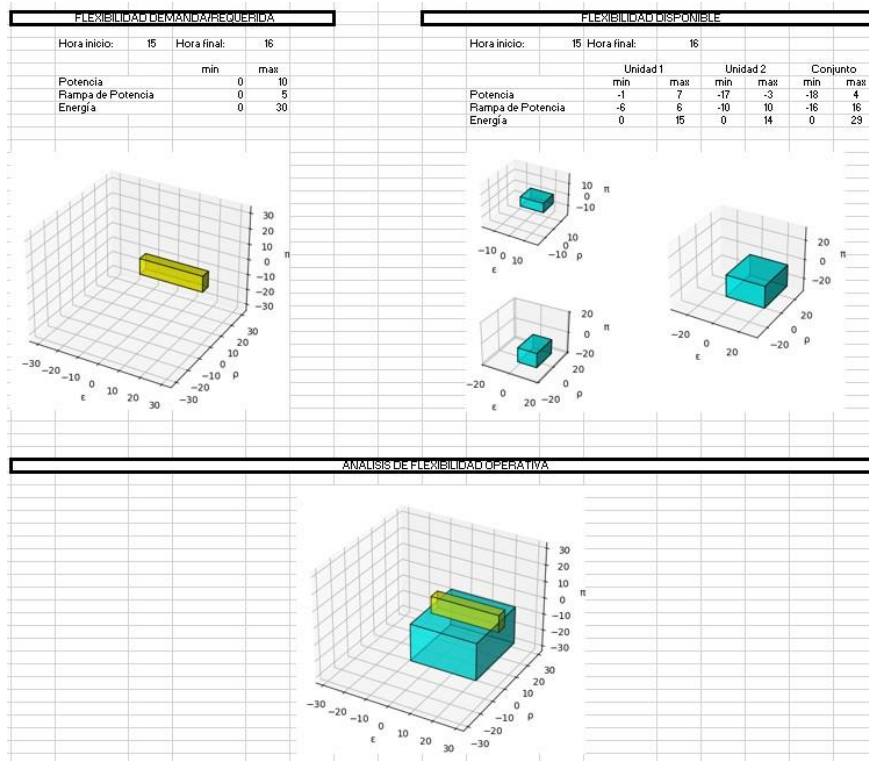
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 13H00 a 14H00



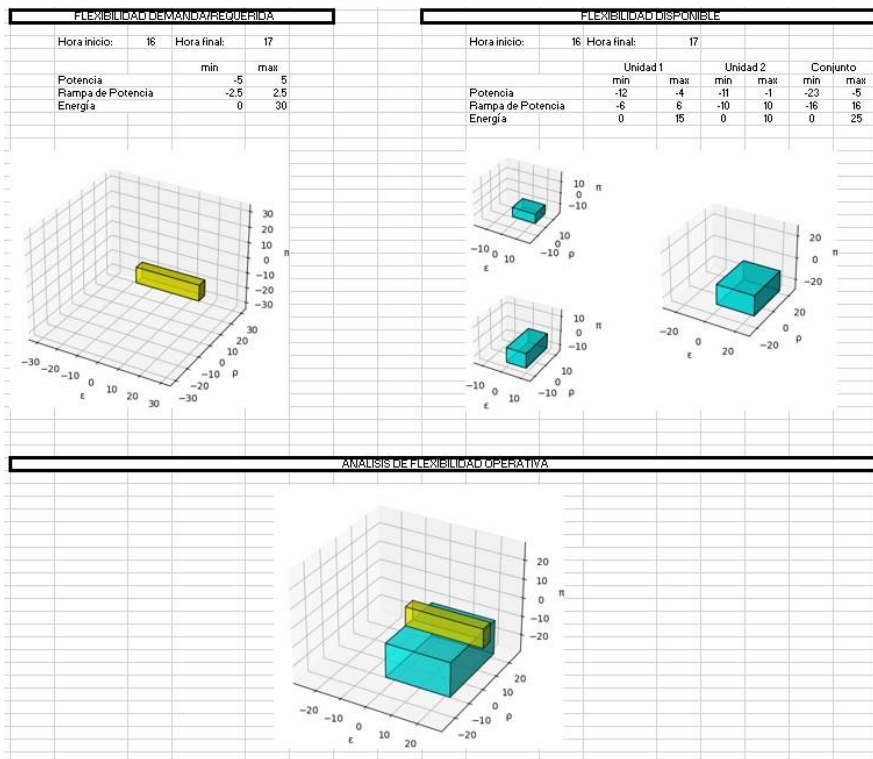
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 14H00 a 15H00



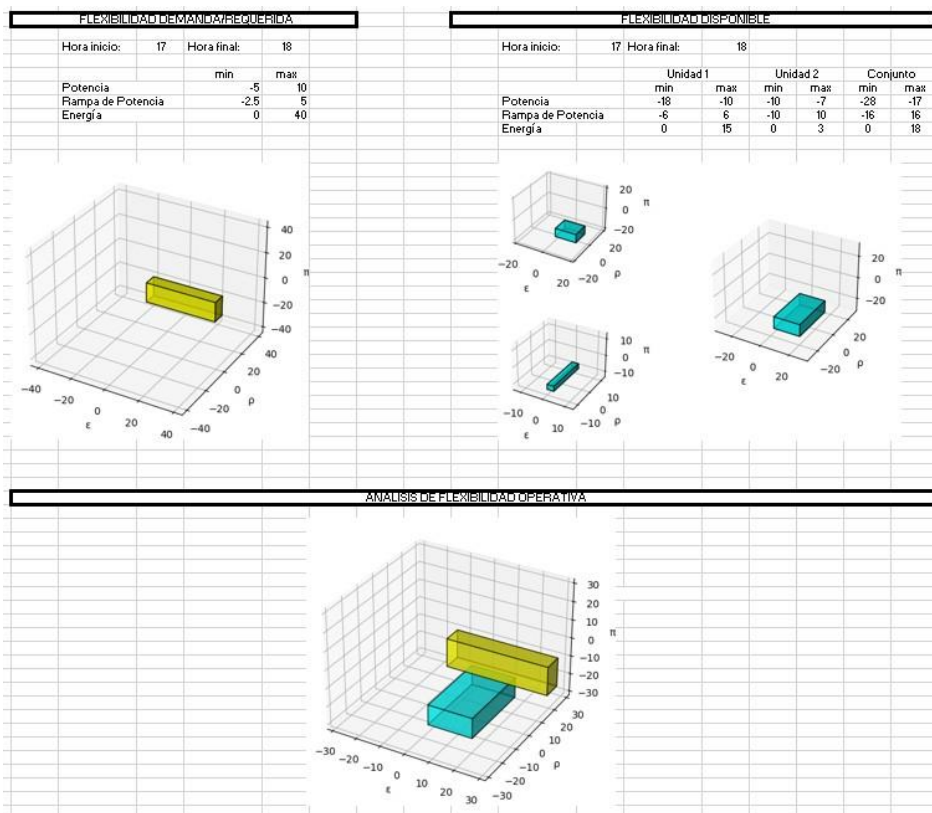
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 15H00 a 16H00



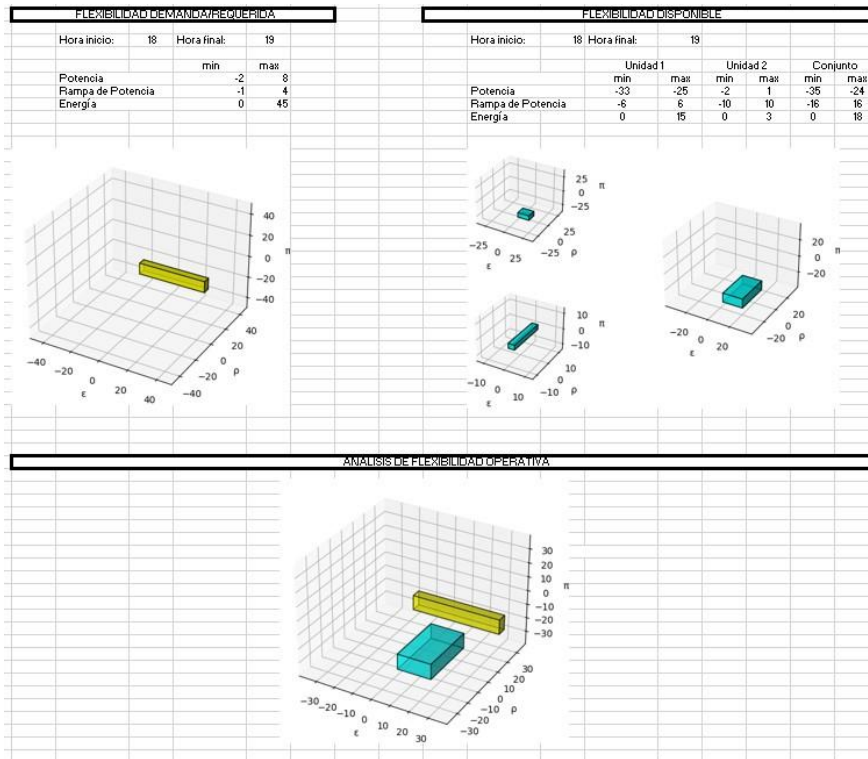
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 14H00 a 15H00



