



**Sistema de Gestión de Energía para la Operación de
Microrredes Utilizando Sistemas de Almacenamiento para la
Prestación del Servicio de Arbitraje: Caso de Estudio en el
Sistema Eléctrico Colombiano**

**Proyecto de grado para optar al título de:
Magister en Energía y Sostenibilidad**

Autor

Ing. Jesús David Cabrera Fontalvo

Director

Ing. PhD. Luis Gabriel Marín Collazos

Co-Director

Ing. PhD. Juan Carlos Bedoya Ceballos

Pontificia Universidad Javeriana
Maestría en Energía y Sostenibilidad
Bogotá, Colombia
Noviembre de 2022

Índice general

Listado de figuras	II
Siglas	IV
Resumen	VI
Abstract	VII
1. Introducción	1
1.1. Justificación y antecedentes	1
1.2. Planteamiento del problema y solución propuesta	3
1.3. Hipótesis	5
1.4. Objetivos	5
1.5. Contribución	6
1.6. Estructura del proyecto	6
2. Marco Teórico	8
2.1. Clasificación de los sistemas de almacenamiento según su tecnología	8
2.2. Clasificación de los ESS según su ubicación	10
2.3. El concepto de microrred	11
2.3.1. Arquitectura de Control en las microrredes	11
2.4. Contexto de operación del SIN	13
2.4.1. Operación del año 2021	13
2.4.2. Productos del MEM	13
2.4.3. Mercado de Energía spot	13
2.5. Discusión	15
3. Revisión marco regulatorio	16
3.1. Servicios Complementarios en el SIN	16
3.1.1. Servicios de Balance	16
3.1.2. Control de Tensión	17
3.1.3. Servicios de Recuperación	18
3.2. Servicios Energéticos	18
3.3. Arbitraje Energético	19
3.4. Remuneración para ESS	20
3.4.1. Costo por servicio	20
3.4.2. Participación en el MEM	20

3.5.	Remuneración de excedentes en el SIN	20
3.6.	Remuneración de SSCC en mercados internacionales	21
3.6.1.	Mercados Europeos	22
3.6.2.	Australia	22
3.6.3.	California	23
3.6.4.	Chile y Brasil	23
3.7.	Discusión	23
4.	Diseño de la microrred y modelo de optimización	25
4.1.	Elementos de la microrred	25
4.1.1.	Generador Fotovoltaico	26
4.1.2.	Perfil de Consumo	27
4.1.3.	Sistema de almacenamiento (ESS)	27
4.2.	Modelo de Optimización	28
4.2.1.	Función Objetivo	28
4.2.2.	Restricciones	29
4.3.	Método de Solución	30
4.4.	Estrategias de Arbitraje	31
4.5.	Análisis precio spot	31
4.6.	Discusión	33
5.	Análisis de sensibilidades y resultados	34
5.1.	Definición de Escenarios	34
5.1.1.	Escenarios de precio spot	34
5.1.2.	Sensibilidad a la generación fotovoltaica	35
5.1.3.	Sensibilidad al almacenamiento	35
5.2.	Indicadores de Desempeño - KPI	35
5.2.1.	Photovoltaic self-consumption (PVSC)	36
5.2.2.	Equivalent Full Cycles (EFC)	36
5.2.3.	Load Factor y Load Loss Factor	36
5.2.4.	Maximum Power Derivate y Average Power Derivate	36
5.2.5.	Emisiones	37
5.3.	Resultados	37
5.3.1.	Análisis de Casos	38
5.3.2.	Análisis de KPIs	41
5.4.	Análisis financiero	43
5.5.	Discusión	44
6.	Conclusiones y trabajos futuros	46
6.1.	Cumplimiento de objetivos	46
6.1.1.	Objetivos Específicos	46
6.1.2.	Objetivo General	49
6.2.	Trabajos futuros	49
	Anexos	52

Índice de figuras

1.1. Potencia nominal de las instalaciones de almacenamiento, por aplicación. Tomado de https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/statistics.html	2
1.2. Dispersión mensual del precio spot. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co	4
2.1. Potencia global de ESS. Tomado de [1]	9
2.2. Características de rendimiento y costos de diferentes tecnologías de almacenamiento. Tomado de [2]	10
2.3. Capacidad anual de ESS [GW]. Elaboración propia. Fuente: https://www.iea.org/	10
2.4. Niveles considerados en el Control Jerárquico. Tomado de [3]	12
2.5. Dispersión por rangos horarios del precio spot durante ene-2019 (temporada seca) y jun-2019 (temporada húmeda). Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co	14
3.1. Representación de la reducción de picos. Tomado de [4]	19
3.2. Curva de carga promedio por tipo de día en 2020. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com	19
3.3. Balance entre importaciones y excedentes para la liquidación de excedentes según CREG 174 de 2021. Tomado de [5]	21
4.1. Descripción de la microrred.	26
4.2. Perfil horario del generador fotovoltaico, en p.u. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co	26
4.3. Perfil horario promedio de consumo, en p.u. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co	27
4.4. Datasheet batería BYD B-BOX	28
4.5. Precio spot para el año 2020. (a) Promedio diario (b) Dispersión de los promedio diarios. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co	32
4.6. Coeficiente de variación del precio spot horario para cada semana y para cada mes. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co	32
4.7. Precio spot promedio horario por bimestre del 2020. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co	33
5.1. Escenarios de precio spot	34
5.2. Escenarios de precio spot por semana	35
5.3. Resultado de operación de la semana Base. Perfiles de Generación PV y Consumo (superior). Despacho de la batería en función del precio spot (inferior)	38
5.4. Reducción en el costo de operación de la microrred, según Caso y Escenario de precio spot	39
5.5. Operación de la batería en el Caso 0 para el Escenario 2a de precio spot	39
5.6. Operación de la batería en el Caso 5 para el Escenario 2a de precio spot	41
5.7. Resultados KPI: PVSC	41
5.8. Resultados KPI: EFC	42

5.9. Resultados KPI: LF y LLF	42
5.10. Resultados KPI: MPD [kW] y APD [kW]	43
5.11. Resultados KPI: EM [t CO_2eq]	43
5.12. Flujo de caja para el análisis del proyecto, para el Caso 1 Esc Base	44

Siglas

AGC Automatic Generation Control. 13, 17

AGPE Autogenerador a Pequeña Escala. 20

DER Distributed Energy Resources. 1, 5, 11, 47

EA Energy Arbitrage. 2, 31

EMS Energy Management System. 5, 12, 25

ESS Energy Storage Systems. 1, 2, 8, 9, 11

FERC Federal Energy Regulatory Commission. 2

FERNC Fuentes de Energía Renovable no Convencional. 1

IEA International Energy Agency. 9, 10

KPI Key Performance Indicators. 35

MEM Mercado de Energía Mayorista. 1

PHS Pumped Hydro Storage. 8

RPF Regulación Primaria de Frecuencia. 17

RSF Regulación Secundaria de Frecuencia. 13, 17

SAEB Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías. 3

SG Smart Grid. 11

SIN Sistema Interconectado Nacional. 13

SSCC Servicios Complementarios. 2, 16

UPME Unidad de Planeación Minero Energética. 3

Resumen

Los sistemas eléctricos vienen experimentando una transformación, de tal forma que los usuarios ya no solo son vistos desde el lado del consumo, sino que con la incorporación de elementos de generación y almacenamiento de energía, toman un rol como agente generador, dando como resultado la figura de prosumidor (productor y consumidor al mismo tiempo), lo que implica nuevos desafíos para el sistema eléctrico, en los cuales se debe seguir garantizando la prestación de un servicio confiable y seguro.

Además, la masificación de distintas tecnologías para la construcción de sistemas de almacenamiento, las baterías entran a jugar un papel como nuevo elemento para la atención de demanda, aportando flexibilidad a la operación del usuario, gracias a la versatilidad, modularidad y fácil implementación.

El objetivo del presente trabajo es diseñar y evaluar un sistema de gestión de energía (EMS, por sus siglas en inglés) para una microrred, que considere la implementación del arbitraje de energía como servicio complementario a partir de baterías, considerando el marco normativo actual y las condiciones de mercado aplicables en el sistema eléctrico colombiano.

En este trabajo se propone el modelado matemático de una microrred, que permita incorporar la estrategia de arbitraje, y evaluar el desempeño del sistema ante la señal del precio spot, considerando la variabilidad horaria introducida por las dinámicas de mercado, así como los efectos dados por la estacionalidad.

Palabras claves

Sistemas de almacenamiento de energía, baterías, servicios complementarios, arbitraje, precio spot, microrredes, optimización.

Abstract

Electric systems have been undergoing a transformation, in such a way that users are no longer just seen from the consumption side, but with the incorporation of new technologies in generation and storage, they take on a role as generating agents, resulting in the figure of prosumer (producer and consumer at the same time), which implies new challenges for the traditional electrical system, in which the provision of a reliable and safe service must continue to be guaranteed.

Besides, the massification of different technologies for the construction of storage systems, batteries begin to play a role as a new element for meeting power demand, providing flexibility to the user's operation, thanks to versatility, modularity, and easy implementation. The objective of this work is to design and evaluate an energy management system (EMS) for a microgrid, which considers the implementation of energy arbitrage as an ancillary service using batteries, considering the current regulatory framework and market conditions applied in the Colombian electricity system.

In this work, the mathematical modeling of a microgrid is proposed, which allows incorporation of the arbitrage strategy, and evaluation of the performance of the system before the spot price signal, considering the hourly variability due to market dynamics, as well as the effects given by the seasonality.

Key words

Energy storage systems, batteries, ancillary services, energy arbitrage, spot price, smart grids, optimization.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Justificación y antecedentes

Luego de cerca de tres décadas de haberse establecido el marco normativo para las operaciones del sector eléctrico nacional a través de la Ley 142 de 1994¹ y la Ley 143 de 1994², el Gobierno Nacional consciente de los desafíos actuales por los que atraviesa el sector eléctrico en torno a la diversificación de la matriz energética, la descentralización de los recursos de generación, y la incorporación de nuevos actores en el mercado, convocó en el año 2019 una misión de expertos para construir una propuesta de modernización del marco institucional y regulatorio que brinde condiciones para la incorporación de nuevos agentes, nuevas tecnologías y nuevos esquemas transaccionales [6]. Dicha misión definió un total de cinco focos de trabajo para afrontar los desafíos y segmentar las problemáticas, dando como resultado, el Foco 1: Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico, el Foco 2: El gas natural en la transformación energética. Abastecimiento, suministro y demanda, el Foco 3: Descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda de energía, el Foco 4: Cierre de brechas, cobertura y calidad del servicio. Focalización de subsidios, y por último el Foco 5: Revisión del marco institucional y regulatorio [7].

De acuerdo con las recomendaciones dadas por los expertos, se propuso una hoja de ruta que permitiese al Regulador la incorporación al sistema de innovación y nuevas tecnologías, sin poner en riesgo la confiabilidad y seguridad; modificaciones a las reglas de mercado actuales o nuevas estrategias que garanticen la participación de los nuevos actores, para así definir, un marco normativo actualizado que propenda por el beneficio del usuario. Dentro de las recomendaciones dadas para el Mercado de Energía Mayorista (MEM), se resalta el incentivo a la inclusión de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) con fuentes de energía renovables no convencionales, junto como los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS, por sus siglas en inglés). En particular, el Foco 3 aborda temas como la modernización del sistema de distribución, la creación de plataformas distribuidas para la compra de servicios de red y la conexión de recursos distribuidos. De esta forma, deja claro que para lograr una efectiva incorporación de dichos nuevos elementos y actores en el sistema, es necesario un cambio significativo en las reglas de mercado, de tal forma que se garanticen las condiciones de competencia de éstos respecto a los agentes existentes [8].

Con la incorporación de los ESS a la operación en conjunto con Fuentes de Energía Renovable no Convencional, dichos elementos de almacenamiento servirán como herramientas claves para aumentar

¹Por la cual se establece el régimen de los *Servicios Públicos Domiciliarios*.

²“*Ley Eléctrica*”, por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

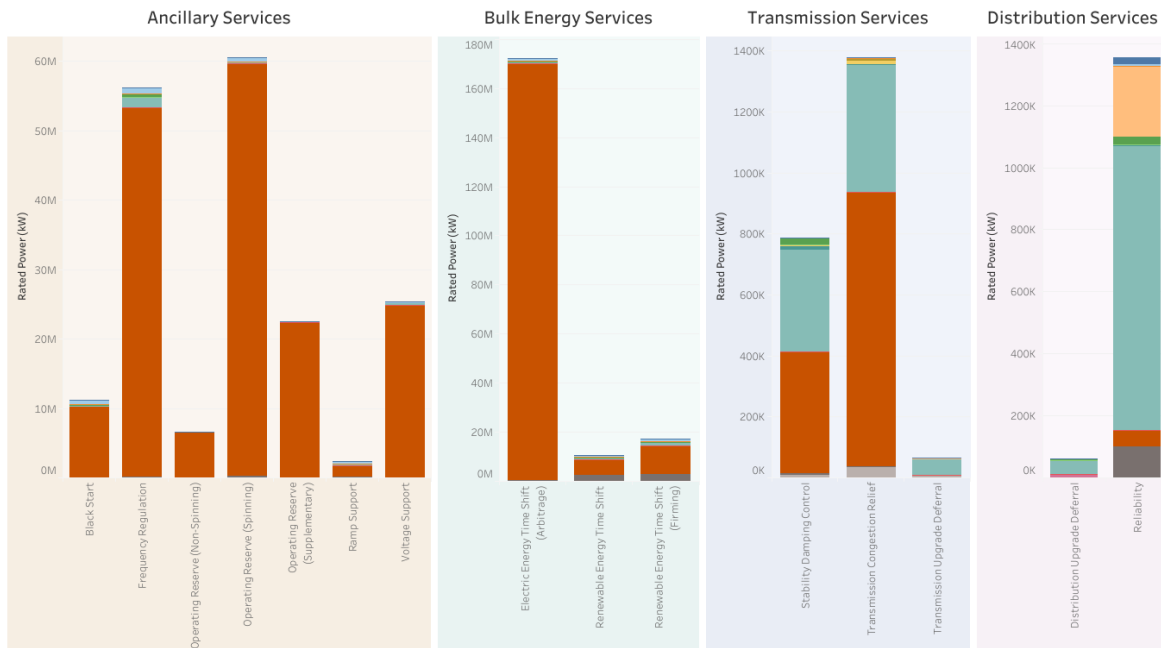


Figura 1.1: Potencia nominal de las instalaciones de almacenamiento, por aplicación. Tomado de <https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/statistics.html>

la flexibilidad del sistema, y dependiendo de su aplicación, el sistema puede experimentar un incremento en su flexibilidad, participando así en la prestación de lo que se conoce como Servicios Complementarios (SSCC) [9]. La Comisión Federal de Regulación de Energía de los Estados Unidos (FERC, por sus siglas en inglés) define a los SSCC como aquellos necesarios para garantizar la transmisión de energía desde el productor hasta el consumidor, manteniendo la operación confiable del sistema interconectado [10]. La FERC propone los siguientes seis servicios complementarios: 1) programación, control y despacho del sistema, 2) control de Volt/VAR de fuentes de generación, 3) control de frecuencia y regulación, 4) servicio de equilibrio energético, 5) reserva operativa-reserva rodante y 6) reserva operativa-reserva suplementaria.