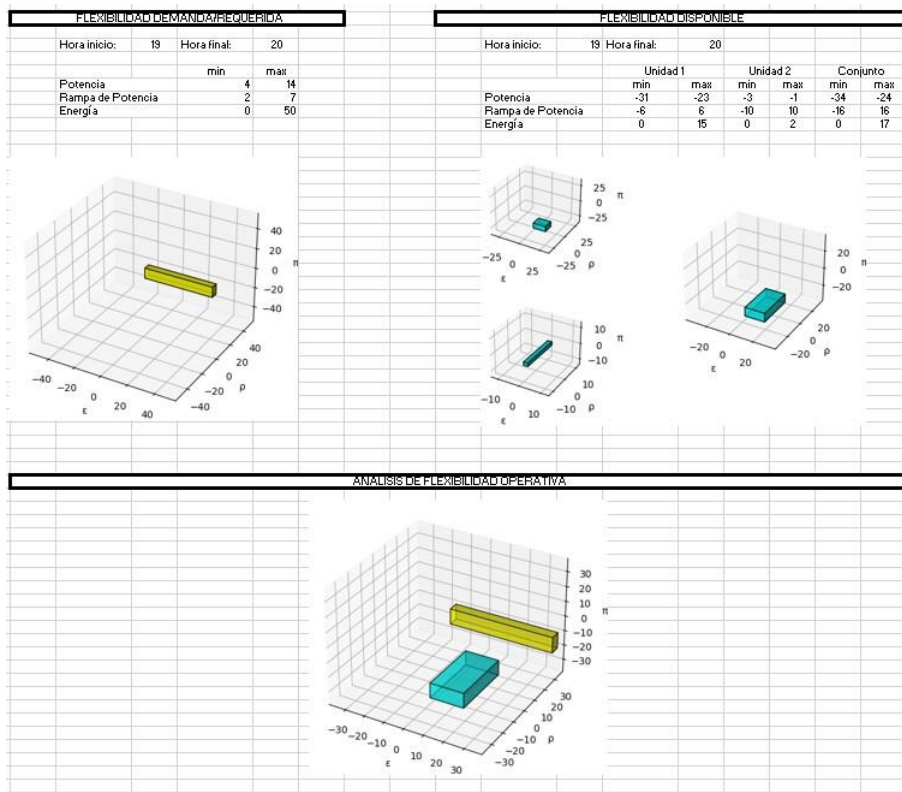
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 17H00 a 18H00



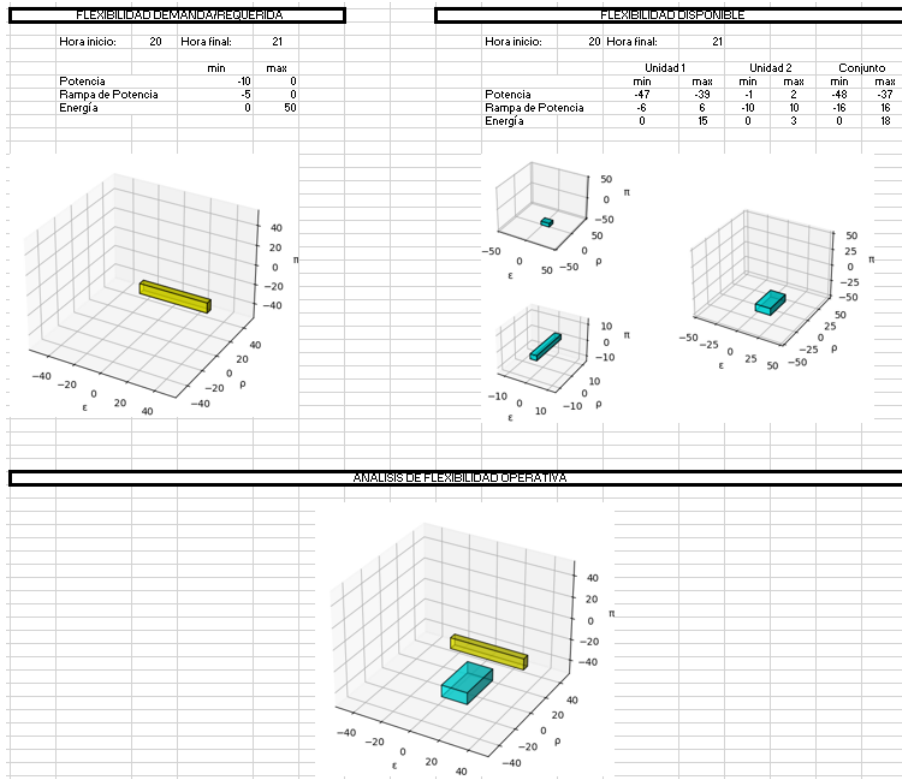
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 18h00 a 19h00



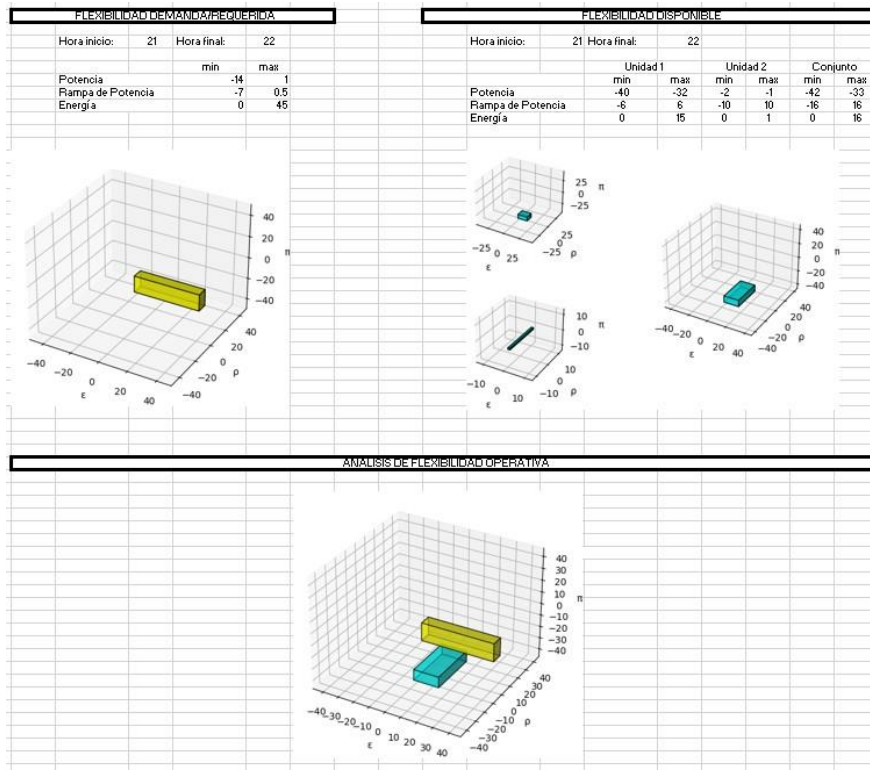
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 19H00 a 20H00



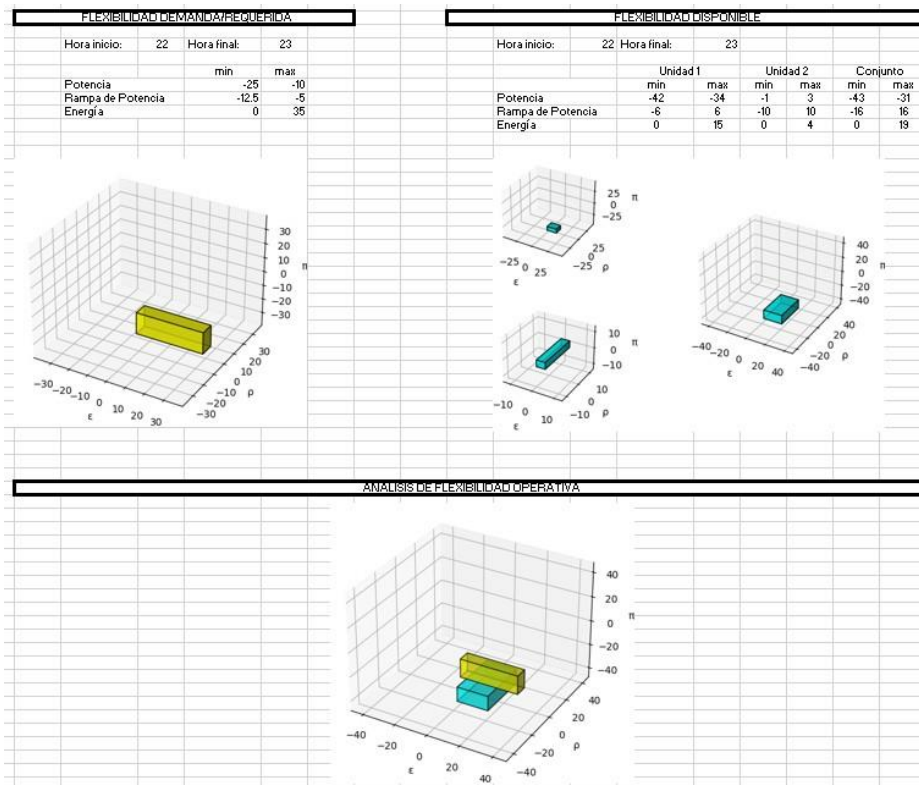
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 20H00 a 21H00



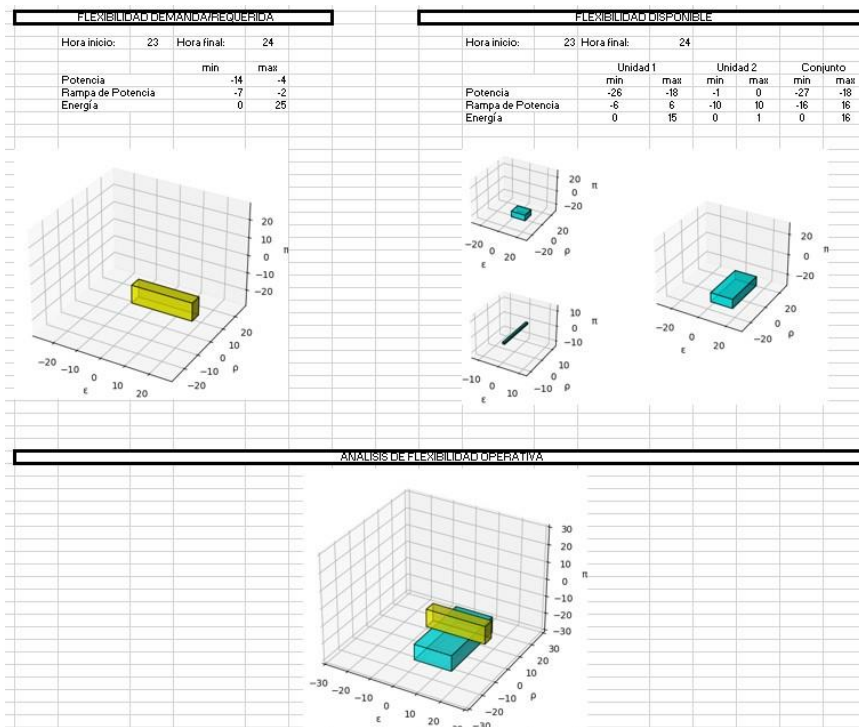
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 21H00 a 22H00