Los ESS pueden ser utilizados dentro de las estrategias de operación como elementos de gestión del recurso energético que permite regular la curva de carga diaria, nivelando los valores picos con los momentos valle, estrategia de operación conocida como *peak shaving*. Asimismo, los ESS pueden realizar traslado de volúmenes de energía entre las distintas horas del día, de acuerdo con las oportunidades de compra y de venta generando posibles ingresos durante su operación, lo que es conocido como *Energy Arbitrage (EA)* [11].

En la Figura 1.1 se puede observar la potencia nominal de las instalaciones de almacenamiento clasificadas según su aplicación al año 2020. Dentro de estas aplicaciones, se puede identificar al “Energy Time Shift o Arbitraje” como el principal uso dado por los sistemas de almacenamiento en la categoría de Bulk Energy Services (servicios al granel)[12]. Para esta aplicación se utilizan tecnologías de alta energía y descarga lenta; la tecnología de mayor desarrollo es el bombeo hidroeléctrico, sistema en el que se utilizan dos embalses para realizar el almacenamiento, que se encuentran a una diferencia de altura, y de los cuales se deja pasar agua del uno al otro, y posteriormente el agua es bombeada de regreso [2]. Sin embargo los almacenamientos del tipo electroquímico (baterías) vienen aumentando su participación, en función de la disminución de costos de fabricación, dada la masificación de estos elementos en múltiples usos, incluyendo su aplicación en servicios de energía.

Las metodologías actuales en la regulación para la expansión del SIN considera la participación de diversos agentes para realizar la ampliación, tanto del Sistema de Transmisión Nacional (STN) como del Sistema de Transmisión Regional (STR). Sin embargo, debido al atraso de algunos proyectos de red, se ha venido incrementando la necesidad de generación por seguridad en el sistema, en especial en el área Caribe, lo que impacta directamente en el valor de las restricciones ³.

Por medio la resolución CREG 098 de 2019, la Comisión reglamentó la inclusión de un Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) al sistema, con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el SIN. Por tal razón, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en mayo de 2020 realizó la Convocatoria Pública UPME 01-2020 del proyecto de Baterías - BESS en el departamento del Atlántico, mediante el cual se pretendía la instalación de grupos de baterías, incluyendo equipos de conexión, corte y protección, así como la implementación de la interfaz electrónica y el sistema de medición requerido.

La convocatoria contempla distintas alternativas para la ejecución del proyecto, siendo necesario la adecuación de las subestaciones a las que se conectarían las baterías, y considerando capacidades de los SAEB de entre los 15MW hasta 45MW. La convocatoria fue adjudicada en proceso de subasta en julio de 2021 a la compañía Canadian Solar Energy Colombia, y tiene como fecha prevista de entrada en operación junio de 2022.

La remuneración del proyecto, será basada en la oferta económica del proponente, y denominado según la resolución como Ingreso Anual Esperado. Dicha remuneración, compensará los costos asociados con la construcción, costo de oportunidad de la inversión, y gastos de administración, operación y mantenimiento correspondiente. Sin embargo, con este mecanismo se restringe la participación en transacciones del mercado y limita su operación para otro tipo de servicios.

Por otro lado, llama la atención el comportamiento del precio spot en el sistema eléctrico colombiano, el cual es altamente variable, ya sea por las dinámicas de mercado que posee, la condición hidrológica en las cuencas asociadas a los recursos de generación hidráulica junto con los patrones climáticos que inciden en las precipitaciones, afectando el precio del sistema.

En la Figura 1.2 se puede observar el comportamiento mensual del precio spot junto con su dispersión. Llama la atención, cómo durante los años 2015 y 2016, cuando se desarrolló uno de los eventos El Niño más fuertes de la historia reciente, se puede observar valores de precios de más de 500 COP/kWh, e incluso alcanzando valores máximos históricos superiores a los 1,000 COP/kWh. En contraste, se puede observar cómo durante los años 2017 y 2018, que se manifestó un fenómeno La Niña, el rango de dispersión de los precios mensuales no superó los 150 COP/kWh, incluso para el mes de junio el rango es de tan solo 37 COP/kWh. La ocurrencia de este tipo de eventos obedece a cierto patrón climático cíclico, por lo que no es una condición permanente, pero que en el momento que se materializa ocasiona fuertes efectos sobre el sistema eléctrico.

1.2. Planteamiento del problema y solución propuesta

Cada vez son mas comunes las aplicaciones en la que los usuarios residenciales, motivados por los beneficios técnicos, económicos y ambientales, incorporando a su infraestructura recursos energéticos. La operación conjunta de elementos como sistemas de generación y sistemas de almacenamiento, representan un desafío que el sistema eléctrico debe afrontar desde los ámbitos técnicos, comerciales y regulatorios.

³**Restricción eléctrica:** Limitación en el equipamiento del STN, o de Activos de Conexión al STN, o de los STR y/o SDL. **Restricción Operativa:** Exigencia operativa del sistema eléctrico para garantizar la calidad, confiabilidad y seguridad en Sub-Áreas o Áreas Operativas

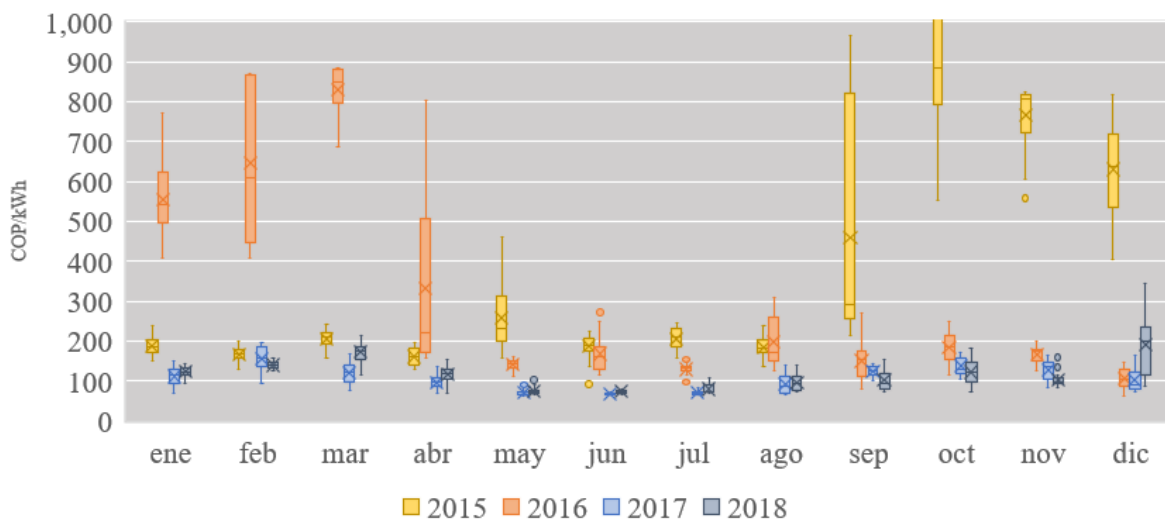


Figura 1.2: Dispersión mensual del precio spot. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co

Así mismo, las características que presenta el precio spot en el sistema eléctrico, en cuanto a volatilidad y estacional, resulta interesante que los usuarios puedan responder a este, para gestionar sus consumo energético, y por qué no, obtener ganancias de esto.

De esta forma, se plantea la siguiente pregunta problema: *¿Cuáles son las condiciones necesarias que permiten alcanzar la viabilidad normativa, técnica y económica para el uso del servicio de arbitraje para la gestión de los elementos de una microrred, bajo las condiciones operativas del sistema eléctrico colombiano?*

En el siguiente trabajo se analizó el comportamiento de una microrred conectada a la red principal, a la que se incorporó un sistema de gestión de energía (EMS), considerando la prestación del servicio de arbitraje bajo las consignas operativas del sistema eléctrico colombiano.

Dicho EMS además de considerar las restricciones operativas de la microrred, es el encargado de evaluar las condiciones necesarias para la prestación del servicio del arbitraje energético, utilizando la batería como elemento que permite gestionar la energía almacenada en el tiempo.

Como solución al problema de investigación, se planteó el modelado matemático mediante un problema de optimización, cuyo objetivo fue el de minimizar el costo de atención de la demanda de la microrred, en función de la energía absorbida de la red principal valorada al precio spot y gestionando la potencia de la batería, en el que además de las restricciones de balance típicas para este tipo de problemas, se planteó la formulación del servicio del arbitraje.

Para su validación, se analizaron los resultados económicos y técnicos, que dependían de las sensibilidades consideradas tanto a las capacidades de almacenamiento como a la de generación fotovoltaico. De igual forma, se propusieron escenarios de precios spot, para identificar cuáles son las características del precio spot, para identificar los momentos y las operaciones con las que se maximizan los beneficios.

Es así como se analizaron los beneficios económicos, técnicos y ambiental por la implementación de un Sistema de Gestión de Energía utilizando una estrategia de arbitraje energético. Para ello, se consideraron en el análisis las condiciones operativas y regulatorias que actualmente se encuentran presentes en el sistema, y dando recomendaciones de posibles cambios en el esquema normativo, con los que se permita incorporar a la red los sistemas de almacenamiento.

1.3. Hipótesis

De acuerdo con en el contexto inicial, y según el planteamiento del problema abordado, se presentan las siguientes hipótesis a revisar en el desarrollo del proyecto de investigación:

- Los sistemas de almacenamiento serán considerados considerados como elementos de transición, por lo que se requieren herramientas para su análisis operativo.
- La regulación actual es insuficiente para permitir la incorporación de los sistemas de batería, y ser parte activa de la gestión de demanda de los usuarios residenciales.
- Las baterías pueden ser consideradas para prestar servicios energéticos en función de su capacidad de trasladar volúmenes de energía en el tiempo.
- El comportamiento del precio spot en el sistema eléctrico colombiano, en función de su estacionalidad y volatilidad, representa una opción interesante para implementar el servicio de arbitraje energético.
- Mediante el modelado de un problema de optimización es viable evaluar los beneficios obtenidos del servicio de arbitraje.

1.4. Objetivos

De acuerdo con la problemática planteada anteriormente y las hipótesis presentadas, se plantean los siguientes objetivos para la delimitación y alcance del presente proyecto.

Objetivo General

Diseñar un sistema de gestión de energía (EMS) para una microrred conectada a la red que permita realizar la prestación del servicio de arbitraje utilizando sistemas de almacenamiento de energía, considerando las condiciones operativas y comerciales del sistema eléctrico colombiano.

Objetivos Específicos

1. Realizar una revisión del marco regulatorio actual a nivel nacional e internacional, que permita identificar las condiciones operativas del servicio de arbitraje a incorporar en el EMS propuesto.
2. Construir y modelar el problema de optimización para la operación del EMS de la microrred que maximice los beneficios percibidos por la prestación del servicio de arbitraje, y que a su vez cumpla con las restricciones técnicas impuestas por el caso de estudio.
3. Identificar la técnica de solución adecuada para el problema de optimización definido previamente resolviendo mediante una simulación computacional el problema de optimización definido.
4. Evaluar por simulación el sistema de gestión de energía propuesto, considerando diferentes escenarios con sensibilidades variando las capacidades instaladas de los Distributed Energy Resources (DER) tales como generadores fotovoltaicos, generadores eólicos, generadores diésel y sistemas de almacenamiento, para determinar la operación confiable y eficiente del sistema propuesto, y que considere el enfoque de sostenibilidad desde las dimensiones económica, social, ambiental y técnica.

1.5. Contribución

Se espera que este trabajo ponga en consideración de los usuarios de las microrredes una visión distinta de los sistemas de almacenamiento, para que no solo sean considerados como elementos de respaldo, sino que sirvan como elementos activos para la gestión integral de las necesidades energéticas.

Sin embargo, nada de esto sería posible sin la definición de un marco normativo que garantice la incorporación de nuevos servicios que puedan ser prestados por las baterías, y que además sean atractivos económicamente para su implementación. Por lo que este trabajo plantea un sandbox regulatorio en el que se exploran las condiciones que se deben tener en cuenta para diseñar un esquema de remuneración que permita la implementación de servicios energéticos, incorporando señales de mercado para la decisión operativa.

Precisamente para el marco de pruebas, la metodología aquí presentada ayuda a evaluar los resultados que tiene para el usuario la implementación de estrategias de operación en conjunto con la prestación de servicios complementarios, que aumenten los beneficios percibidos por los usuarios, y que permita una rápida incorporación y adaptación de las nuevas tecnologías, junto con los nuevos usos.

De igual forma, con este trabajo se confirma que el precio spot del sistema colombiano posee un comportamiento que da señales a los usuarios para la gestión activa de su comportamiento, reafirmando las necesidades de transformación del sector, pero que no solo sea de la infraestructura, sino que se transforme el cómo los usuarios responden a las variables del mercado.

La curva de aprendizaje para los usuarios será más fácil del lograr al colocar al alcance de éstos, herramientas como el EMS aquí presentado, con lo que puedan gestionar su demanda en función de las condiciones de mercado, y con los que se puedan evaluar nuevos servicios a ser incorporados.

Las contribuciones de este trabajo se pueden resumir en:

- El planteamiento de un sandbox regulatorio con recomendaciones al marco normativo actual, que permita la incorporación de nuevos elementos (baterías) y nuevos servicios (arbitraje).
- La formulación del problema de optimización que minimiza el costo de atención de demanda de la microrred considerando la aplicación del arbitraje.
- En análisis de las condiciones de mercado que inciden en el precio spot, y la metodología de análisis del precio spot considerando la estacionalidad y volatilidad del precio horario.
- Propuesta y evaluación de los parámetros técnico económicos de la operación de la microrred.

1.6. Estructura del proyecto

El presente trabajo se encuentra estructurado de la siguiente manera, en el Capítulo 1 se presenta la Introducción al trabajo, las condiciones que motivaron el problema de investigación, las hipótesis de las que se parte para los análisis considerados, y la definición de los objetivos que delimitan el alcance del presente proyecto.

El Capítulo 2 presenta el Marco Teórico revisado, empezando por los sistemas de almacenamiento de energía, las distintas tecnologías disponibles actualmente para su fabricación, y las aplicación en las que se podrían implementar según su ubicación. Además, muestra la definición de una microrred y los distintos enfoques identificados, para realizar el control de sus elementos. Por otro lado, se expone el contexto de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), los productos disponibles en el mercado y las características de operación para la determinación del precio spot.

Por su parte, el Capítulo 3 recoge la revisión del marco regulatorio nacional existente para la reglamentación y remuneración de los servicios complementarios presentes en el SIN, así como presenta la revisión de otros tipos de servicios que pueden ser prestado los sistemas de almacenamiento, junto con los esquemas de remuneración aplicables. Al final, está la revisión regulatoria a nivel internacional, y posible marco de referencia para poder incorporar nuevos elementos junto con la implementación de nuevos servicios.

En el Capítulo 4 se muestra el diseño de la microrred, detallando los elementos considerados, las condiciones con las que se definieron cada supuesto de operación y los criterios a ser considerados para en el problema de optimización, problema que recoge el planteamiento matemático de la función a optimizar, junto con las restricciones que acotan el problema. Así mismo, se presenta la revisión de estrategias consultadas que pueden implementarse para prestar el servicio de arbitraje, junto con el análisis del precio spot, variable fundamental en este estudio para la evaluación del servicio de arbitraje.

Por último, el Capítulo 5 muestra los resultados obtenidos, los beneficios obtenidos por considerar el arbitraje en la operación de la microrred, y cómo varían los resultados en función de los análisis de sensibilidad, cambiando las capacidades de generación y de almacenamiento, en función de los escenarios de precio spot. El Capítulo 6, presenta las conclusiones del presente trabajo, y trabajos futuros que permitan profundizar en los hallazgos aquí presentados.

Capítulo 2

Marco Teórico

En este capítulo se realizará la revisión conceptual de las temáticas involucradas, en especial se presentarán los conceptos asociados a los sistemas de almacenamiento, evolución y clasificación según su tecnología y según su ubicación. Así mismo, se revisará el concepto de microrred, y se presentará un contexto de la operación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), de tal forma de establecer un marco general de los principales criterios que influyen en la operación del sistema.

2.1. Clasificación de los sistemas de almacenamiento según su tecnología

Los ESS pueden ser clasificados de acuerdo con la forma en que almacenan la energía, típicamente agrupados en cinco categorías: mecánica, electromecánica, química, eléctrica y térmica. Tradicionalmente, en los sistemas eléctricos se ha utilizado las Plantas Hidráulicas con Bombeo (PHS, por sus siglas en inglés) como la tecnología predominante de almacenamiento de energía, aunque, su desarrollo se encuentre restringido a las condiciones geográficas. Nuevas tecnologías han empezado a tener mayor participación, tecnologías de tipo electromecánico, electromagnético y térmico, contribuyendo en la capacidad instalada global, tal como se muestra en la Figura 2.1.

ESS electroquímicos

En el almacenamiento de energía electroquímica, la energía se transfiere entre la energía eléctrica y química almacenada en compuestos químicos activos a través de reacciones químicas reversibles, generalmente conocido por el uso de baterías. Una característica importante de este tipo de elementos es que son muy flexibles en su tamaño, y razón por la cual ganan ventaja sobre otros tipos de sistemas de almacenamiento de energía.

Una de las más adoptadas e investigadas son las Baterías de Flujo de Redox (RFB) o las Baterías de Flujo de Redox de Vanadio (VRFB), que en comparación con muchas otras baterías electroquímicas, las VRFB cuentan con un capacidad excepcionalmente alta y larga vida útil. Las VRFB han tenido una amplia variedad de aplicación en los sistemas de potencia, como en el arbitraje y la regulación de frecuencia, sin embargo, el alto costo de capital es la mayor barrera para una adopción comercial [13].

Las baterías de plomo ácido es una de las tecnologías más populares, dado su bajo costo y alta confiabilidad, no obstante, presentan desventajas bien conocidas en función de su limitado ciclo de vida, baja densidad energética y relevante impacto ambiental [1].

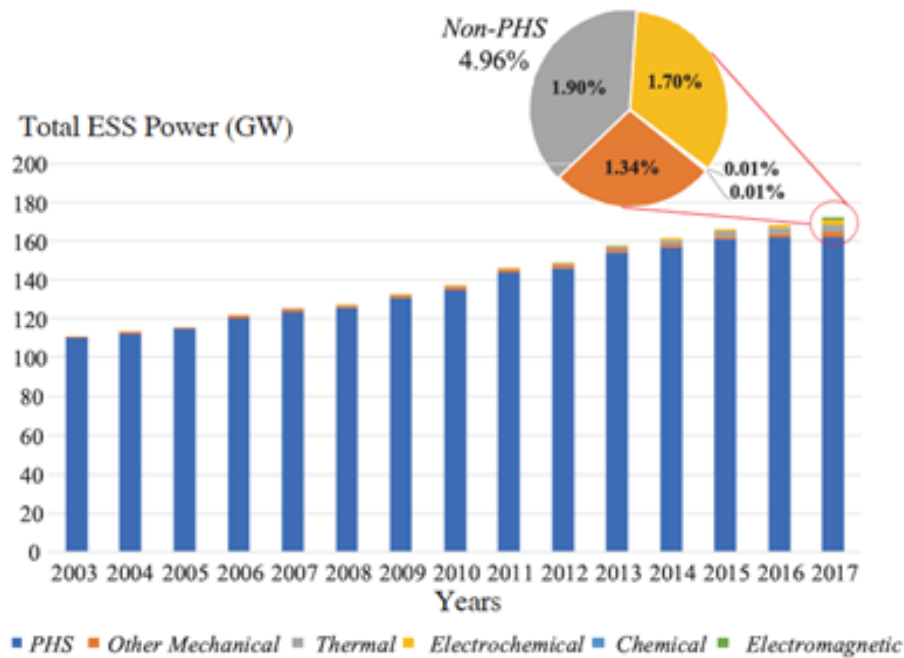


Figura 2.1: Potencia global de ESS. Tomado de [1]

La tecnología de baterías de iones de litio (Li-ion) ha crecido rápidamente durante los últimos años, gracias a la alta densidad de energía, alta eficiencia, alta densidad de potencia, respuesta rápida (en milisegundos) y baja tasa de autodescarga [14].

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), a 2019 se tenía una capacidad de almacenamiento agregada de 2.9 GW, destacando que los costos de baterías continúan reduciéndose de manera acelerada, en gran parte, debido a la rápida aplicación de baterías para vehículos eléctricos, estimulando así su despliegue en otros usos para el sector de la energía [15].

ESS electromagnéticos

En la categoría de ESS electromagnéticos se tienen a los supercapacitores o superconductores, que almacenan energía a través de campos eléctricos o magnéticos respectivamente. Estos en comparación con las baterías tienen mayor confiabilidad, menor mantenimiento e impacto ambiental, sin embargo, la mayoría de estos requieren de muy bajas temperaturas de operación, lo que dificulta poder conservar sus características de almacenamiento [16].

ESS químicos

En cuanto a los ESS químicos sobresalen los que utilizan hidrógeno, en los que mediante electrólisis aplicada al agua se separan las moléculas de oxígeno y de hidrógeno, para luego el hidrógeno ser almacenado a altas presiones y así alimentar las celdas para producir electricidad, una forma efectiva para el almacenamiento en un largo periodo de tiempo [17]. No obstante, aún posee barreras dado los altos costos para producir hidrógeno, sin mencionar los riesgos asociados por su almacenamiento presurizado.

En la Figura 2.2 se muestra un resumen de las principales características de rendimiento y costos de diferentes tecnologías de almacenamiento. En esta, se puede detallar cómo las baterías de Li-ion, son las que mejor desempeño muestran por su alta densidad energética, una eficiencia mayor al 92 %

y un bajo nivel de autodescarga. Por lo anterior, se evidencia que las baterías de Li-ion son ideales para el almacenamiento de energía y aplicaciones en las redes eléctricas, por lo que éstas serán las utilizadas en el desarrollo del presente trabajo.

Tecnología	Tipo	Energía específica (Wh/kg)	Densidad Energética (Wh/L)	Eficiencia (%)	Autodescarga (% por día)	Vida Útil (ciclos)	Vida Útil (años)	Costo Energía Unitario (USD/kWh)
Mecánico	Bombeo hidro	0.5-1.5	0-2	70-80	0-0.02	12-100k	30-100	5-100
Mecánico	Aire comprimido	30-214	2-6	54-70	0-1	10-100k	20-40	2-84
Mecánico	Volantes de inercia	5-100	20-200	90-95	20-100	100k-1M	15-25	1,500-6,000
Electroquímico	RFB	25-85	15-70	vary	0-33.6	0.3-14k	5-20	315-1,050
Electroquímico	Plomo ácido	30-40	80-90	80-82	0.09-0.4	0.25-2.5k	3-15	105-473
Electroquímico	Ni-Cd	50-75	60-150	72	0.2-0.6	2000-2500	10-20	800-1,500
Electroquímico	Li-ion	100-265	177-676	92-95	0.09-0.36	0.5-20k	5-20	200-1260
Electroquímico	Na-S	150-240	140-300	80	0.05-1	1-10k	10-25	263-735
Químico	Celdas de Hidrógeno	0.8-100k	0.5-3k	~ 20-50	-	1000+	5-15	1,500-3,00/kW
Eléctrico	Ultra Condensadores	1-20	10-30	85-98	40	> 50,000	10-30	~ 6,000
Eléctrico	Superconductores	0.5-5	0.2-2.5	95-98	10-15	100k+	30	1,000-10,000
Térmico	Térmico	-	~ 100	50	0.05-1.0	-	20-30	3-60

Figura 2.2: Características de rendimiento y costos de diferentes tecnologías de almacenamiento. Tomado de [2]

2.2. Clasificación de los ESS según su ubicación

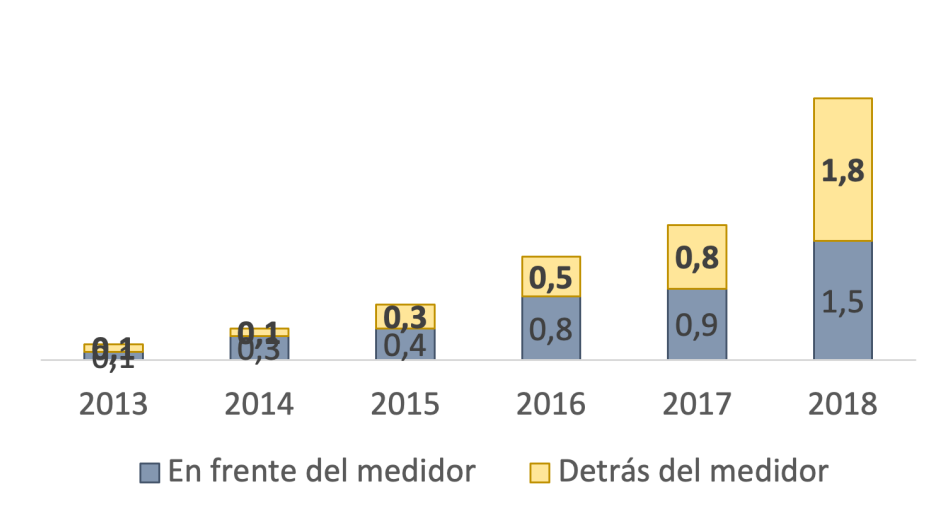


Figura 2.3: Capacidad anual de ESS [GW]. Elaboración propia. Fuente: <https://www.iea.org/>

Así como se han descrito las categorías en las que se clasifican los ESS según la tecnología de almacenamiento utilizada, los ESS se pueden clasificar según la ubicación que tengan en la red. Generalmente, pueden clasificarse si se encuentran en frente (*in front of the meter*) o detrás del medidor (*behind the meter*). A su vez, los ubicados en frente del medidor, se subdividen, bien sea para Transmisión o para Distribución, mientras que los ubicados detrás del medidor son típicamente instalados por el consumidor, y pueden subdividirse entre los no residenciales (comercial e industrial) y los residenciales[2].

Los ESS ubicados detrás del medidor han experimentado un acelerado desarrollo en años recientes. De acuerdo con los datos recopilados por la International Energy Agency (IEA), a 2018 la capacidad instalada de ESS detrás del medidor alcanzaba los 1.8 GW, en contraste con la capacidad anual de ESS instalados en frente del medidor (1.5 GW) [18]; la evolución histórica reciente se puede observar en la Figura 2.3.

Ahora bien, si se considera los ESS desde la perspectiva de los consumidores y su implementación

en los sistemas de distribución, resalta que los usos más comunes se dan en la gestión energética o como alternativas ante la interrupción del suministro[19].

2.3. El concepto de microrred

De acuerdo con los niveles de penetración de DER que se consigan alcanzar y según los procesos implementados, las redes de distribución empiezan a presentar cambios en su característica de operación. Las redes de distribución tradicionales se enfrentan al cambio de paradigma en su diseño y operación, pues tradicionalmente fueron pensadas con flujos de potencia en un solo sentido, con un enfoque pasivo de la demanda y sin técnicas de control pensadas desde la carga, que considere inyección de potencia, por lo general intermitente, proveniente de recursos distribuidos.

La transición hacia una red que contenga elementos de almacenamiento, una dinámica distinta de los usuarios, sistemas de generación, entre otros, es contenido bajo el concepto de una microrred o Smart Grid (SG, por sus siglas en inglés). Según *The Smart Grids European Technology Platform*, define a las microrredes como una red eléctrica que integra de una forma “inteligente” cada acción de los usuarios conectados a ella -generadores, consumidores y aquellos que tenga los dos roles: prosumidores- de tal forma que la energía sea entregada de una manera eficiente, sostenible, económica y segura.

Los principales elementos que se encuentran en una microrred son: los sistemas de generación distribuida (DER), sistemas de almacenamiento de energía (ESS), técnicas para la gestión activa de cargas, sistemas de monitoreo y control de flujos de potencia, entre otros.

Con este enfoque de las redes, se favorece la integración de fuentes de generación que usen recurso energéticos renovable no convencional (generalmente radiación solar y viento), aportando tanto al ahorro de energía como en reducción esperada en los costos de operación, mejorando así la confiabilidad de la red.

Estas cualidades enfocadas hacia la planeación y la implementación de medidas que mejoren las condiciones de los usuarios son denominadas Gestión de Demanda, y pueden ser aplicadas a todo tipo de tamaño de las redes y los usuarios. Desde las microrredes, la gestión de demanda aporta al uso eficiente de la energía, que viene dada por la operación coordinada de todos sus elementos.

En este sentido, no solo basta con la incorporación de dichos nuevos elementos que cambien las dinámicas de la red. Se hace necesario diseñar sistemas de control y protección necesarios para alcanzar una integración exitosa, garantizando la confiabilidad del sistema permitiendo así que se perciban los beneficios potenciales al trascender a una microrred.

2.3.1. Arquitectura de Control en las microrredes

Se pueden identificar dos enfoques de control, muy distintos entre ellos: centralizado y descentralizado. El control centralizado se enfoca en la recopilación de datos a través de un controlador central dedicado, el cual determina las acciones de control para todas las unidades relacionadas. Por su parte, en el control descentralizado cada unidad cuenta con un controlador local, que solo recibe información local, desconociendo las variables y acciones de los otros controladores asociado a la misma microrred.

Para la selección de uno u otro, se deben considerar las disposiciones geográficas, las necesidades de comunicación y computación involucradas, y el acople y coordinación que puede existir entre varias unidades del mismo sistema. Mediante la implementación de un control de tipo Jerárquico se puede alcanzar una buena interacción entre dichos dos enfoques [3]. A continuación, se describen los niveles involucrados al realizar un control jerárquico, y las características operativas presentes en cada nivel.

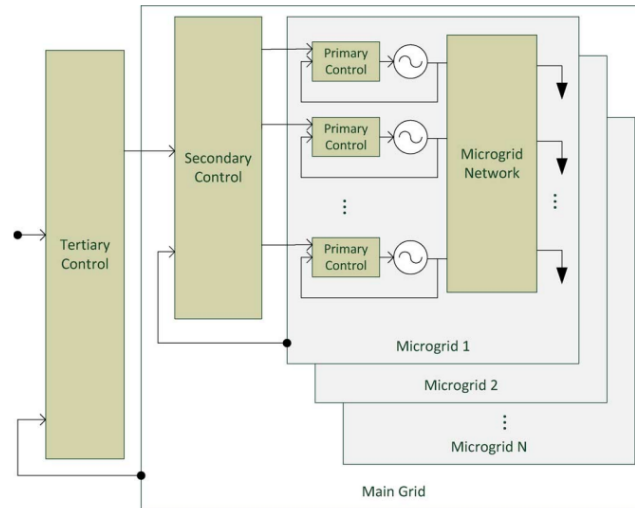


Figura 2.4: Niveles considerados en el Control Jerárquico. Tomado de [3]

- Control Primario:** también conocido como control local o interno, se basa exclusivamente en medidas locales y no requiere comunicación. Asegura que los valores de tensión y frecuencia se encuentre entre los límites permitidos, manteniendo los valores de referencia, para garantizar la calidad de potencia y estabilidad de la microrred. Los controles primarios están diseñados para operar independientemente, reaccionando predeterminadamente a eventos locales de forma instantánea.
- Control Secundario:** también conocido como Energy Management System (EMS), es el responsable de la confiabilidad, seguridad y operación económica de la microrred, tanto para microrredes interconectadas como aisladas, mediante la utilización de algoritmos. El objetivo del EMS consiste en encontrar el punto óptimo (o cercano al óptimo) y despachar las unidades disponibles. El control secundario coordina los controles primarios internos dentro de las microrredes y subsistemas, en unos pocos minutos.
- Control Terciario:** es el nivel de control más alto y define típicamente los puntos óptimos de largo plazo de acuerdo con los modelos de mercado y de negocio que pueda realizar el operador de la red de distribución o el operador del mercado. Es responsable de coordinar la operación de múltiples microrredes interactuando entre sí y con el sistema. Este control típicamente opera en el orden de varios minutos, entregando señales al control secundario y a otros sistemas de la red.