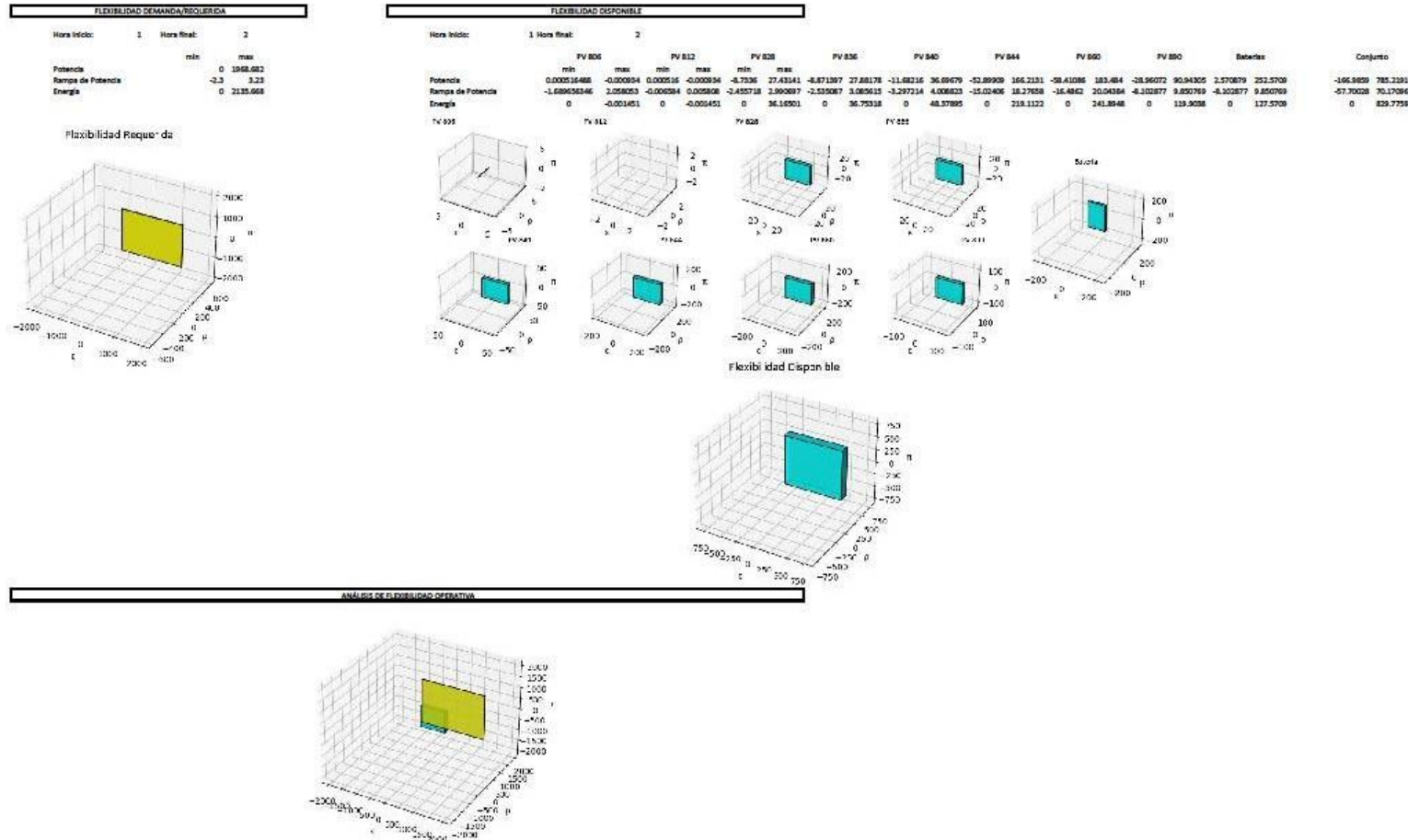
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 20H00 a 21H00



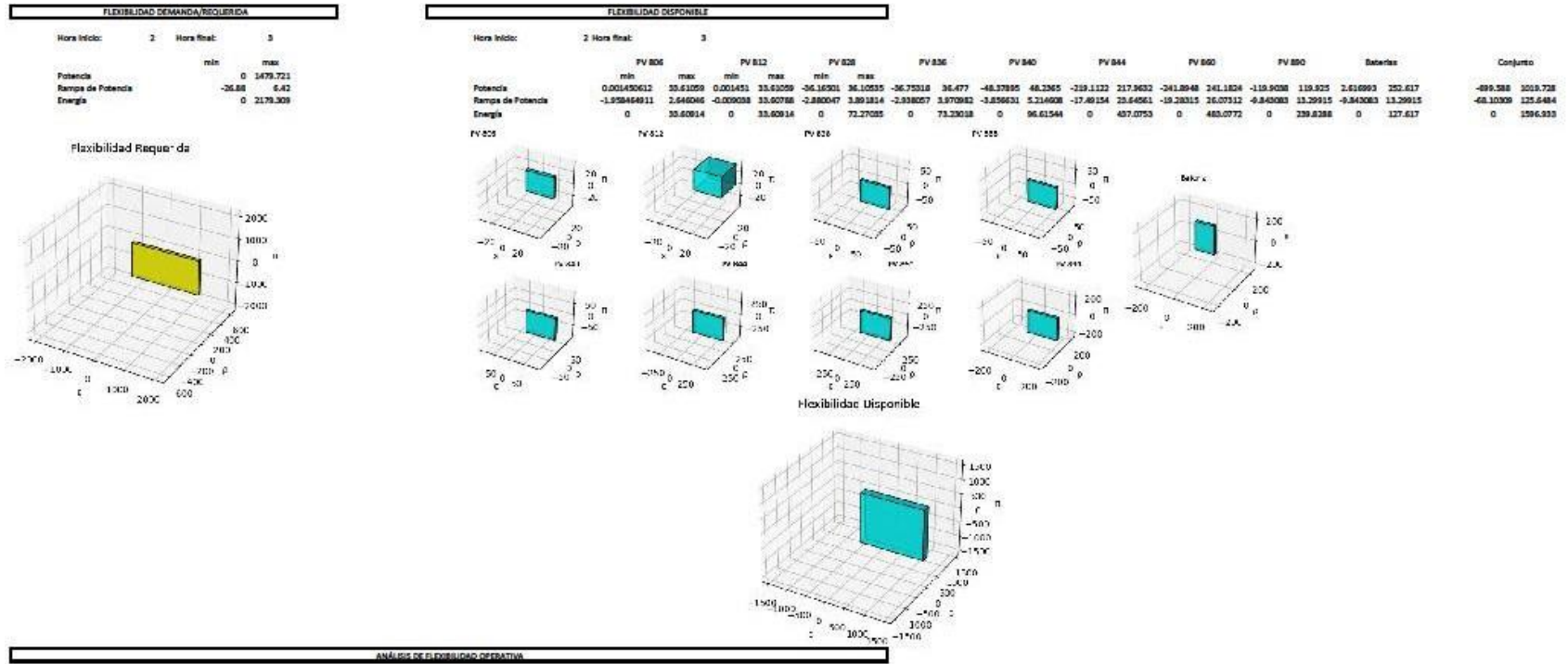
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #1 en el intervalo 23H00 a 24H00