En la Figura 2.4, se muestra un esquema de los límites de cada nivel de control, y la relación entre dichos niveles. En el presente trabajo, se implementó un control en el segundo nivel, implementando un Energy Management System, que permite incorporar a la operación de la microrred la operación óptima de sus elementos junto con las reglas asociadas al arbitraje, concepto que se explicará en la Sección 3.3.

2.4. Contexto de operación del SIN

2.4.1. Operación del año 2021

En relación a la operación del sistema colombiano en el año 2021, la demanda de energía eléctrica del SIN registró un consumo de 74,117 GWh, creciendo 5.51 % respecto al año 2020 y un 3.12 % respecto al año 2019. Se destaca que el mes con mayor crecimiento respecto al 2020 fue abril con un 15.4 %, debido al impacto que tuvo el confinamiento total decretado por el gobierno nacional durante esta época; además, resalta el mes de octubre de 2021 como el mes en el que hubo mayor consumo de energía con 6,490 GWh y un crecimiento de 6.4 % respecto al mismo mes del año anterior.

Así mismo, la generación del SIN fue de 73,933 GWh-año, presentando un aumento del 6.6 % respecto al año 2020. Durante este mismo año se presentó un aumento del 21.50 % en la generación con fuentes Renovables, y una disminución del 33.94 % en la generación con fuentes No Renovables de energía, respecto al año anterior; resaltando un incremento de 69.3 % y 497.7 % en las tecnologías solar y eólica, debido a la entrada en operación de nuevas plantas de generación [20].

2.4.2. Productos del MEM

En el Mercado de Energía Mayorista los agentes involucrados pueden transar productos en cuatro mercados. El Mercado de Confiabilidad, en el que netamente participan agentes generadores, en el cual se definen compromisos de energía firme a una tarifa resultado de un mecanismo eficiente de participación (subastas de energía), y que sirve como instrumento para viabilizar la construcción de plantas de generación que garanticen la confiabilidad futura del sistema.

Otro tipo de mercado es el Financiero de Contratos Bilaterales, aquí pueden participar tanto generadores (oferta) como comercializadores (demanda). En éste mercado se definen las condiciones de tiempo de entrega, cantidad de energía y precio de compra-venta vinculante entre las partes, y dada su condición de ser un mercado financiero, tiene la particularidad que aquí no se garantiza la entrega física pero si se tienen los compromisos financieros para que se honre con lo estipulado en dicho contrato de compra-venta de energía.

Por otro lado, en el Mercado de Servicios existen servicios enfocados al balance y control de tensión y que en su mayoría son de obligatorio cumplimiento; solamente la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) o también conocida como (AGC, por sus siglas en inglés) es remunerada. Es un mercado predominado por los recursos hidráulicos, dadas sus condiciones operativas que le permiten cumplir con los requerimientos técnicos para la prestación del servicio.

Por último, el Mercado de Energía Spot (bolsa) es un mercado de libre oferta y demanda, con transacciones horarias en el que el operador y administrador del sistema eléctrico colombiano XM S.A E.S.P, cumple las funciones de operar y administrar los intercambios que en él se realizan, y donde confluyen tanto agentes generadores como comercializadores; de sus particularidades se profundizará un poco más a continuación.

2.4.3. Mercado de Energía spot

La estructura del mercado eléctrico colombiano presenta un esquema de operación Day-ahead¹ o mercado de energía spot, en el que la definición del precio spot viene dada por el precio marginal

¹El Day-ahead produce programas basados en ofertas por planta con liquidación horarias realizadas por el operador del mercado (XM), determinado por un algoritmo de despacho económico.

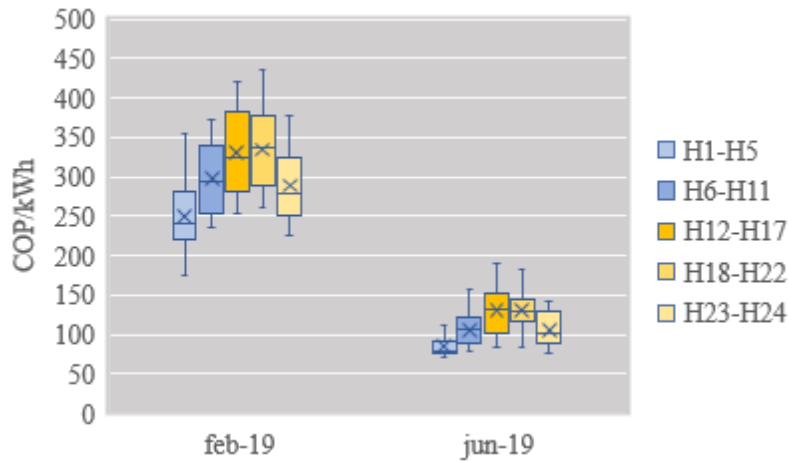


Figura 2.5: Dispersión por rangos horarios del precio spot durante ene-2019 (temporada seca) y jun-2019 (temporada húmeda). Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co

(*pay as cleared*) como resultado del ordenamiento de los precios oferta declarados por cada generador interiorizando los costos de operación involucrados, entre ellos el recurso primario de generación.

Dado que mayoritariamente el sistema cuenta con participación de recursos hidráulicos, éste presenta una alta dependencia de las condiciones hidrológicas que se presenten en el país. En el momento que se desarrollen fenómenos extremos de tipo ENSO², que impacten el régimen hidrológico del país con condiciones de bajos aportes (El Niño) o de incremento en las precipitaciones (La Niña), el sistema eléctrico responderá a la condición del recurso hidráulico y sus efectos se reflejan directamente en el precio spot.

De esta forma, el sistema experimenta temporadas hidrológicas definidas por las condiciones geográficas locales, estableciendo así el régimen de precipitaciones del país que se puede catalogar entre temporada seca y temporada húmeda. Durante la temporada seca o de bajas precipitaciones, comprendida típicamente entre los meses de diciembre hasta abril, se evidencia la disminución de la generación de las centrales hidráulicas. Para compensar la demanda de energía, aumenta la generación de las centrales térmicas con combustibles de tipo carbón, gas natural y fuel oil presentes en el sistema, y cuyos costos de operación son mayores que los costos de operación de las plantas hidráulicas. En cambio, la temporada húmeda o de altas precipitaciones, que va de los meses de mayo a noviembre, predomina la generación hidráulica, con muy poca participación térmica.

De esta forma, el comportamiento del precio spot se ve afectado a lo largo del año, dependiendo de la condición hidrológica predominante en el sistema, y de cómo los generadores hidráulicos reflejen la disponibilidad de recurso. En la Figura 2.5 se observa la dispersión horaria del precio spot en dos meses del año 2019, considerado como un año neutral (sin afectación de fenómeno ENSO). Durante el mes de febrero, se observa que todos los rangos horarios presentaron una mayor dispersión de hasta 100 COP/kWh. Por su parte en el mes de junio, mes de la temporada húmeda, esta condición es totalmente opuesta y llega a tener un rango horario con dispersión de menos de 20 COP/kWh.

Dado lo anterior, dichas condiciones de dispersión y variación horaria del precio spot, deben ser considerados en la estrategias comerciales de operación de los elementos del sistema, y serán incorporadas para la evaluación del arbitraje energético que se analizará más adelante.

²El Niño – Southern Oscillation es un patrón climático que consiste en la oscilación de los parámetros meteorológicos del Pacífico ecuatorial cada cierto número de años.

2.5. Discusión

Como se ha revisado, los ESS empiezan a tener mayor participación como elementos activos en el sistema eléctrico; su versatilidad en la instalación y operación, los hace idóneos para ser utilizados en múltiples aplicaciones. En el presente trabajo se explorará su aplicación no solo como elementos de respaldo, sino que se incorporarán en la participación de la gestión de la demanda de la microrred, mediante la prestación de servicios complementarios.

Así mismo, la incorporación de ESS como otro tipo de DER que ha transformado el concepto de la red que se conocía, hacia una red más dinámica y que debe replantear su operación. A través del desarrollo de microrredes, se permite estructurar una nueva arquitectura de la red, en la que se logren implementar distintas metodologías en función del control de la red, y que mejore su desempeño según los criterios considerados.

Por último, el comportamiento propio del precio spot en el SIN, sus condiciones estacionales, su variación horaria y alta volatilidad pueden representar resultados interesantes para la participación de elementos como los ESS, al realizar transacciones que se beneficien de dichas características.

Capítulo 3

Revisión marco regulatorio

Gracias a las decisiones políticas tomadas en los últimos gobiernos, impulsando la transición energética del sector, con decisiones como la exclusión del IVA en toda infraestructura solar, la deducción del 50 % del impuesto de renta durante 15 años para toda infraestructura de tipo FRNC, y la obligatoriedad a los Comercializadores de atender entre el 8 % y 10 % de su demanda total por energía proveniente de generación no convencional, se espera que el país logre incrementar para 2023 la potencia renovable en más de 100 veces en comparación con la potencia instalada en 2018 [21].

Dada la transformación que el sistema se encuentra atravesando, y en la medida que nuevos tipos de recursos renovables no convencionales aumenten su participación en la generación, se hace necesario incrementar el requerimiento de servicios complementarios para gestionar la intermitencia y la volatilidad de demanda la neta, dada la naturaleza intermitente estos nuevos recursos de generación.

En este capítulo se abordará la regulación vigente entorno a los Servicios Complementarios (SSCC), sus principales aplicaciones y esquemas de remuneración existentes en el SIN, así como se presentará una revisión de la regulación internacional en otros mercados de interés, en los que se encuentren reglamentados servicios relacionados con el objeto del presente trabajo.

3.1. Servicios Complementarios en el SIN

Desde los inicios del mercado colombiano, la resolución CREG 025 de 1994 o también conocida como Código de Redes, estableció las condiciones de operación segura, económica y confiable del SIN, soportado en la prestación de SSCC. Estos servicios son definidos como aquellos mecanismos que se prestan naturalmente en el SIN, para conservar la frecuencia en los rangos de operación y garantizar los niveles de tensión en las barras entre el 90 % y el 105 % de su valor nominal.

A continuación, se presentarán los servicios enmarcados en el marco normativo actual, las condiciones para su prestación y si se encuentra disponible un mercado en el cual obtener beneficios económicos, o por el contrario se cataloguen como servicios de obligatorio cumplimiento que no cuentan con una remuneración específica.

3.1.1. Servicios de Balance

Tienen como objetivo mantener la frecuencia del sistema dentro del rango de operación: (59.8 - 60.2Hz). Ante una pérdida significativa de generación, conexión o desconexión de carga, o eventos en las redes de transporte, puede resultar que esta variable incurra por fuera de dicho rango.

- **Regulación Primaria de Frecuencia (RPF):** En el Código de Operación, en el numeral 5.6.1 establece los lineamientos generales para la prestación del servicio de RPF con el regulador de velocidad. Así mismo, en la resolución CREG 023 de 2001, se establece la obligatoriedad y el margen mínimo de reserva (correspondiente al 3% de la generación horaria programada), la verificación del cumplimiento y las penalidad en que se incurre en caso de no prestar adecuadamente dicho servicio. Como ya se ha mencionado, este es un servicio obligatorio para toda unidad de generación conectada al SIN, por lo que no existe un mercado de remuneración.

Como iniciativa privada, en 2021, se instaló el primer sistema de almacenamiento a gran escala conectado al SIN: “Proyecto BESS Termozipa (7MW)”. Es un sistema de almacenamiento que opera en las instalaciones de una planta de generación a carbón, con lo que, el sistema de almacenamiento libera a la central del requisito del 3% para RPF, resultando en que la central quede con el 100% de capacidad disponible para ofertar en el mercado de energía [22].

- **Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF):** Es el ajuste automático de generación (AGC, por sus siglas en inglés), se utiliza para controlar los cambios en la frecuencia del sistema que se ocasionan por el desbalance carga-generación. La planta que se encuentre prestando el servicio de AGC debe tener la capacidad se incrementar o reducir potencia al sistema, con el fin de alcanzar valores cercanos a la frecuencia nominal. De acuerdo con la resolución CREG 064 de 2000, los agentes generadores tienen la obligación de contribuir comercialmente con la prestación del servicio de RSF, lo que implica que todas las unidades de generación se ven involucradas en la compensación económica para las centrales que brindan el servicio.

Los aspectos comerciales del servicio de AGC son estipulados en la resolución CREG 027 de 2016, en la que se define que los generadores compiten por la prestación y remuneración del servicio con base en su precio de oferta, y dicho servicio es asignado por orden de mérito. De acuerdo con lo informado por XM, solamente unidades de tecnología hidráulica están habilitadas actualmente para prestar el servicio de RSF, siendo un mercado de competencia con suficiente oferta para brindar el servicio.

- **Reservas adicionales:** Hace referencia a las reservas necesarias para garantizar la atención confiable, segura y económica de la demanda. Su asignación puede estar supeditada a la condición de operación del sistema, bien sea entre una condición normal o condición de emergencia. El operador del mercado, puede disponer de reservas por criterios de economía o de disponibilidad, según sea el caso, tales como la Regulación Terciara de Frecuencia, proceso en el cual se solicita a voluntad la entrada o salida de operación de unidades de generación, o la ejecución de esquemas adicionales como el Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC), proceso mediante el cual se realiza la desconexión controlada de demanda al presentarse eventos de baja frecuencia [23].

3.1.2. Control de Tensión

Los parámetros básicos vienen definidos en el numeral 5.7 del Código de Operación, en el que se define que todas las plantas conectadas al SIN están obligadas a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva, de acuerdo con la curva de capacidad declarada, dentro de los límites físicos de sus equipos. Dado lo anterior, no existe un mercado de SSCC para el control de tensión.

3.1.3. Servicios de Recuperación

Este tipo de servicios son necesarios para poder restablecer el suministro, toda vez superada una contingencia que haya ocasionado una interrupción en la atención de la demanda. Los servicios de recuperación no son de obligatorio cumplimiento ni existe un mercado que incentive la participación de los agentes en este.

El operador del mercado cuenta con la información de las plantas de generación que poseen esta característica. Los ESS pueden contribuir en las acciones de restablecimiento apoyando el arranque de los generadores, sin embargo, aún no hay desarrollos comerciales implementados en el sistema.

- **Arranque rápido:** El numeral 7.4.3 del Código de Operación define que el operador del mercado en cualquier momento puede solicitar a cualquier generador que certifique los parámetros declarados de tiempos de arranque, sincronización o toma de carga.
- **Arranque autónomo o Arranque en negro (Black Start):** Sus lineamientos se encuentran en el numeral 7.4.4 del Código de Operación, definiendo las pruebas de sincronización y suministro de energía para el restablecimiento; ante el operador se informan los recurso de generación que cuentan con esta característica y que pueden ser considerados, ante situaciones de emergencia para realizar las operaciones de restablecimiento.

3.2. Servicios Energéticos

Adicional a los servicios mencionados en la sección anterior, los sistemas de almacenamiento pueden brindar otro tipo de servicios, precisamente por su propia naturaleza, dado que pueden almacenar y desplazar la energía en el tiempo.

- **Reducción de Picos (Peak shaving):** El concepto de reducción de picos de potencia hace referencia a almacenar energía durante las horas “valle” o de baja demanda, para entregarla durante las horas de máxima demanda o denominadas “pico”. El beneficio económico de la aplicación de reducción de picos se puede medir directamente, por ejemplo para clientes industriales, al comparar la reducción en la facturación del servicio de energía considerando el mantenimiento de los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS, por sus siglas en inglés) [4].

En la Figura 3.1 se puede observar un ejemplo de una curva de carga, en ésta se define P_{shave} como una potencia de referencia, y todo valor superior a esta referencia se considerará como un pico que será objeto de reducir o “recortar”, B_{pwr} es la potencia máxima requerida a recortar, en este caso, por la energía suministrada por los BESS, y ΔT es el tiempo de descarga.

- **Arbitraje Energético (Energy Arbitrage):** Similar al Peak Shaving, con el Arbitraje lo que se pretende es trasladar volúmenes de energía entre dos momentos de tiempo, obteniendo beneficios económicos al arbitrar con los precios en los que se carga y descarga. Por lo general, el primer momento es el de compra, en el que se realiza la carga del BESS, que por lo general es un periodo de baja demanda y bajo precio. El segundo momento es de entrega o de descarga, y por lo general ocurre en los momentos de máxima demanda, con mayores precios de mercado. El objetivo del arbitraje es captar la mayor rentabilidad posible, como resultado de “comprar barato y vender caro”; en la siguiente sección se profundizará sobre este servicio.

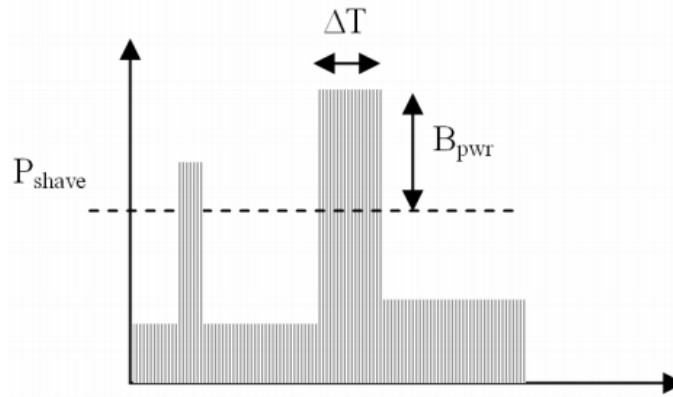


Figura 3.1: Representación de la reducción de picos. Tomado de [4]

3.3. Arbitraje Energético

Los sistemas de almacenamiento tienen la característica que pueden comportarse bien sea como demanda o bien como generadores, durante los ciclos de carga y descarga respectivamente. En los ESS, se diferencia la capacidad de potencia instantánea, que es medida en megawatts (MW), y la capacidad de almacenamiento de energía, indicada en megawatts-hora (MWh); la relación entre estos dos atributos define el tiempo que toma en descargarse operando a potencia nominal. Los ciclos de carga, por ejemplo, pueden darse durante los momentos de precio spot bajo y alta generación renovable, y los ciclos de descarga pueden presentarse en las horas de máxima demanda y mayor precio, lo que implica que el sistema de almacenamiento realice transacciones de compra y venta de energía en el mercado.

Desde el lado del inversionista, con el fin de poder captar los mayores beneficios económicos en la prestación del servicio de arbitraje, es fundamental entender las dinámicas de mercado que influyen en la determinación del precio spot. La influencia de las condiciones macroclimáticas, planteadas en 2.4.3, son de vital importancia para entender las dinámicas de la oferta hídrica sistémica. De igual forma, el comportamiento de la demanda es una variable de mayor relevancia. En la Figura 3.2, se muestra el comportamiento promedio de la demanda de energía (por día tipo) para el año 2020, que igualmente influye en el precio spot por las dinámicas de oferta-demanda. Contar con un pronóstico acertado de las variables aquí mencionadas, serán clave para obtener las mayores rentas en el arbitraje.

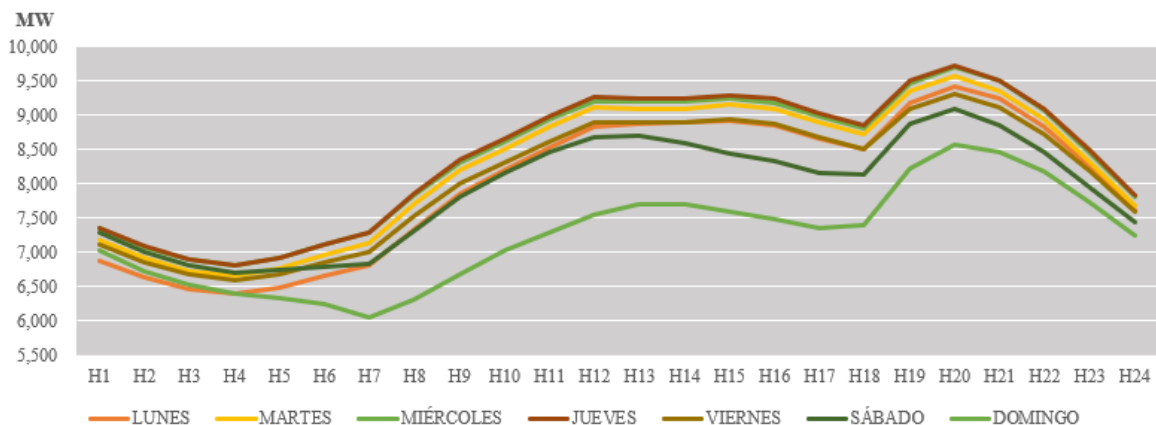


Figura 3.2: Curva de carga promedio por tipo de día en 2020. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com

Así mismo, el arbitraje puede representar efectos secundarios para el sistema, soportando la estabilidad de la tensión y aliviando la congestión de la red, por lo que igualmente es interesante para el operador evaluar sus efectos [24]; en este trabajo no se profundizará en estos efectos, sino que se analizarán netamente los resultados del arbitraje desde el punto de vista del usuario que implemente el servicio.

3.4. Remuneración para ESS

De acuerdo con los servicios y aplicaciones que brinden los ESS al sistema, así mismo los mercados pueden establecer esquemas de remuneración que definirán los ingresos por operación. A continuación, se presentan los modelos de remuneración a los que pudieran aplicar los ESS, presentados en [25].

3.4.1. Costo por servicio

Este esquema se caracteriza por presentar unos ingresos fijos y regulados asociados a la recuperación de la inversión de equipos, y los costos relacionados con la operación, mantenimiento y compra de energía, con lo que se debe garantizar la disponibilidad del ESS. Este es el esquema definido para el proyecto de BESS a ser instalados en el SIN. Bajo este esquema, el ESS es considerado como activo de la red, y el operador es quien programa los despachos según los requerimiento de la red, con lo que permite garantizar la atención económica de la demanda.

3.4.2. Participación en el MEM

En este caso, los ingresos provienen de la participación en el mercado como agente competitivo, a través de, bien sea transacciones de intercambio de energía, o bien por la prestación de SSCC al sistema. Estos últimos, dependerán de la definición de los productos de mercado asociados a sus características operativas. Según lo mencionado en [25], “para que las aplicaciones SSCC mediante ESS sean rentables, se requiere que el diseño de productos de mercado tengan en cuenta los beneficios asociados a estos sistemas”.

3.5. Remuneración de excedentes en el SIN

Otro de los esquemas de remuneración presentes en el SIN para la compensación económica de los DER se encuentra definido por la Resolución CREG 174 de 2021, mediante la cual se define el Esquema regulatorio para la comercialización de excedentes de Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE). Mediante ésta se regulan aspectos operativos y comerciales que permitan la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida, definiendo las reglas comerciales para la venta de excedentes.

Según lo descrito en la resolución, mensualmente se debe realizar el balance entre la importación total realizada a la red y el total de excedentes inyectados a la misma, de esta forma, se pueden presentar dos situaciones: 1) los excedentes son menores o iguales a la importación total, o 2) se tiene excedentes mayores a la importación total (ver Figura 3.3); la remuneración de dichos excedentes, está sujeta según el caso que se presente. En el primer caso, los excedentes son remunerados solamente al costo de comercialización aplicable al usuario (valor que, dependiendo del mes y del comercializador, puede estar entre el 8% y el 18% del total del Costo Unitario, tomando como referencia la facturación de los principales comercializadores durante el año 2020). En el segundo caso, los excedentes que

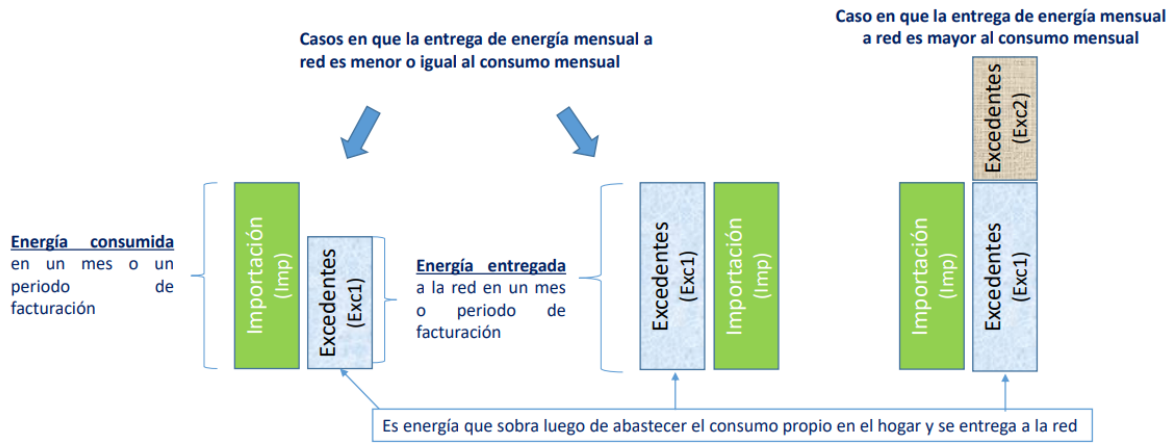


Figura 3.3: Balance entre importaciones y excedentes para la liquidación de excedentes según CREG 174 de 2021. Tomado de [5]

igualen el valor de la importación (Exc1) son remunerados igual que en el caso anterior, mientras los excedentes adicionales (Exc2) son valorados a precio spot ¹.

Según lo descrito en la regulación, esta metodología de remuneración la realizarán los comercializadores/operadores de red mensualmente posterior a la operación, por lo que según esta, el usuario es precio aceptante según los intercambios de energía realizados en el mes. De acuerdo con el objetivo del presente trabajo, en el que se pretende explorar los beneficios del arbitraje, lo ideal es que en todo momento se pueda acceder al precio spot horario, y sea una entrada en la toma de decisiones de operación de la microrred.

Otro aspecto importante a tener en cuenta para realizar la venta de excedentes, es que se deben cumplir los requisitos de la infraestructura de medición establecidos para las fronteras de generación, según lo dispuestos en el Código de Medida (CREG 138 de 2014), relacionado con el tipo de medida (energía activa/reactiva), certificados de conformidad de producto, certificados de exactitud, lectura y transmisión de la medida, entre otros.

3.6. Remuneración de SSCC en mercados internacionales

A nivel mundial, existe una amplia variedad de servicios complementarios, y que para su correcto funcionamiento consideran sus protocolos de operación, condiciones de red de transmisión y parámetros de operación de las unidades generadoras conectadas. Desde el punto de vista de cómo se obtienen y cómo son remunerados, según [26], se pueden definir dos tipos de esquemas de remuneración de servicios complementarios, 1) los que se obtienen a través de contratos bilaterales de largo plazo, o 2) los que se obtienen en el mercado de corto plazo, generalmente basados en ofertas.

Los primeros, tienen la característica de ser requeridos y proporcionados de manera local, y su demanda no varía significativamente en el tiempo, facilitando la formación de precios a largo plazo; entre estos se encuentra el Control de Tensión y los Servicios de Recuperación del Servicio.

Por su parte, los que se remuneran en el despacho diario tienen la característica de ser menos demandados a nivel local pero con una alta variabilidad a lo largo del día y del año, así como que pueden ser prestados por más recursos, entre estos se encuentran, por ejemplo, los servicios de control

¹Dada la metodología de liquidación, si bien se menciona que es a precio spot, cabe aclarar que no aplica desde el primer periodo de operación, sino desde el periodo hx, definido como aquel en el que los excedentes igualan a las importaciones; los periodos posteriores hasta el fin de mes, son los que efectivamente son remunerados al precio spot

de frecuencia o servicios de tipo energéticos. A continuación, se presentarán los principales mercados de referencia internacional en el que sea de interés la reglamentación de los SSCC y los ESS.

3.6.1. Mercados Europeos

De acuerdo con la revisión realizada por PSR - DiAvante - Wolak - Inostrosa en [26], los mercados presentes en Nordpool², cuentan con Mercados de Energía de largo plazo y Mercado Spot, al igual que un mercado de balance para los SSCC. Cuentan con la prestación de Servicios de Balance (Regulación Primaria (RPF), Secundaria (RSF) y Terciaria (RTF) de Frecuencia, remunerados principalmente a través de negociaciones bilaterales o en subastas con sistemas *pay as bid* (precio al que se ha ofertado), en los que se remunera tanto la capacidad como la energía suministrada. En cuanto a los Servicios de Control de Tensión se tienen dos tipos, uno obligatorio remunerado mediante precio ofertado y contratos bilaterales, y un segundo tipo denominado Mejorado que se remunera por licitaciones. Por el lado de Servicios de Recuperación de Servicio, se cuenta con mecanismo del tipo Black Start, remunerado mediante contratos bilaterales con el operador del sistema.

Por otro lado, en el mercado español se consideran igualmente reservas de potencia y frecuencia, pero remunerado mediante mecanismo un poco distintos. Si bien considera licitaciones, el sistema de pago es *pay as cleared* (marginalista). En este caso, la reserva primaria (RPF) no tiene remuneración pues es obligatoria, pero la reserva secundaria es remunerada en capacidad y energía. En este mercado, los servicios de recuperación no se mencionan entre los servicios de ajuste ni entre las categorías de SSCC.

Similar al mercado español, el mercado italiano cuenta con licitaciones pero con sistema *pay as bid* para la remuneración de los servicios de control de frecuencia; en esta ocasión solo se remunera la energía. Por el lado de control de reactivos no se reconoce como un servicio, pues el operador puede requerir a una central para garantizar los niveles de tensión.

De acuerdo con lo revisado, los mercados referenciados no cuentan con esquemas de remuneración propiamente dicha para la prestación de Servicios Energéticos en que los ESS pudieran participar.