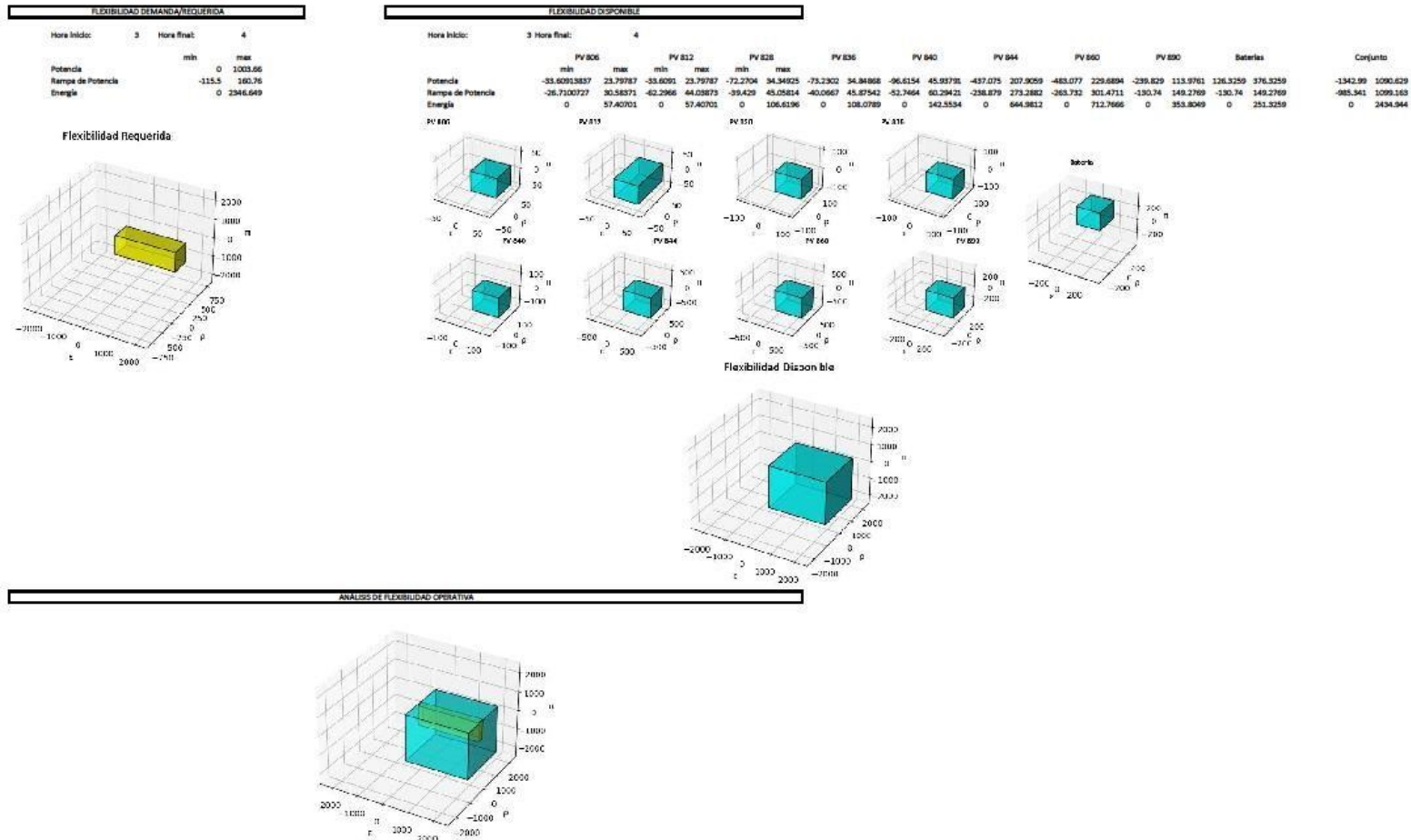
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #2 en el intervalo 07H00 a 08H00



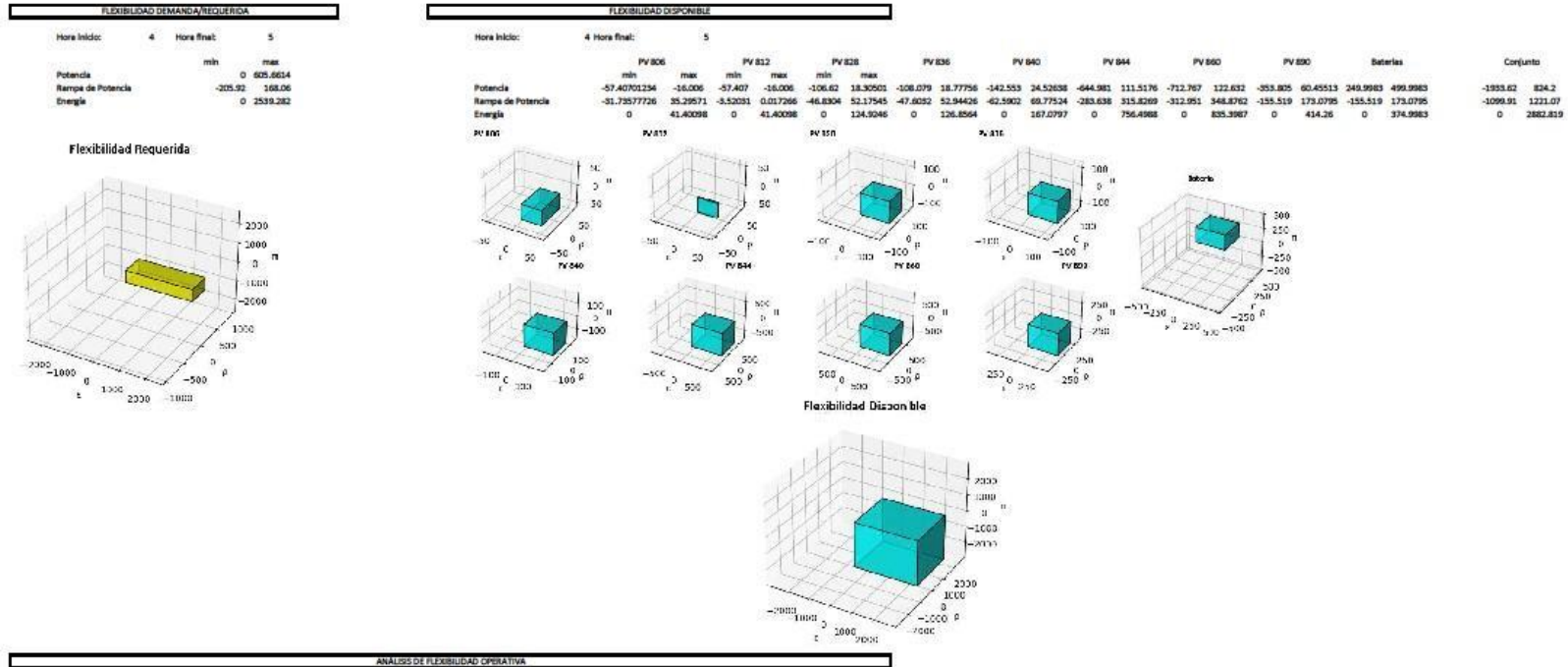
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #2 en el intervalo 07H00 a 08H00



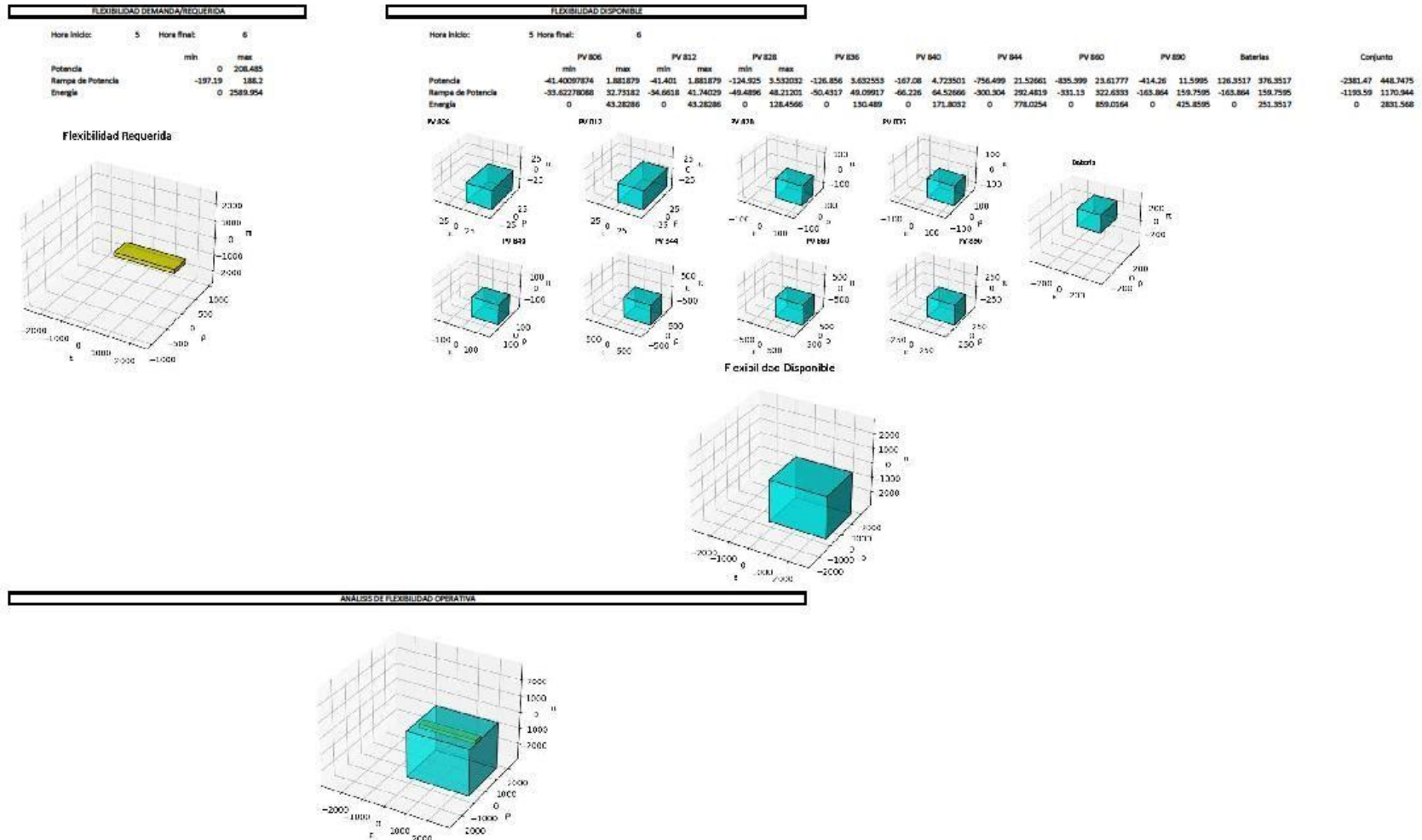
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #2 en el intervalo 09H00 a 10H00