3.6.2. Australia

Actualmente el sistema australiano cuenta con ocho mercados en tiempo real para la prestación de servicios auxiliares denominados *Frequency Control Ancillary Services* (FACS); dos son para la entrega de servicios de regulación de frecuencia, y los restantes seis son para la prestación de servicios de contingencia. Una característica importante en este mercado, es que los productos son considerados tecnológicamente neutros, lo que significa que cualquier unidad de generación o de carga, clasificada por el operador del mercado (AEMO), puede proporcionar servicios y venderlos, remunerando la energía suministrada (no se considera pago de la potencia).

Los servicios de reactivos se encuentran en el Network Support Control Ancillary Services (NSCAS) remunerados bajo contratos bilaterales, y en cuanto a servicios de recuperación se tiene el System Restart Ancillary Services (SRAS), igualmente bajo contratos bilaterales. Aunque en el mercado australiano no existe la figura de un agente especial asociado a recursos de almacenamiento, los BESS se pueden registrar con una doble figura, como consumidores y como generadores, lo que les permite la prestación de servicios de mercado [25].

²Bolsa de energía europea de intercambio de energía. Se relacionan los mercados de Noruega, Dinamarca, Suiza, Finlandia, Estonia, Latvia, Lituania, Alemania y Reunido Unido

3.6.3. California

El sistema de California cuenta con seis tipos de productos de regulación de frecuencia, basados en el mecanismo de subastas y remunerados con el esquema pay as cleared, en los que se remunera tanto la capacidad como la energía. De acuerdo con señalado por el operador del sistema (CAISO), el desarrollo de BESS viene de la mano de la necesidad de soportar las unidades de generación variable dada la alta penetración de éstos recursos. No obstante, en California se encuentra en desarrollo una propuesta regulatoria para la integración de ingresos regulados y de mercado, en pro de potenciar los servicios de los BESS, minimizando el costo trasladado a la demanda [27].

3.6.4. Chile y Brasil

Al igual que el sistema colombiano, el componente altamente hidráulica es un factor clave en los sistemas de Chile y Brasil, que junto con la incorporación al sistema de FERNC, suponen una mayor demanda de SSCC que los operadores de sistemas deben garantizar. Ambos mercados, cuentan con la presencia de servicios de control de frecuencia y servicios de reactivos. El chileno remunera la prestación de servicios de balance en función de la energía suministrada con sistema pay as bid, y el de reactiva como servicio complementario pagado anualmente, mientras que en el brasileño ninguno se remunera por ser de obligatorio cumplimiento para las unidades generadoras.

3.7. Discusión

En el Cuadro 3.1 se presenta un resumen de los Servicios Complementarios que se encuentran disponibles hoy en día en el SIN, así como si existe un mercado o no para su remuneración, y que de acuerdo con su aplicación se determine el responsable comercial. Una característica de los servicios previamente descritos es que pueden ser clasificados como intensivos en potencia (power intensive) o intensivos en energía (energy intensive), los primeros (power intensive) representan una demanda alta de potencia en un periodo muy corto o corto de tiempo, lo que se traduce en un bajo consumo de energía (ej. los servicios de regulación de frecuencia, ocasionados por eventos de corta duración), los segundos (energy intensive), como el arbitraje o los servicios de control de tensión, requieren de un suministro de energía en un rango de tiempo mayor (de minutos a horas) [28].

De acuerdo con lo aquí presentado, se puede evidenciar que los servicios presentes en el SIN son los existentes en un sistema tradicional, suministrados por las unidades de generación convencional. Con la incorporación de los elementos de almacenamiento al sistema, surge la necesidad de explorar otro tipo de servicios que aún no se encuentran reglamentados, enfocados hacia Servicios Energéticos.

Este trabajo evalúa la prestación del servicio de arbitraje utilizando sistemas de almacenamiento, planteando los beneficios que se puedan percibir por la incorporación de estos elementos. Como se mencionó anteriormente en la Sección 3.5, el MEM ya cuenta con esquemas de remuneración que permiten la venta de excedentes a la red y que en cierta medida puede percibir los efectos del precio spot, sin embargo, para el objetivo del Arbitraje este esquema es restrictivo.

De acuerdo con la revisión regulatoria realizada se puede determinar que aún no existen mecanismos de remuneración que permitan al usuario realizar transacciones al precio spot, por lo que se recomienda que la Comisión, no solo evalúe la necesidad de servicios complementarios requeridos para la operación, sino de igual forma, proponga esquemas de remuneración que sean atractivos económicamente para los DER y los nuevos usos que brindarán a la red, condición como la que se presenta en el sistema Australiano, en que los ESS son registrados tanto con la figura de consumo como de generación y

SERVICIO	MERCADO	APLICACIÓN	REMUNERACIÓN
RPF	No	Obligatoria	Incumplidos
RSF	Si	Obligatoria. Solo participan habilitados	<ul style="list-style-type: none"> ■ Generadores: Bolsa entre generadores ■ Demanda: parte de los costos están incluidos en los precios de generación
Control de tensión	No	Obligatoria curvas P-Q	Generadores
Restablecimiento (Autónomo o Rápido)	No	Opcional	Inversión del generador

Cuadro 3.1: Resumen de los SSCC presentes en el SIN. Elaboración propia, tomado de [26].

pueden acceder a transacciones en el mercado.

Para maximizar los beneficios económicos en función de “comprar barato y vender caro”, se propone un esquema de transacciones completamente diferente al actual, en el que no se considere el costo unitario del servicio de energía ni la liquidación a través del mecanismo de venta de excedentes, para servicios del tipo energy intensive, se recomienda que se liquiden directamente al precio spot horario, sin necesidad de cumplir con otra condición, y los demás componentes del costo unitario se recolecten como un costo fijo propio del servicio.

Capítulo 4

Diseño de la microrred y modelo de optimización

En el presente capítulo, se describe la microrred de estudio, sus elementos y las consideraciones necesarias que se tuvieron en cuenta para el modelado de cada uno de estos. Posteriormente, se propone el modelado del problema de optimización a ser incorporado en el Sistema de Gestión de Energía (EMS, por sus siglas en inglés) y que considere las restricciones operativas definidas, estableciendo así un caso base. Con la implementación del EMS se puede mejorar el desempeño de la red, y como se pretende en este caso agregar nuevas aplicaciones, tal como es el arbitraje como servicio complementario.

Posteriormente se presenta el análisis del precio spot, variable clave para evaluar los beneficios del arbitraje, se presentará el comportamiento estacional que tiene el precio en el mercado colombiano, y se realizará un análisis de la volatilidad del precio horario a lo largo de las semanas del año. Por último, se presenta un compilado de las principales estrategias encontradas en la literatura para realizar el arbitraje y la seleccionada para el caso de estudio.

4.1. Elementos de la microrred

Como ya se ha mencionado anteriormente, el presente trabajo se desarrollará en una microrred tipo conectada a la red, para que de esta forma pueda percibir el precio spot en las transacciones relacionadas con el arbitraje, según los procesos de carga/descarga del sistema de almacenamiento. En la Figura 4.1 se presenta los elementos de la microrred, en ella se puede identificar un generador fotovoltaico (PV), el usuario involucrado con un perfil de consumo de energía asociada, el sistema de almacenamiento (ESS), y el Energy Management System (EMS), encargado de tomar las decisiones operativas del sistema, cumpliendo una serie de reglas que serán descritas más adelante.

De igual forma, se muestra los posibles intercambios de potencia que pueden existir entre dichos elementos, entre los que se tienen. los excedentes del sistema fotovoltaico, representado por P_t^{PV} , que pueden ser inyectados a la red o utilizados para cargar la batería, la potencia entregada o absorbida por la batería durante las etapas de descarga o carga respectivamente, representado por P_t^{Bat} , y por último, la potencia neta inyectada o absorbida por la red, representada por P_t^{Red} .

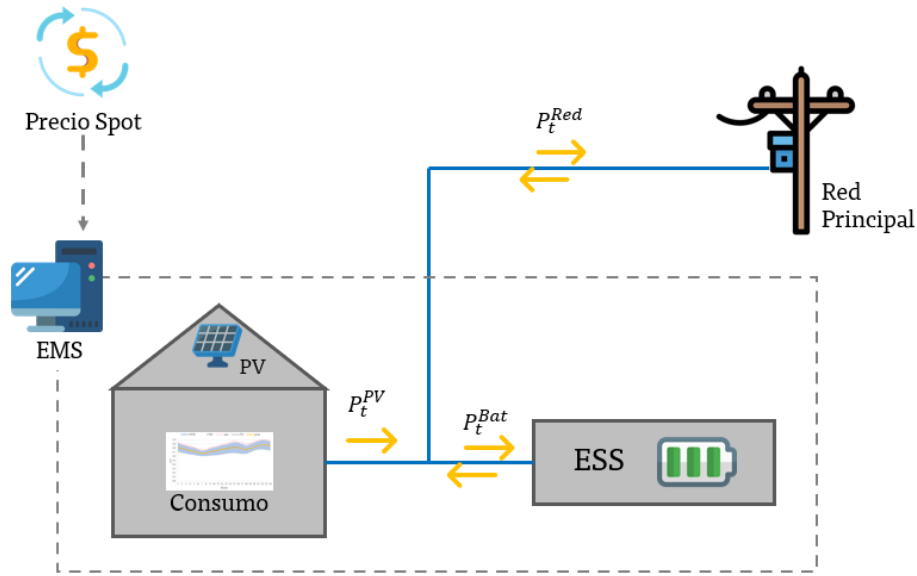


Figura 4.1: Descripción de la microrred.

4.1.1. Generador Fotovoltaico

Para el diseño del sistema de generación fotovoltaica, se tuvo acceso al perfil de histórico de una planta generación conectada al SIN, ubicada en el departamento de Cesar -en la región Caribe colombiana- y cuyo perfil horario promedio para el año 2020 en p.u. se muestra en la Figura 4.2. De esta forma, se puede introducir a la simulación la incertidumbre propia asociada al recurso solar, y que sea considerado en el análisis óptimo de la microrred.

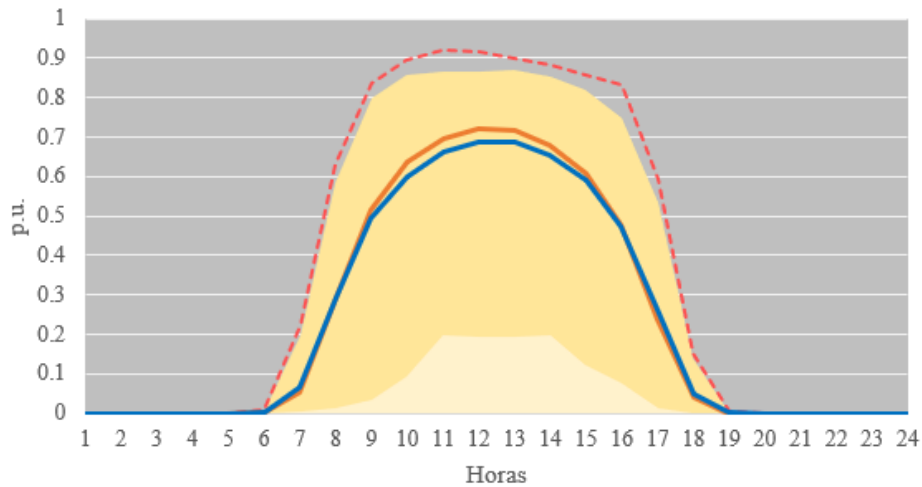


Figura 4.2: Perfil horario del generador fotovoltaico, en p.u. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co

La planta de referencia, cuenta con paneles Jinkosolar 345W¹, y a partir de estos se propone considerar un sistema a escala de la planta de referencia; se propone usar 25 paneles, que dan como resultado un generador con potencia neta, para el caso base, de 6.9 kWp. Tomando los históricos de generación de referencia, se obtiene que dicho generador cuenta con un factor de planta del 21.8%,

¹Datasheet [https://www.jinkosolar.com/uploads/Cheetah%20Plus%20JKM345-365M-66HB-D1.3\(2\)-EN-F30.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/Cheetah%20Plus%20JKM345-365M-66HB-D1.3(2)-EN-F30.pdf)

lo que para el sistema DE estudio equivale una generación media de 36 kWh-día. De esta forma, se construye una serie de tiempo para el generador propuesto que contenga el perfil horario y ajustando la generación media según el comportamiento histórico de referencia.

Inicialmente se había pensado modelar más de un tipo de generación, como eólico o generadores diésel, sin embargo, pensando en que la oferta comercial de los generadores fotovoltaicos, a escala residencial, es más amplia y variada que la disponible de generadores eólicos, éstos últimos se descartaron del análisis. Así mismo, pensando en los objetivos de sostenibilidad, generadores de tipo diésel no fueron considerados pues la idea es no generar emisiones adicionales, y solo cuantificar las emisiones propias de la red.

4.1.2. Perfil de Consumo

Para este trabajo, se considera un usuario con perfil de consumo residencial. Dado que la ubicación del generador de referencia se encuentra en la región Caribe colombiana, igualmente se tomó un perfil de consumo de la misma región; los datos históricos horarios promedio para el año 2020 en p.u. se muestran en la Figura 4.3. En dicha figura se identifican dos periodos de máximo consumo, el primer pico entre las horas 13-15 y un segundo pico, de mayor magnitud, entre las horas 22-22, y dos valles el primero entre las horas 5-7, y el segundo entre las horas 16-18.

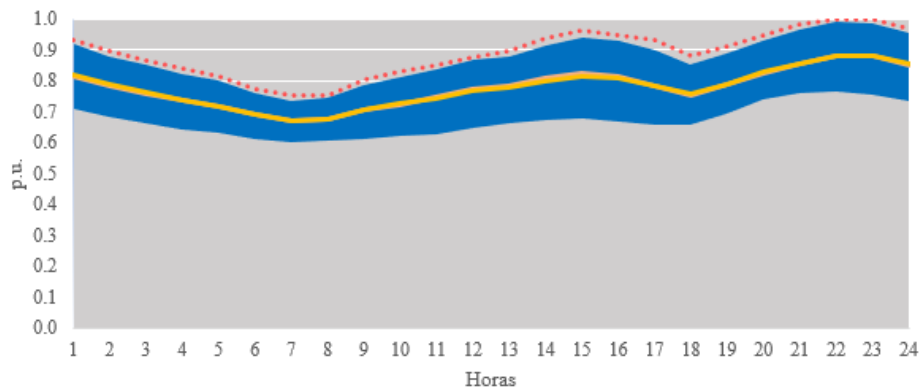


Figura 4.3: Perfil horario promedio de consumo, en p.u. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co

De los datos histórico, se tiene la información de entrada requerida para realizar el dimensionamiento del consumo. Para el caso base, se toma como supuesto un valor de consumo diario tal que sea el doble de la generación media del sistema fotovoltaico, es decir, un consumo diario medio de 75 kWh-día. Al igual que con el sistema de generación, se construyó una serie de tiempo que tenga como referencia, el consumo medio establecido, y afectado por el perfil histórico horario/diario.

4.1.3. Sistema de almacenamiento (ESS)

Para el sistema de almacenamiento, se seleccionó una batería de litio de referencia BYD B-BOX Pro de capacidad nominal 5.12 kWh y máxima potencia de salida de 5.12 kW; para el escenario base se simuló un arreglo de dos baterías, obteniendo así una capacidad total del 10.2 kWh. En la Figura 4.4 se puede observar los principales parámetro de operación de la batería. Este tipo de baterías presenta un diseño altamente modular, de tal forma que brinda flexibilidad en el diseño, tanto al momento de la instalación como a futuro ante una posible expansión del sistema de almacenamiento.

Model	B-Box Pro 2.5	B-Box Pro 5.0	B-Box Pro 7.5	B-Box Pro 10.0	B-Box Pro 13.8
Battery Type	LiFePO ₄				
Battery Module	1 module	B-Plus 2.5 (2.56 kWh) 2 modules 3 modules		4 modules	B-Plus 13.8 (13.8 kWh)
Usable Energy ^[1] [kWh]	2.56	5.12	7.68	10.24	13.8
Max Output Power [kW]	2.56	5.12	7.68	10.24	12.8
Peak Output Power [kW]	5.12, 30s	10.24, 30s	15.36, 30s	20.48, 30s	13.3, 60s
Round-Trip Efficiency	≥ 95.3% (Under test condition [1])				
Nominal Voltage [V]	51.2				
Operating Voltage Range [V]	43.2~56.4				
Communication	CAN / RS485				
Dimension [W × H × D, mm]	600×883×510				650×800×550
Net Weight [kg]	79	113	147	181	175
Enclosure Protection Rating	IP20				
Warranty	10 years				
Ambient Temperature Range ^[2] [°C]	-10 ~ +50				
Certification & Safety Standard	TUV / CE / UN38.3 Sicherheitsleitfaden Li-Ionen-Hausspeicher				CE / RCM / UN38.3
Scalability	Max. 8 B-Box Pro 10.0 systems in parallel				Max. 32 systems in parallel
Compatible Inverters	SMA / GOODWE / SOLAX / Victron, more brands to be announced				
<small>[1] Test conditions: 100% DOD, 0.5C charge & discharge @+25°C [2] -10°C ~ 10°C will be derating *System Usable Energy may be variant with different inverter brands</small>					

Figura 4.4: Datasheet batería BYD B-BOX

4.2. Modelo de Optimización

De acuerdo con la revisión en la literatura, se encontró que generalmente los problemas de optimización que se plantean para simular los ejercicios de arbitraje se modelan como la maximización de la diferencia entre la energía cargada y descargada de la batería, evaluada al precio de referencia ([29], [30], [31], [32]), con el objetivo de maximizar las ganancias para el dueño del ESS. Sin embargo, en estos sistemas la única fuente de energía con que cuentan es la suministrada dada por la red.

El enfoque de este trabajo cambia este concepto, ya que aquí se evaluarán los beneficios del arbitraje al interior de una microrred, en donde adicional a la red se tiene el generador fotovoltaico con fuente de energía. De esta forma, la batería puede realizar la carga bien sea, de la energía de la red o de la energía del generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la disponibilidad del recuso y el precio óptimo de operación.

Para la definición del problema de optimización, se toma como referencia lo propuesto en [33]; allí los autores presentan el Arbitraje como una de las aplicaciones más rentables que los sistemas de almacenamiento pudieran ofrecer en un futuro cercano. Los beneficios económicos son cuantificados como el producto de los flujos netos experimentados por la red, determinados tanto por el nivel de consumo, como por el valor del generador fotovoltaico y de la operación de la batería, valorados al precio spot en cada periodo. De esta forma, se busca administrar el portafolio de energía de la microrred de la forma más económica, minimizando los costos de la energía tomada de la red, que son compensados por la energía inyectada a la misma.

4.2.1. Función Objetivo

El problema de optimización simulado en el presente trabajo viene dado por la Ecuación 4.1, cuyo objetivo es el de minimizar los costos de operación por la absorción de energía de la red, donde P_t^{Red} representa la potencia de la red, y S_t el precio spot al que se liquida cada transacción en el periodo t , y N representa el total de periodos evaluados, que al ser una semana, será igual a 168 periodos. T_s corresponde a el periodo de muestreo utilizado, que para este caso viene siendo de una hora. Dicha

consideración viene dada ya que el precio spot es definido para cada hora de operación. La variable de decisión para la optimización del problema viene dado por P_t^{Bat} , que representará las acciones de carga/descarga en la batería, considerando las restricciones que se explicarán más adelante.

$$\min_{P_t^{Bat}} \sum_{t=1}^N S_t P_t^{Red} T_s \quad (4.1)$$

Como se mencionó anteriormente, las valoraciones aquí realizadas suponen un esquema de remuneración especial a aplicarse a los usuarios que presenten el servicio de arbitraje, por lo que de aquí adelante todas las liquidaciones se valorarán solamente al precio spot y no se considerarán los demás componentes del Costo Unitario.

4.2.2. Restricciones

Las restricciones consideradas en el presente modelo fueron adoptadas de [34], de tal forma que se pueda controlar el comportamiento dinámico de la microrred. Cabe aclarar que en este modelado, no se asumen pérdidas, congestiones de red o regulación de tensión por tratarse de un control secundario tal como se presentó en la sección 2.3.1.

Límite de capacidad de potencia de la red

La Ecuación 4.2 define los límites de intercambio de energía con la red, de tal forma que el límite inferior viene dado por $\beta P^{Bat.max}$, donde $P^{Bat.max}$ representa la potencia instantánea máxima de la batería y β representa el activador de la inyección a red. En el caso que $\beta = 0$, se restringe a que no se realice inyección a la red, garantizando el autoconsumo de la energía generada en la microrred, y cuando $\beta > 0$ se activa la inyección a red, incorporando la señal de venta de energía a la función objetivo, de esta forma se tiene la señal del precio spot para ambas transacciones (venta y compra de la red), lo que significa que el servicio de arbitraje se encuentra activo. El límite superior, es decir la máxima energía absorbida de la red, viene dado por $P^{Consumo.max}$ que representa la máxima potencia pico, $\gamma = 2$ se define como constante ya que por más que crezca el parámetro, no se obtiene mejora en el resultado.

$$-\beta P^{Bat.max} \leq P_t^{Red} \leq \gamma P^{Consumo.max} \quad (4.2)$$

Evolución de la batería

La dinámica del sistema viene dada por la evolución de la energía en el tiempo mediante el ESS (E^{Bat}). Dicha dinámica es incluida al problema de optimización como un modelo lineal simplificado, en donde $P_t^{Bat} T_s$ representa la energía que entrega/recibe la batería, todo esto en el periodo t . De acuerdo con la Ecuación 4.3, se describe la energía almacenada en la batería en el periodo $t + 1$, dado el nivel que se tiene en el periodo t y la acción que se tome en la batería. Dicha acción se entenderá por el signo que tome la variable P_t^{Bat} , en donde $P_t^{Bat^-}$ representará una acción de carga, mientras que $P_t^{Bat^+}$ indicará una acción de descarga.

$$E_{t+1}^{Bat} = E_t^{Bat} - P_t^{Bat} T_s \quad (4.3)$$

Balance de Potencia

Así mismo, se debe incluir el balance de potencia de la red tal como se muestra en la Ecuación 4.4, y se debe tener en cuenta que según el signo que resulte de la variable P_t^{Red} se entenderá el sentido

de operación, es decir, se entenderá que la microrred está inyectando energía a la red cuando se tenga $P_t^{Red^-}$, y de forma complementaria, que la microrred está absorbiendo energía cuando se tenga $P_t^{Red^+}$.

$$P_t^{Red} = P_t^{Consumo} - P_t^{PV} - P_t^{Bat} \quad (4.4)$$

Límite de capacidad de energía de la batería

Otra restricción a considerar debe ser la Ecuación 4.5, la cual representa los límites máximos y mínimos de la capacidad de la batería en función de la Capacidad Nominal (C_n). Las variables μ y λ representan límites a la capacidad mínima y máxima del almacenamiento respectivamente. Estos pueden ser parámetros ajustables, en esta ocasión se considerarán $\mu = 0$ y $\lambda = 1$, con lo que se esta aprovechando el 100 % de la capacidad nominal la batería.

$$E_{min} = \mu C_n \leq E_t^{Bat} \leq E_{max} = \lambda C_n \quad (4.5)$$

Límite de capacidad de potencia de la batería

Otro de los parámetros involucrados en la vida útil de la batería es la potencia máxima a la que se carga o descarga la batería, y la restricción involucrada se muestra en la Ecuación 4.6. Aquí los límites se aproximan linealmente, tal que $P_t^{max.carga} = \alpha_c P^{Bat.max} SoC_t$ y $P_t^{max.descarga} = \alpha_d P^{Bat.max} (1 - SoC_t)$. $P^{Bat.max}$ es la máxima potencia instantánea de la batería dada por el fabricante, $SoC_t = E_t^{Bat} / C_n$ (State of Charge, por sus siglas en inglés) representa al valor porcentual de la capacidad nominal en el instante t , y α_c y α_d son parámetros de ajuste que para el caso base se probaron varias combinaciones para dichos parámetros, con los cuales se obtuvo una mejora para valores de $\alpha_c = 2$ y $\alpha_d = 1$; este criterio se mantendrá constante para todos los casos a analizar.

$$- P_t^{max.carga} \leq P_t^{Bat} \leq P_t^{max.descarga} \quad (4.6)$$

4.3. Método de Solución

Según lo visto en las secciones anteriores, y de acuerdo con el planteamiento realizado se tiene tanto una función objetivo lineal como restricciones del tipo lineales, de tal forma que se afronta un problema de optimización lineal o también conocido como Linear Programming (LP).

Se seleccionó GAMS como el software para realizar la programación y solución del problema. GAMS cuenta con la característica de ser un sistema de modelado de alto nivel para programación y optimización matemática, y brinda una amplia versatilidad gracias a la variedad de solucionadores asociados.

La mayoría de problemas del tipo LP se resuelven mejor con CPLEX, utilizando el algoritmo dual simplex, sin embargo en ciertos tipos de problemas se obtienen mejores resultados al utilizar el algoritmo primal simplex, el optimizador de red, el algoritmo de barrera o el algoritmo de tamizado. Al utilizar GAMS se cuenta con la opción de ejecución concurrente, la cual permitirá resolver con diferentes algoritmos en paralelo y la solución vendrá dada por el primero en terminar. La implementación se puede revisar en detalle en el Anexo A.

4.4. Estrategias de Arbitraje

De acuerdo con [35] las estrategias de EA se pueden categorizar bien sea, por señales de tiempo, o por señales de precio. En la primera, se tienen en cuenta datos del precio tanto de corto como de largo plazo, y se considera sencillo para su aplicación, mientras que en la segunda, depende estrictamente de las señales del precio de corto plazo y requiere un mayor nivel de precisión en cuanto a la predicción del precio de las próximas horas. Dentro de la categoría basada en señales de tiempo, se tiene el arbitraje de Largo Plazo, el arbitraje Espejo y el arbitraje *back-to-back*, mientras que en la categoría basada en señales de precio se tiene la estrategia de arbitraje de media móvil y estática. A continuación, se presenta una descripción de dichas estrategias.

- **Arbitraje de Largo Plazo:** se utilizan datos de precios históricos de largo plazo para determinar puntos de compra y venta durante el día o la semana y aplicarlo al año de operación, de tal forma que se obtiene la hora de mínimo precio como señal de compra, y análogamente la hora de mayor precio como la de venta.
- **Arbitraje Espejo:** para determinar las señales de compra y venta se toma como referencia exactamente el mismo día o semana del año anterior y se aplica al año en actual. El principal supuesto para el éxito de esta estrategia es que existe una relación entre la estacionalidad y el precio spot, y mientras más fuerte sea dicha relación, la señal de decisión de compra/venta tendrá una mayor confiabilidad.
- **Arbitraje back-to-back:** para esta estrategia, se considera que la señal de compra/venta es dada por el día o la semana inmediatamente anterior a la actual, de tal forma que se captura la estacionalidad y consistencia en los patrones del precio.
- **Arbitraje de media móvil y estática:** esta es una estrategia basada en finanzas, en donde las señales de precio de las 24h o 168h anteriores se utilizan para tomar una decisión de compra/venta para la hora siguiente.

Para el presente trabajo, se considerará como parámetro de entrada el precio spot del año 2020 y se asumirá un pronóstico perfecto de éste, con lo que mediante la estrategia de arbitraje back-to-back se tomarán las decisiones de compra y venta de energía a la red.

4.5. Análisis precio spot

Como ya se presentó anteriormente en la sub-sección 2.4.3, el comportamiento del precio spot en el mercado colombiano presenta una fuerte relación inversa con la condición hidrológica del sistema, reflejándose en la oferta de los recursos de generación hidráulicos.

En la Figura 4.5(a) se puede observar el comportamiento del precio spot promedio diario para el año 2020. En dicha gráfica, se puede identificar cómo durante los meses de febrero y abril se presentaron los mayores precios² (entre 300 - 600 COP/kWh), relacionados con la temporada seca que se desarrolla típicamente en este intervalo de tiempo. Por el contrario, durante los meses julio y noviembre, se puede observar un precio spot promedio día mucho menor (entre 100 - 200 COP/kWh) debido a que en este intervalo de tiempo se desarrolla la temporada húmeda. En la Figura 4.5(b) se presenta la dispersión de los precios promedio día para el año 2020, de la que se puede identificar que el 75 % de los valores

²Durante los meses de abril y junio se presentaron valores de precio relativamente altos, como resultado de otras condiciones de mercado adicional al efecto hidrológico, así como efectos como resultado de las medidas y efecto en mercado por la contingencia del COVID-19

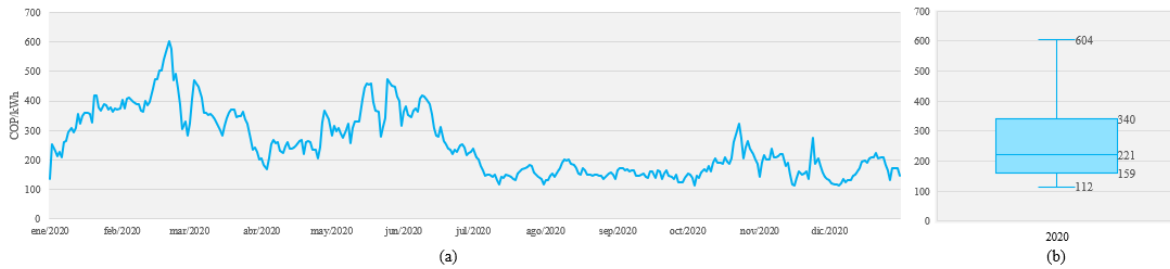


Figura 4.5: Precio spot para el año 2020. (a) Promedio diario (b) Dispersión de los promedio diarios. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co

se encuentra entre 159 y 340 COP/kWh, con un valor medio de 221 COP/kWh, y un valor máximo de hasta 604 COP/kWh.

No obstante, el comportamiento del precio spot promedio día enmascara la variación que se presente de manera horaria, de tal forma se procede profundizar un poco más el análisis. Para esto, se analizarán el Coeficiente de Variación³ (CV) del precio horario para cada una de las semanas del año. En la Figura 4.6 se presenta el resultado para cada semana y para cada mes. De ésta tabla, se puede identificar a noviembre como el mes de mayor variabilidad, teniendo la Semana 4 del mes (comprendida entre el 23 y el 29 de noviembre) un CV del 54%. En contraste, se puede ver cómo los meses de agosto y septiembre presentan un CV del 17%, denotando así una mayor homogeneidad entre sus valores horarios.