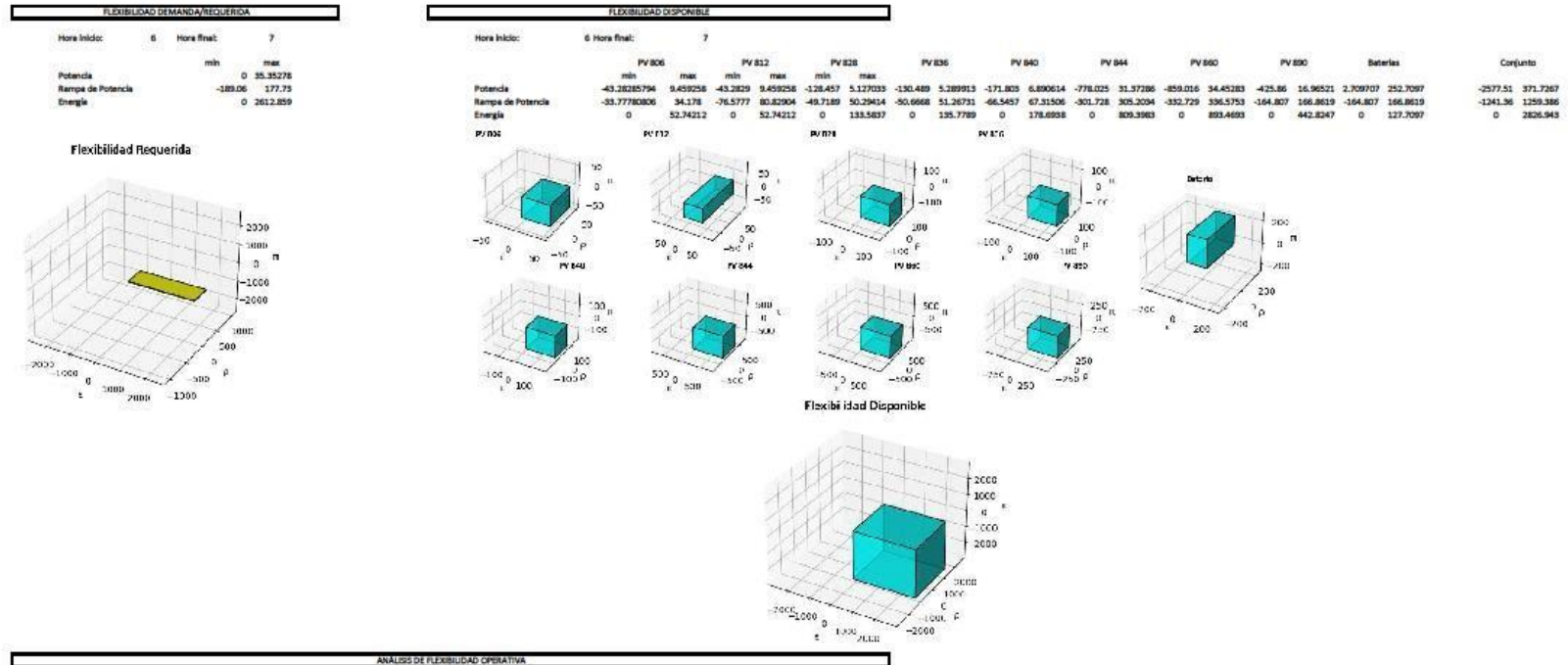
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #2 en el intervalo 10H00 a 11H00



Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #2 en el intervalo 11H00 a 12H00



Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #2 en el intervalo 12H00 a 13H00

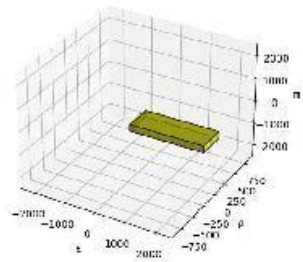


Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #2 en el intervalo 13H00 a 14H00

FLEXIBILIDAD DEMANDA/REQUERIDA

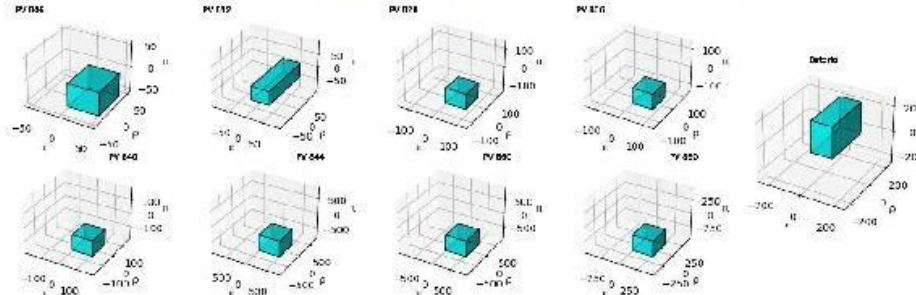
Hora Inicio:	7	Hora final:	8
		min	max
Potencia		0	-287.855
Rampa de Potencia		-198.87	150.25
Energía		0	2408.656

Flexibilidad Requerida

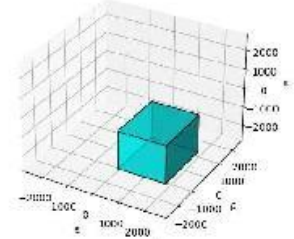


FLEXIBILIDAD DISPONIBLE

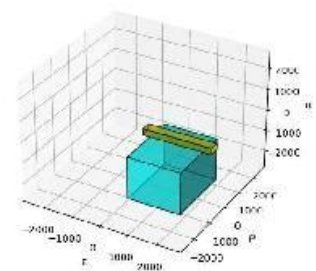
Hora Inicio:	7	Hora final:	8											Conjunto				
	PV 806		PV 812		PV 828		PV 836		PV 840		PV 844		PV 850		Baterías	Conjunto		
	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max				
Potencia	-52.74211627	-0.603993	-52.7421	-0.603993	-133.584	-48.9617	-135.779	-49.7745	-178.094	-65.4295	-809.398	-296.505	-893.469	-327.148	-442.825	-162.487	2.722067	252.7221
Rampa de Potencia	-31.62684291	31.76043	-70.6373	92.848	-46.5709	46.77592	-47.4409	47.64076	-62.5296	62.59682	-282.565	283.7647	-311.649	312.9864	-154.289	154.9423	-154.289	154.9423
Energía	0	52.13818	0	52.13818	0	84.62195	0	86.00445	0	113.2644	0	512.8993	0	566.9217	0	280.3374	0	127.7221



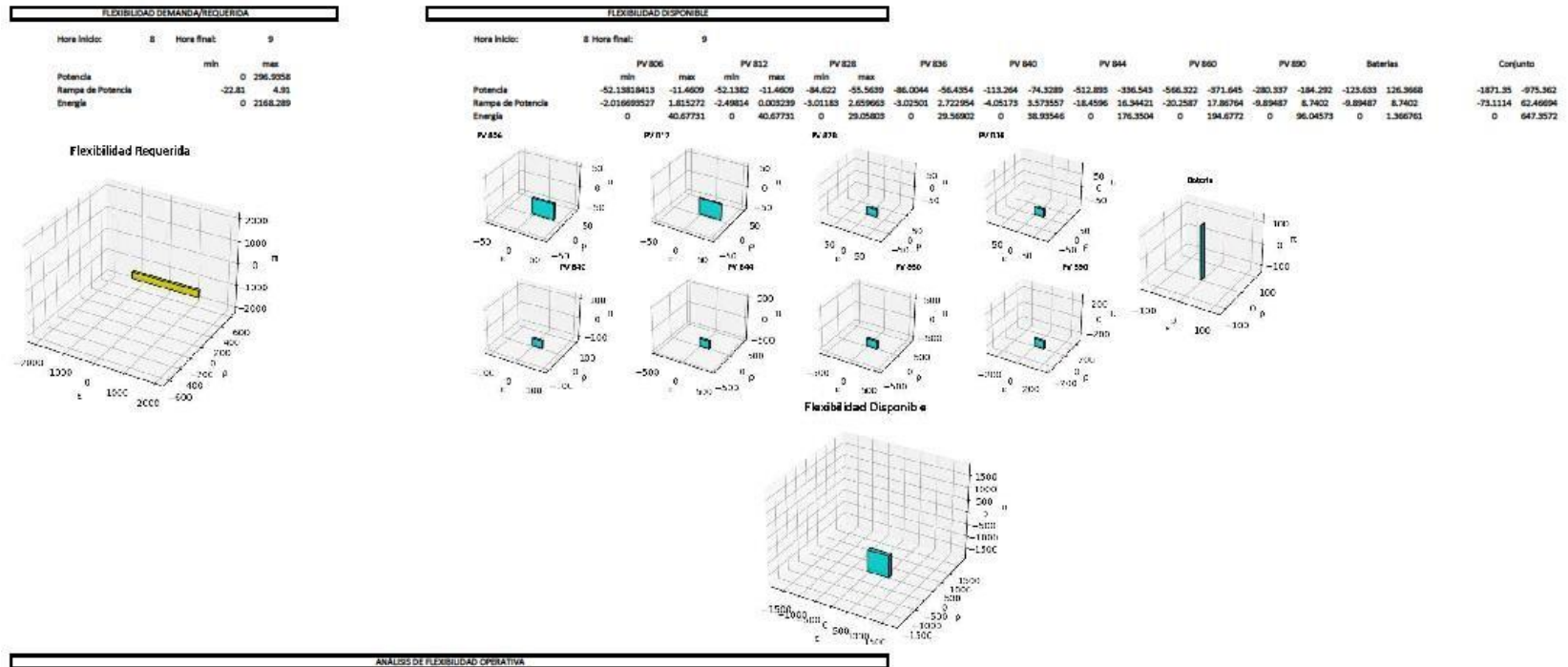
Flexibilidad Disponible



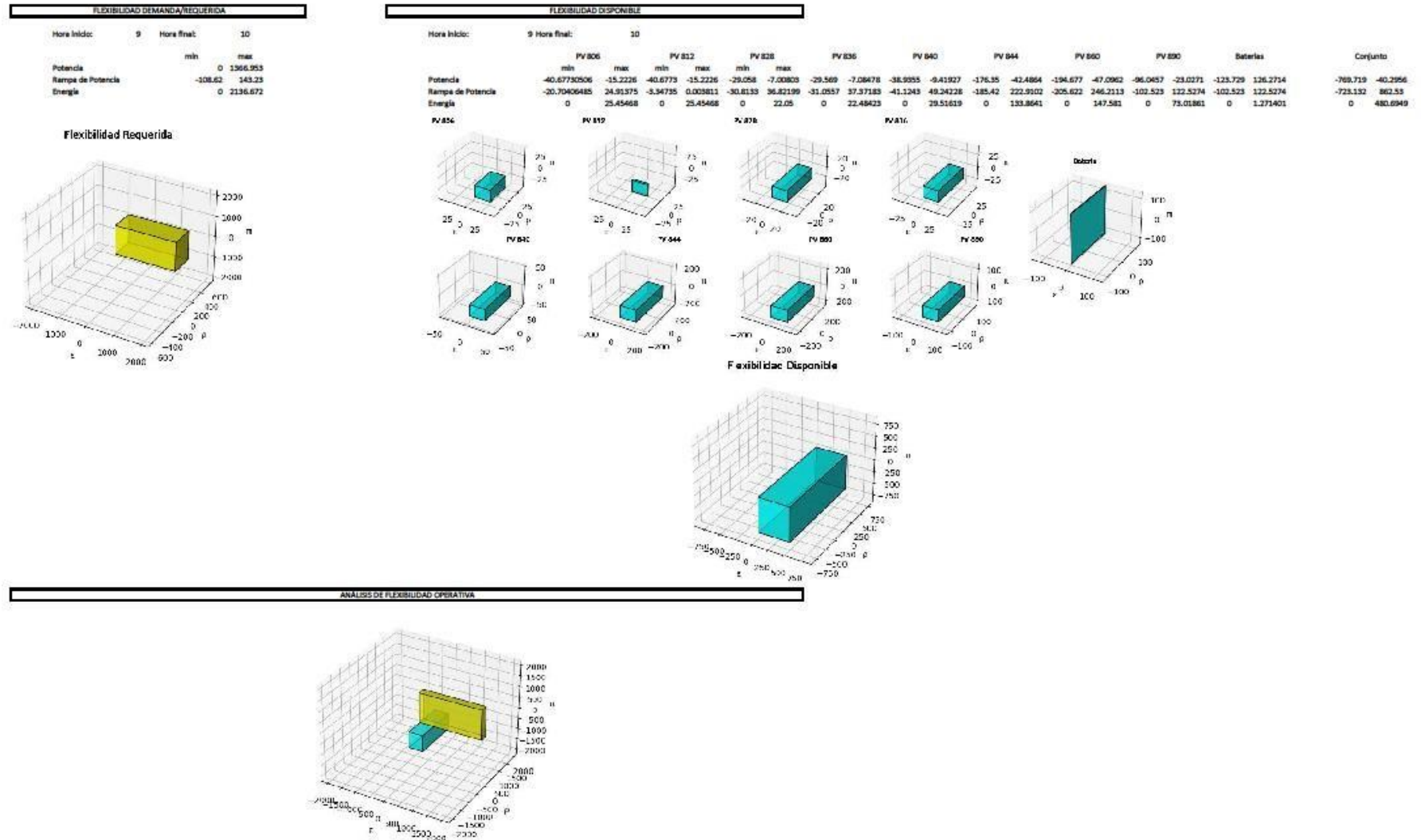
ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD OPERATIVA



Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #2 en el intervalo 14H00 a 15H00



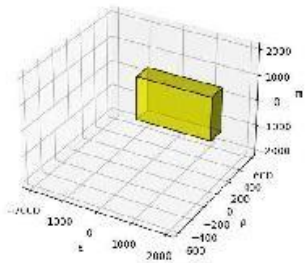
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #2 en el intervalo 15H00 a 16H00



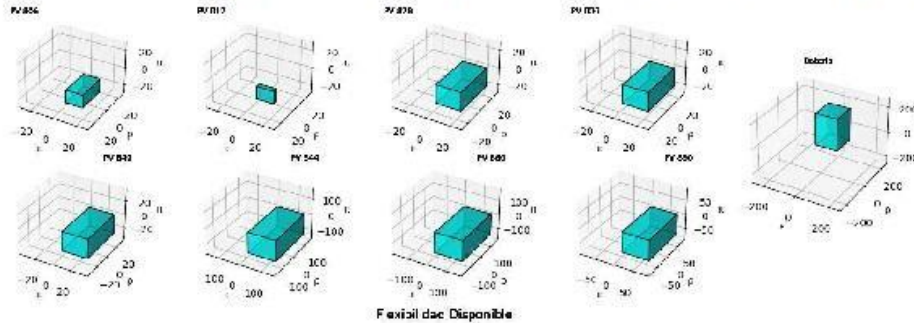
Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #2 en el intervalo 16H00 a 17H00

FLEXIBILIDAD DEMANDA/REQUERIDA			
Hora Inicio:	10	Hora final:	11
	min	max	
Potencia	0	1658.072	
Rampa de Potencia	-65.06	102.16	
Energía	0	2134.951	

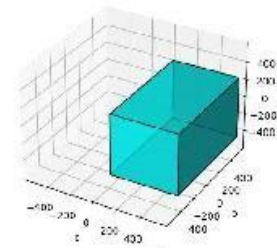
Flexibilidad Requerida



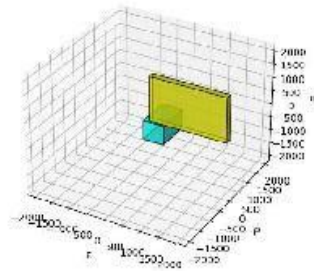
FLEXIBILIDAD DISPONIBLE																				
Hora Inicio:	10	Hora final:	11																	
	min	max																		
Potencia	-25.4546835	-10.7295	-25.4547	-10.7295	-22.05	-0.78289	-22.4942	-0.81808	-29.5162	-1.05378	-133.864	-4.8192	-147.581	-5.269	-73.0186	-2.57594	2.54417	252.5442	-476.879	215.7683
Rampa de Potencia	-10.56043925	16.91705	-4.18639	0.005491	-15.6521	25.18346	-15.8405	25.37519	-20.9132	33.68344	-94.6706	151.9136	-104.566	168.417	-51.9935	83.32533	-51.9935	83.32533	-370.377	588.1459
Energía	0	14.7252	0	14.7252	0	21.2671	0	21.66815	0	28.46241	0	129.0449	0	142.312	0	70.44267	0	127.5442	0	570.1918



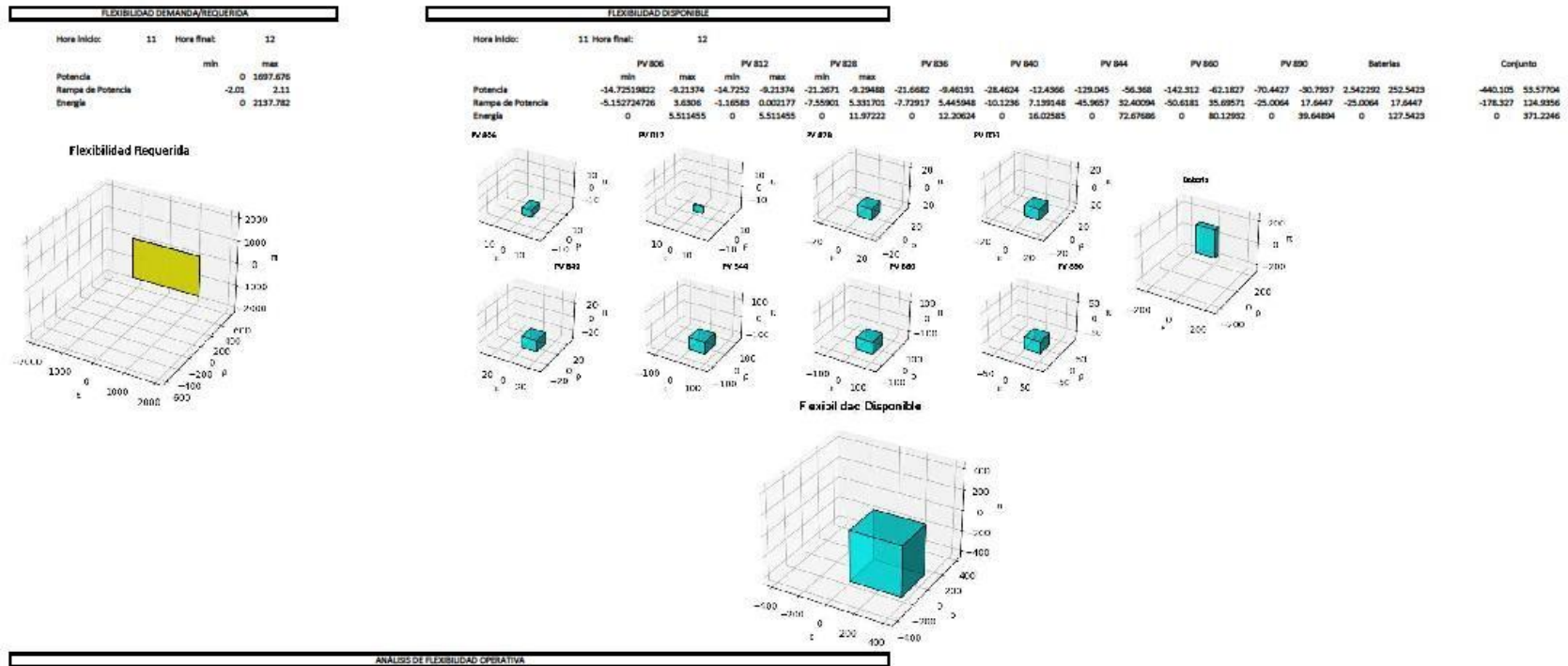
Flexibilidad Disponible



ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD OPERATIVA



Resultados de análisis de flexibilidad operativa en el sistema del caso de estudio #2 en el intervalo 17H00 a 18H00



Anexo C

Código fuente Evaluación de Cubos de Flexibilidad Operativa

```

1 import time
2 import matplotlib.pyplot as plt
3 import numpy as np
4 from openpyxl import Workbook
5 from openpyxl import load_workbook
6 from openpyxl.drawing.image import Image
7 from openpyxl.styles import Alignment from
8 openpyxl.styles import Border, Side
9 from mpl_toolkits.mplot3d.art3d import Poly3DCollection
10 from mpl_toolkits import mplot3d
11 from mpl_toolkits.mplot3d import Axes3D
12
13 wb = load_workbook('análisis 2.xlsx', data_only=True)ws =
14 wb['Hoja1']
15 wsD = wb['Hoja2']
16 wsDF = wb['Hoja3']
17
18 h = (list(range(1, 25)))for n in
19 h:
20     # Crear nueva hoja para cada intervalo
21     m = 'Hora ' + str(n - 1) + '-' + str(n)ws2 =
22     wb.create_sheet(m)
23     # Tomar los datos del archivo excelV1 = 'E'
24     + str(3 + n)
25     C1 = 'C' + str(4 + n)C2 =
26     'D' + str(4 + n)
27
28     u = 2 # unidad de tiempo para rampa de potenciat = 1 #
29     tiempo de análisis
30
31     # Punto de Operación del intervalo po =
32     ws[V1].value
33     poF = wsDF[V1].value ##Punto de operación posible de lafotovoltica
34     poH = po - poF
35
36     if poH < wsD['E8'].value:poH =
37         wsD['E8'].valuepoF = po -
38         poH
39
40     if po > (wsDF[V1].value + wsD['D8'].value): #Si la demanda salede los límites
41 de generación de ambas unidades
42         poH = wsD['D8'].valuepoF =
43         = wsDF[C2].value
44
45     # Flexibilidad Disponible 1
46     pD1min = wsD['E8'].value
47     pD1max = wsD['D8'].value
48

```

```
49   rpD1min = wsD['E11'].value
50   rpD1max
51   = wsD['D11'].value
```

```

52     eD1min = wsD['E14'].value
53     eD1max = wsD['D14'].value
54     pminD1 = -1 * (poH - pD1min) # El punto de operación de la
55 hidroelectrica hay que definir
56     pmaxD1 = (pD1max - poH)
57     rpminD1 = rpD1min # La rampa de potencia disponible al
58 considerarla constante no depende del punto de operacion (Po)
59     rpmaxD1 = rpD1max
60     eminD1 = 0 #eD1min Revisar
61     emaxD1 = eD1max
62     dxD1 = emaxD1 - eminD1
63     dyD1 = rpmaxD1 - rpminD1
64     dzD1 = pmaxD1 - pminD1
65
66     # Flexibilidad Disponible 2
67     pD2min = 0 # wsDF[C1].value Considerando que podemos desconectar
68 completamente la unidad fotovoltaica
69     pD2max = wsDF[C2].value
70     rpD2min = wsD['L11'].value
71     rpD2max = wsD['K11'].value
72     eD2min = pD2min * t ## Asumimos que la potencia se mantendrá
73 constante por el intervalo
74     eD2max = pD2max * t
75     pminD2 = -1 * (poF - pD2min)
76     pmaxD2 = (pD2max - poF)
77     rpminD2 = rpD2min # La rampa de potencia disponible al
78 considerarla constante no depende del punto de operacion (Po)
79     rpmaxD2 = rpD2max
80     eminD2 = 0
81     emaxD2 = eD2max
82     dxD2 = emaxD2 - eminD2
83     dyD2 = rpmaxD2 - rpminD2
84     dzD2 = pmaxD2 - pminD2
85
86     # Flexibilidad Requerida
87     pR1 = ws[C1].value
88     pR2 = ws[C2].value
89     pminR = -1 * (po - pR1)
90     pmaxR = (pR2 - po)
91     rpminR = pminR / u
92     rpmaxR = pmaxR / u
93     eminR = 0 ## No puede ser negativa que deba absorber el sistema?
94     emaxR = pmaxR * t
95     if emaxR < 0 :
96         emaxR = 0
97     dxR = emaxR - eminR
98     dyR = rpmaxR - rpminR
99     dzR = pmaxR - pminR
100
101     # Construir la figura
102     fig1 = plt.figure(num=1) # Para flexibilidad Disponible y

```



```

103 Agregación
104     fig2 = plt.figure(num=2) # Para flexibilidad requerida
105     fig3 = plt.figure(num=3) # Para evaluacion106
107     ax1 = fig1.add_subplot(231, projection='3d') # F. Disponible
108 Hidro
109     ax2 = fig1.add_subplot(234, projection='3d') # F. Disponible No
110 Hidro
111     ax3 = fig2.add_subplot(111, projection='3d') # F. Requerida
112     ax4 = fig1.add_subplot(122, projection='3d') # F. resultante por
113 agregación
114     ax5 = fig3.add_subplot(111, projection='3d') # F. operativa
115 disponible vs requerida116
117     # rp1 = 2
118     # e1 = 2
119     # p1 = pmin
120
121     # Ángulo de la imagen
122     fig3.set_size_inches(5, 5)123
124     # Agregación
125     pmin = pminD1 + pminD2
126     pmax = pmaxD1 + pmaxD2
127     rpmin = rpminD1 + rpminD2
128     rpmax = rpmaxD1 + rpmaxD2
129     emin = eminD1 + eminD2
130     emax = emaxD1 + emaxD2
131     dx = emax - emin
132     dy = rpmax - rpmin
133     dz = pmax - pmin
134     # Utilizamos el método bar3d para graficar las barras135
136     ax1.bar3d(eminD1, rpminD1, pminD1, dxD1, dyD1, dzD1, alpha=0.75,
137 edgecolor=("black"), color='cyan')
138     ax2.bar3d(eminD2, rpminD2, pminD2, dxD2, dyD2, dzD2, alpha=0.75,
139 edgecolor=("black"), color='cyan')
140     ax3.bar3d(eminR, rpminR, pminR, dxR, dyR, dzR, alpha=0.75,
141 edgecolor=("black"), color='yellow')
142     ax4.bar3d(emin, rpmin, pmin, dx, dy, dz, alpha=0.75,
143 edgecolor=("black"), color='cyan')
144     ax5.bar3d([eminR, emin], [rpminR, rpmin], [pminR, pmin], [dxR,
145 dx], [dyR, dy], [dzR, dz], alpha=0.6, edgecolor=("black"),146
color=['yellow', 'cyan'], label='Flexibilidad Requerida')147
148     # NOMBRES EJES
149     ax1.set_xlabel("ε")
150     ax1.set_ylabel("ρ")
151     ax1.set_zlabel("π")152
153     ax2.set_xlabel("ε")
154     ax2.set_ylabel("ρ")
155     ax2.set_zlabel("π")156
157     ax3.set_xlabel("ε")
158     ax3.set_ylabel("ρ")
159     ax3.set_zlabel("π")160
161     ax4.set_xlabel("ε")

```

```

162 ax4.set_ylabel("ρ")
163 ax4.set_zlabel("π")
164
165 ax5.set_xlabel("ε")
166 ax5.set_ylabel("ρ")
167 ax5.set_zlabel("π")
168
169 # ESCALA EJES
170 numbers1 = [abs(eminD1 - 3), abs(emaxD1 + 3), abs(rpminD1 - 3),
171 abs(rpmaxD1 + 3), abs(pminD1 - 3), abs(pmaxD1 + 3)]
172 numbers2 = [abs(eminD2 - 3), abs(emaxD2 + 3), abs(rpminD2 - 3),
173 abs(rpmaxD2 + 3), abs(pminD2 - 3), abs(pmaxD2 + 3)]
174 numbers3 = [abs(eminR - 3), abs(emaxR + 3), abs(rpminR - 3),
175 abs(rpmaxR + 3), abs(pminR - 3), abs(pmaxR + 3)]
176
177 max_value1 = max(numbers1)
178 max_value2 = max(numbers2)
179 max_value3 = max(numbers3)
180
181 numbers = [abs(emin - 3), abs(emax + 3), abs(rpmin - 3), abs(rpmax
182 + 3), abs(pmin - 3), abs(pmax + 3)]
183
184 max_value = max(numbers)
185
186 ax1.set_xlim3d(-max_value1, max_value1)
187 ax1.set_ylim3d(-max_value1, max_value1)
188 ax1.set_zlim3d(-max_value1, max_value1)189
190 ax2.set_xlim3d(-max_value2, max_value2)
191 ax2.set_ylim3d(-max_value2, max_value2)
192 ax2.set_zlim3d(-max_value2, max_value2)193
194 ax3.set_xlim3d(-max_value3, max_value3)
195 ax3.set_ylim3d(-max_value3, max_value3)
196 ax3.set_zlim3d(-max_value3, max_value3)197
198 ax4.set_xlim3d(-max_value, max_value)
199 ax4.set_ylim3d(-max_value, max_value)
200 ax4.set_zlim3d(-max_value, max_value)201
202 ax5.set_xlim3d(-max_value, max_value)
203 ax5.set_ylim3d(-max_value, max_value)
204 ax5.set_zlim3d(-max_value, max_value)205
206 # Guardar las imágenes en otra carpeta
207 i1 = r'C:\Users\User\Desktop\Cubos\figuras\FR_' # Dirección de la
208 carpeta donde se guarden las figuras
209 i2 = str(n)
210 i3 = '.tiff'
211 iR = i1 + i2 + i3
212 print(iR)
213
214 i1 = r'C:\Users\User\Desktop\Cubos\figuras\FD_'carpeta # Dirección de
215 la donde se guarden las figuras
216 i2 = str(n)

```

```
217     i3 = '.tiff'
218     iD = i1 + i2 + i3
219     print(iD)
220
221         i1 = r'C:\Users\User\Desktop\Cubos\figuras\FC_' # Dirección de
222 la carpeta donde se guarden las figuras
223     i2 = str(n)
224     i3 = '.tiff'
225     iC = i1 + i2 + i3
226     print(iC)
227
228     # Guardar las figuras
229     fig1.savefig(iD, bbox_inches='tight', pad_inches=0)
230     fig2.savefig(iR, bbox_inches='tight', pad_inches=0)
231     fig3.savefig(iC, bbox_inches='tight', pad_inches=0)
232
233 ## Personalización en E ##
234
235     ws2.merge_cells('C4:H4')
236     ws2.merge_cells('D9:E9')
237     ws2.merge_cells('D10:E10')
238     ws2.merge_cells('D11:E11')
239         thin = Side(border_style="thick") # Estilo de frontera, color
240     border = Border(left=thin, right=thin, top=thin, bottom=thin)
241
242     ws2.merge_cells('K4:S4')
243     ws2.merge_cells('L9:M9')
244     ws2.merge_cells('L10:M10')
245     ws2.merge_cells('L11:M11')
246
247     ws2['C4'].border = border
248     ws2['D4'].border = border
249     ws2['E4'].border = border
250     ws2['F4'].border = border
251     ws2['G4'].border = border
252     ws2['H4'].border = border
253
254     ws2['K4'].border = border
255     ws2['L4'].border = border
256     ws2['M4'].border = border
257     ws2['N4'].border = border
258     ws2['O4'].border = border
259     ws2['P4'].border = border
260     ws2['Q4'].border = border
261     ws2['R4'].border = border
262     ws2['S4'].border = border
263
264     ws2['C4'] = 'FLEXIBILIDAD DEMANDA/REQUERIDA'
265     ws2['C4'].alignment = Alignment(horizontal='center')
266     ws2['E6'].alignment = Alignment(horizontal='center')
267     ws2['G6'].alignment = Alignment(horizontal='center')
268
269     ws2['K4'] = 'FLEXIBILIDAD DISPONIBLE'
270     ws2['K4'].alignment = Alignment(horizontal='center')
```

```

272 ws2.column_dimensions['D'].width = 15
273 ws2.column_dimensions['F'].width = 15
274 ws2.column_dimensions['L'].width = 15
275 ws2.column_dimensions['N'].width = 15
276
277 ws2['D6'] = ws2['L6'] = 'Hora inicio: '
278 ws2['E6'] = ws2['M6'] = n - 1
279 ws2['F6'] = ws2['N6'] = 'Hora final: '
280 ws2['G6'] = ws2['O6'] = n
281
282 ws2['D9'] = ws2['L10'] = 'Potencia'
283 ws2['D10'] = ws2['L11'] = 'Rampa de Potencia'
284 ws2['D11'] = ws2['L12'] = 'Energía'
285
286 ws2['F8'] = ws2['N9'] = ws2['P9'] = ws2['R9'] =
287 ws2['G8'] = ws2['O9'] = ws2['Q9'] = ws2['S9'] =
288 ws2['F8'].alignment = ws2['N9'].alignment = ws2['min'
289 ws2['R9'].alignment = Alignment(horizontal='center', 'max' ['P9'].alignment =
290 ws2['G8'].alignment = ws2['O9'].alignment = ws2)
291 ws2['S9'].alignment = Alignment(horizontal='center', ['Q9'].alignment =
292 )
293 ws2.merge_cells('N8:O8')
294 ws2.merge_cells('P8:Q8')
295 ws2.merge_cells('R8:S8')
296 ws2['N8'].alignment = ws2['P8'].alignment = ws2
297 Alignment(horizontal='center') ['R8'].alignment =
298
299 ws2['N8'] = 'Unidad 1'
300 ws2['P8'] = 'Unidad 2'
301 ws2['R8'] = 'Conjunto'
302
303 # Flexibilidad Requerida
304 ws2['F9'] = pminR
305 ws2['F10'] = rpminR
306 ws2['F11'] = eminR
307
308 ws2['G9'] = pmaxR
309 ws2['G10'] = rpmaxR
310 ws2['G11'] = emaxR
311
312 # Flexibilidad Disponible 1
313 ws2['N10'] = pminD1
314 ws2['N11'] = rpminD1
315 ws2['N12'] = eminD1
316
317 ws2['O10'] = pmaxD1
318 ws2['O11'] = rpmaxD1
319 ws2['O12'] = emaxD1
320
321 # Flexibilidad Disponible 2
322 ws2['P10'] = pminD2
323 ws2['P11'] = rpminD2
324 ws2['P12'] = eminD2
325
326 ws2['Q10'] = pmaxD2

```

```

327     ws2['Q11'] = rpmaxD2
328     ws2['Q12'] = emaxD2
329
330     # Conjunto
331     ws2['R10'] = pmin
332     ws2['R11'] = rpmin
333     ws2['R12'] = emin
334
335     ws2['S10'] = pmax
336     ws2['S11'] = rpmax
337     ws2['S12'] = emax
338
339     # Centrar los valores
340     ws2['N10'].alignment = ws2['N11'].alignment = ws2['N
341 = Alignment(horizontal='center')
342     ws2['O10'].alignment = ws2['O11'].alignment = ws2['O
12'].alignment
343 = Alignment(horizontal='center')
344     ws2['P10'].alignment = ws2['P11'].alignment = ws2['P
12'].alignment
345 = Alignment(horizontal='center')
346     ws2['Q10'].alignment = ws2['Q11'].alignment = ws2['Q
12'].alignment
347 = Alignment(horizontal='center')
348     ws2['R10'].alignment = ws2['R11'].alignment = ws2['R
12'].alignment
349 = Alignment(horizontal='center')
350     ws2['S10'].alignment = ws2['S11'].alignment = ws2['S
12'].alignment
351 = Alignment(horizontal='center')
352
353     # Seleccionar imagen (en la misma carpeta)
12'].alignment
354     imagR = Image(iR)
355     imagD = Image(iD)
356     # Agregar imagen al excel
357     ws2.add_image(imagR, 'C15')
358     ws2.add_image(imagD, 'L15')
359
360 ##### ANALISIS REQUERIDO vs DISPONIBLE
361 #####
362
363     ws2.merge_cells('C39:S39')
364
365     ws2['C39'].border = ws2['D39'].border = ws2['E39'].b
366 ws2['F39'].border = ws2['G39'].border = border
367     ws2['H39'].border = ws2['I39'].border = ws2['J39'].b
368 ws2['K39'].border = ws2['L39'].border = border
369     ws2['M39'].border = ws2['N39'].border = ws2['O39'].b
370 ws2['P39'].border = ws2['Q39'].border = border
order =
371     ws2['R39'].border = ws2['S39'].border = border
order =
372
373     ws2['C39'] = 'ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD OPERATIVA'
374     ws2['C39'].alignment = Alignment(horizontal='center')
order =
375
376     imagC = Image(iC)
377     ws2.add_image(imagC, 'D43')
378
379     # Diferencia
)
380
381     pminS = pmin - pminR

```

```

382     pmaxS = pmax - pmaxR
383     rminS = rmin - rminR
384     rmaxS = rmax - rmaxR
385     eminS = emin - eminR
386     emaxS = emax - emaxR
387
388     ### EXCEL
389     # Conjunto
390     ws2.merge_cells('M46:N46')
391     #ws.row_dimensions['46'].height = 20
392     ws2['M46'].alignment = Alignment(horizontal='center',
393 vertical='center', wrap_text=True)
394     ws2['M47'].alignment = ws2['M48'].alignment = ws2['M49'].alignment
395 = ws2['M50'].alignment = Alignment(horizontal='center')
396     ws2['N47'].alignment = ws2['N48'].alignment = ws2['N49'].alignment
397 = ws2['N50'].alignment = Alignment(horizontal='center')398
399     ws2['M47'] = 'min'
400     ws2['N47'] = 'max'
401
402     ws2.sheet_properties.tabColor = "10ba13"
403     ws2['M46'] = 'FLEXIBILIDAD DISPONIBLE RESIDUAL'
404
405     if pminS>0 or rminS>0 or eminS>0 or pmaxS < 0 or rmaxS < 0 or
406 emaxS < 0:                                     ## LA POTENCIA Y LA ENERGÍA TAMBIÉN
    PUEDEN
407 TOMAR VALORES NEGATIVOS EVALUAR UNO A UNO
408     ws2.sheet_properties.tabColor = "ba2110"
409     ws2['M46']= 'FLEXIBILIDAD CARENTE'
410     if pminS < 0 : pminS=0
411     if rminS < 0: rminS = 0
412     if eminS < 0: eminS = 0
413     if pmaxS > 0: pmaxS = 0
414     if rmaxS > 0: rmaxS = 0
415     if emaxS > 0: emaxS = 0
416
417     ws2.merge_cells('K48:L48')
418     ws2.merge_cells('K49:L49')
419     ws2.merge_cells('K50:L50') 420
421     ws2['K48'] = 'Potencia Residuo'
422     ws2['K49'] = 'Rampa de Potencia Residuo'
423     ws2['K50'] = 'Energía Residuo'424
425     ws2['M48'] = pminS
426     ws2['M49'] = rminS
427     ws2['M50'] = eminS
428     ws2['N48'] = pmaxS
429     ws2['N49'] = rmaxS
430     ws2['N50'] = emaxS
431
432     ws2['L70'] = 'Demanda Real'
433     ws2['L71'] = 'Punto de operación hidro'
434     ws2['L72'] = 'Punto de operación foto'435
436     ws2['M70'] = po

```

```
437     ws2['M71'] = poH
438     ws2['M72'] = poF
439
440     # Para que no se sobreponga las figuras
441     ax1.set_axis_off()
442     ax2.set_axis_off()
443     ax3.set_axis_off()
444     ax4.set_axis_off()
445     ax5.set_axis_off()
446
447 # Guardar en un nuevo libro wb.save('análisis 2
448 Flexibilidad.xlsx')
```