Coeficiente de Variación por Semana/Mes						
	S1	S2	S3	S4	S5	MES
ene	42%	23%	11%	12%	6%	26%
feb	5%	12%	15%	27%		21%
mar	15%	10%	10%	20%	23%	21%
abr	10%	15%	14%	15%		22%
may	16%	19%	25%	22%		25%
jun	17%	12%	15%	12%	19%	26%
jul	31%	18%	7%	18%		24%
ago	17%	16%	11%	12%	11%	17%
sep	11%	17%	22%	26%		17%
oct	29%	12%	25%	41%		35%
nov	26%	26%	36%	54%	18%	40%
dic	19%	11%	23%	20%		26%

Figura 4.6: Coeficiente de variación del precio spot horario para cada semana y para cada mes. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co

Por otro lado, la estacionalidad que presenta el precio spot por efecto de los regímenes hidrológicos ya mencionados se pueden evidenciar en la Figura 4.7, en donde se puede observar como el promedio de los bimestres del primer semestre presentan un mayor valor que los del segundo semestre, recordando que la temporada seca típicamente es definida entre los meses de diciembre y abril, y complementariamente entre los meses de mayo y noviembre se desarrolla la temporada húmeda. Este componente de estacionalidad, será otra consideración a tener en cuenta al momento de evaluar los beneficios del arbitraje.

Para el caso base, se seleccionará la Semana 4 del mes de marzo (comprendida entre el 23 y 29 de

³Coeficiente de Variación (CV): representa una interpretación relativa del grado de variabilidad

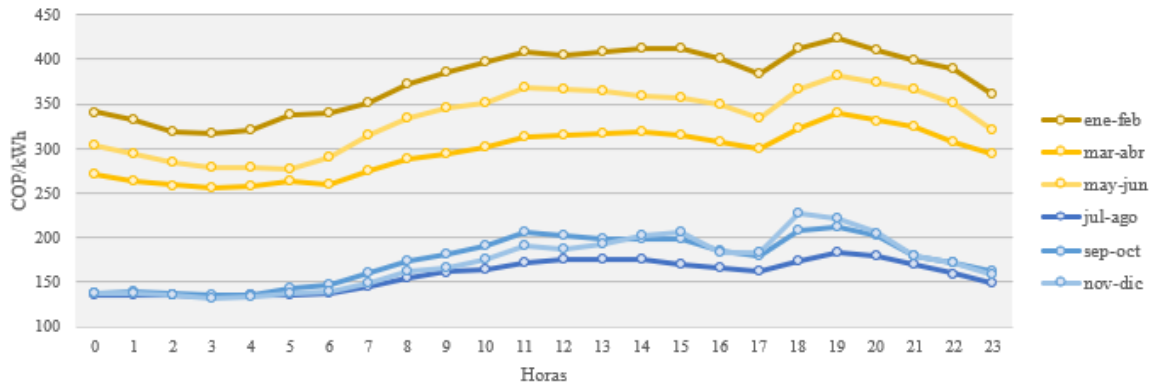


Figura 4.7: Precio spot promedio horario por bimestre del 2020. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co

marzo), que posee un CV de 20%, y para las sensibilidades, se seleccionarán semanas con diferentes CV, de tal forma de analizar si dicha volatilidad es significativa en los beneficios esperados.

4.6. Discusión

En este capítulo se presentaron los elementos a considerar en la microrred, y las principales características que determinarán su operación. Así mismo, se planteó el modelado matemático del problema de optimización, el cual se presentó como una minimización del costo de atención de la demanda de la microrred, y que tiene como variable de decisión la potencia de la batería. De esta forma, se busca gestionar la energía disponible del generador fotovoltaico y de la batería, realizando operaciones de carga y descarga, en los momentos óptimos de precio spot.

El modelado del problema propuesto se realizó de tal forma que tanto la función objetivo como las restricciones involucradas poseen una relación lineal, de esta forma su solución se puede realizar mediante técnicas de Linear Programming (LP), y para esta ocasión se realizarán simulaciones en el software de optimización GAMS.

Se presentaron una serie de estrategias para realizar el arbitraje, y dado el input con el que se cuenta de la señal del precio spot, con lo que al asumir que se tiene un pronóstico perfecto, la estrategia de arbitraje back-to-back sería la que mejor se aplica.

Por último, se realizó un análisis de la serie de tiempo del precio spot que se utilizará, en el cual se tomó el Coeficiente de Variación de los precios horarios por semana, como aquel indicador que representa el grado de heterogeneidad de los datos, y de esta forma poder escoger entre dichas semanas aquellas que sean interesantes para el estudio del arbitraje en la microrred. Es así como, el EMS propuesto indicará los procesos de carga/descarga de la batería que minimicen el costo de atención de la demanda de la microrred tomando como referencia el precio spot.

Capítulo 5

Análisis de sensibilidades y resultados

En este capítulo se presentará el análisis de resultados obtenidos de las simulaciones realizadas a la microrred, en función de análisis de sensibilidades a las condiciones de operación tales como, el precio spot considerado, las capacidades de generación o las capacidades del almacenamiento.

Los resultados obtenidos, serán analizados desde el criterio económico, toda vez se analice la evolución del costo de atención de demanda resultante en cada escenario, y desde el criterio operativo mediante la evaluación de distintos KPIs, como medida de factores de interés a la operación del sistema.

5.1. Definición de Escenarios

Con el objetivo de evaluar el desempeño del EMS propuesto, se plantean una serie de escenarios en el que varíen las condiciones de operación, e identificar cuáles son las condiciones óptimas para la microrred. Dichos escenarios contemplan variación en el precio spot, en la capacidad de generación del sistema fotovoltaico y en la capacidad nominal del sistema de almacenamiento.

5.1.1. Escenarios de precio spot

	Inicio	Fin	Escenario Spot	Promedio semana [COP/kWh]	CV	
Semana 13	23-mar-20	29-mar-20	0: Base	303	20%	
Semana 02	6-ene-20	12-ene-20	1: Seco	1a	277	23%
Semana 21	18-may-20	24-may-20		1b	360	25%
Semana 04	20-ene-20	26-ene-20		1c	390	12%
Semana 11	9-mar-20	15-mar-20		1d	327	10%
Semana 44	26-oct-20	1-nov-20	2: Húmedo	2a	214	41%
Semana 48	23-nov-20	29-nov-20		2b	194	54%
Semana 37	7-sep-20	13-sep-20		2c	152	11%
Semana 42	12-oct-20	18-oct-20		2d	196	12%

Figura 5.1: Escenarios de precio spot

Como se mencionó en la Sección 4.5, para definir los escenarios de precio spot se utilizará el criterio del Coeficiente de Variación (CV), con el que se seleccionan las semanas en que el comportamiento del spot sea interesante para el análisis. Junto con el CV, se considera la condición estacional del precio,

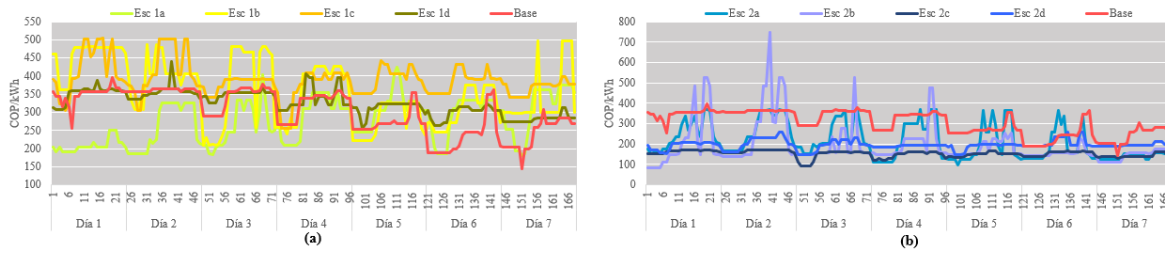


Figura 5.2: Escenarios de precio spot por semana

tomando semanas de la temporada seca y de la temporada húmeda, para analizar si además de la variabilidad del precio, su valor promedio, alto o bajo, influye en el resultado. Los escenarios definidos se muestran en la Figura 5.1. El *Escenario 0* es el asignado al caso base, el *Escenario 1*, corresponde a semanas de la temporada seca, y el *Escenario 2*, a la temporada húmeda. Los escenarios *a* y *b*, presentan un CV mayor a la semana base, y los escenarios *c* y *d*, poseen menor CV.

En la Figura 5.2 se pueden observar los perfiles de precio spot para cada escenario, separados según la estacionalidad, temporada seca en la Figura 5.2(a), y temporada húmeda en la Figura 5.2(b), junto con la comparación con el Escenario Base. El detalle de cada escenario se puede revisar en el Anexo D.

5.1.2. Sensibilidad a la generación fotovoltaica

Con estos escenarios, se pretende analizar cómo la variación de la capacidad de generación, impacta en la operación de la microrred y en la salida del EMS. Estos escenarios representan la capacidad que tendría el propietario de la microrred para expandir la infraestructura de generación.

Partiendo desde el escenario base que cuenta con 25 paneles se propone incorporar dos escenarios, un escenario en que el número de paneles ascienda a 35, y otro escenario en el que se cuente con 50 paneles, equivalente a contar con sistemas fotovoltaicos de capacidad neta de 9.6 kWp y 13.7 kWp, respectivamente. El escenario de 50 paneles está acotado por el espacio disponible para la instalación del sistema, ya que con ésta configuración y según el tamaño de los paneles seleccionados, se necesitaría de un área aproximada de 100 m^2 para su montaje.

5.1.3. Sensibilidad al almacenamiento

Según se revisó anteriormente, el tipo de baterías utilizado da la posibilidad de extender el sistema de almacenamiento, de tal forma que se proponen dos escenarios de sensibilidades, agregando uno y dos baterías, obteniendo así capacidades de almacenamiento de 15.4 kWh y 20.5 kWh, respectivamente.

5.2. Indicadores de Desempeño - KPI

Los Indicadores de Desempeño (KPI, por sus siglas en inglés) son métricas de distintas variables en la operación del sistema, que sirven para evaluar el desempeño en función de parámetros de referencia. Para este caso, se tomaron en consideración KPI propuestos en [33], [34] y [36], adaptados a la microrred en estudio.

5.2.1. Photovoltaic self-consumption (PVSC)

Según el problema de optimización planteado, la minimización del costo de operación de la microrred puede lograrse al maximizar el auto consumo de la energía generada por el sistema fotovoltaico, y así reduciendo la absorción de energía de la red.

En la Ecuación 5.1 se muestra el cálculo del indicador para la semana de análisis, donde P_t^{PV} es la generación del sistema fotovoltaico, y $P_t^{Red^-}$ representa la potencia inyectada a la red. Este KPI Photovoltaic self-consumption (PVSC) debe estar entre 0 y 1, y valores cercanos a 1 indican un alto auto consumo en la microrred.

$$PVSC = \frac{\sum_{t=1}^{N=168} (P_t^{PV} - P_t^{Red^-})}{\sum_{t=1}^{N=168} P_t^{PV}} \quad (5.1)$$

5.2.2. Equivalent Full Cycles (EFC)

El Equivalent Full Cycles (EFC) indica el número de descargas completas que el ESS realiza en todo su tiempo de uso. En la Ecuación 5.2 se muestra el cálculo del KPI, donde $P_t^{Bat^+}$ representa la energía descargada de la batería en [Ah] y C_n es la capacidad nominal de la batería.

El EFC es una métrica asociado con el ciclo de vida de la batería, en función del tiempo transcurrido entre su fabricación, así como del uso dado por acciones continuas de carga y descarga. Valores bajos de EFC representan una mejora en la vida útil de la batería.

$$EFC = \frac{P_t^{Bat^+} T_s}{C_n} \quad (5.2)$$

5.2.3. Load Factor y Load Loss Factor

El Load Factor cuantifica el ratio entre la potencia promedio de la red (P_t^{Red}) y el pico de potencia durante un periodo dado. El Load Factor (LF) indica qué tan empuntado o aplanado es el perfil de potencia en el periodo analizado. Valores cercanos a 1 se relacionan con perfiles planos, mientras valores cercanos a 0 indican la presencia de grandes picos. Una mejora en este KPI indica una reducción de la carga pico, su cálculo se muestra en la Ecuación 5.3.

$$LF = \frac{AVG(|P_t^{Red}|)}{max(P_t^{Red})} \quad (5.3)$$

Por su parte, el Load Loss Factor (LLF) cuantifica las pérdidas incurridas como resultado de la potencia pico, y se muestra en la Ecuación 5.4.

$$LLF = \frac{AVG((P_t^{Red})^2)}{max((P_t^{Red})^2)} \quad (5.4)$$

Para ambos KPIs, los valores cercanos a 1 son los valores deseados, ya que representan bajos perfiles de potencia y menores pérdidas.

5.2.4. Maximum Power Derivate y Average Power Derivate

El Maximum Power Derivate (MPD) describe el máximo valor de la tasa de cambio en kW entre dos periodos consecutivos de la red, en la Ecuación 5.5 se muestra su cálculo, en donde $\Delta P_t^{Red} = P_t^{Red} - P_{t-1}^{Red}$

$$MPD = max(|\Delta P_t^{Red}|) \quad (5.5)$$

El Average Power Derivate (APD) es el promedio del valor absoluto de la tasa de cambio de la potencia en kW y se muestra en la Ecuación 5.6.

$$APD = \frac{1}{N = 168} \sum_{t=1}^{N=168} |\Delta P_t^{Red}| \quad (5.6)$$

Lo deseado por el operador de red, es tener valores lo menor posible, y así disminuir el requerimiento de potencia a la red.

5.2.5. Emisiones

Dejando de lado las emisiones asociadas a la construcción e instalación del sistema fotovoltaico y del almacenamiento, el KPI EM cuantifica las toneladas equivalentes de CO_2eq en las que se incurren por la absorción de energía de la red principal, y su cálculo se muestra en la Ecuación 5.7. Se toma como referencia el factor de $FE = 0,7tCO_2eq/MWh$, factor aplicable para el sistema colombiano para 2020 [37].

$$EM = \sum_{t=1}^{168} P_t^{Red+} * FE \quad (5.7)$$

5.3. Resultados

En la Figura 5.3 se pueden identificar los perfiles de consumo y generación fotovoltaica durante la semana base (gráfica superior), y de igual forma, se muestra la evolución del State of Charge (SoC) como respuesta a la optimización del problema en función del precio spot considerado (gráfica inferior); esta operación responde a la condición de arbitraje activada, es decir, $\beta = 1$ en la restricción 4.2.

En estas gráficas se pueden identificar condiciones interesante de operación que inciden en el despacho de la batería, de los que se puede resaltar: la batería inicia la operación al 50% de su capacidad nominal, y se tiene:

- A La batería atiende demanda en las primeras horas, aprovecha los excedentes del generador fotovoltaico para cargarse, manteniéndose cargado al máximo hasta que responde a las señales del precio spot y se descarga al mejor precio spot.
- B Se puede observar la respuesta de la batería ante los cambios en el perfil de generación y la señal del precio spot.
- C Es posible observar como la batería realiza más de un ciclo de carga/descarga con el objetivo de aprovechar los precios “bajos”, los excedentes del generador fotovoltaico y realizar la descarga en el máximo precio del día.

Con la operación de la microrred bajo estas condiciones y con la implementación del EMS que considera el problema presentado en la Sección 4.2, junto con la estrategia de arbitraje planteada, se obtiene como resultado una disminución del 3% en el costo de atención de demanda, respecto a la operación de la microrred que tenga por objetivo maximizar su auto consumo, es decir, sin realizar inyecciones a la red ($\beta = 0$ en la restricción 4.2).

Tomando como referencia el resultado del caso Base, se procede a construir caso adicionales para evaluar el desempeño ante distintas condiciones de operación.

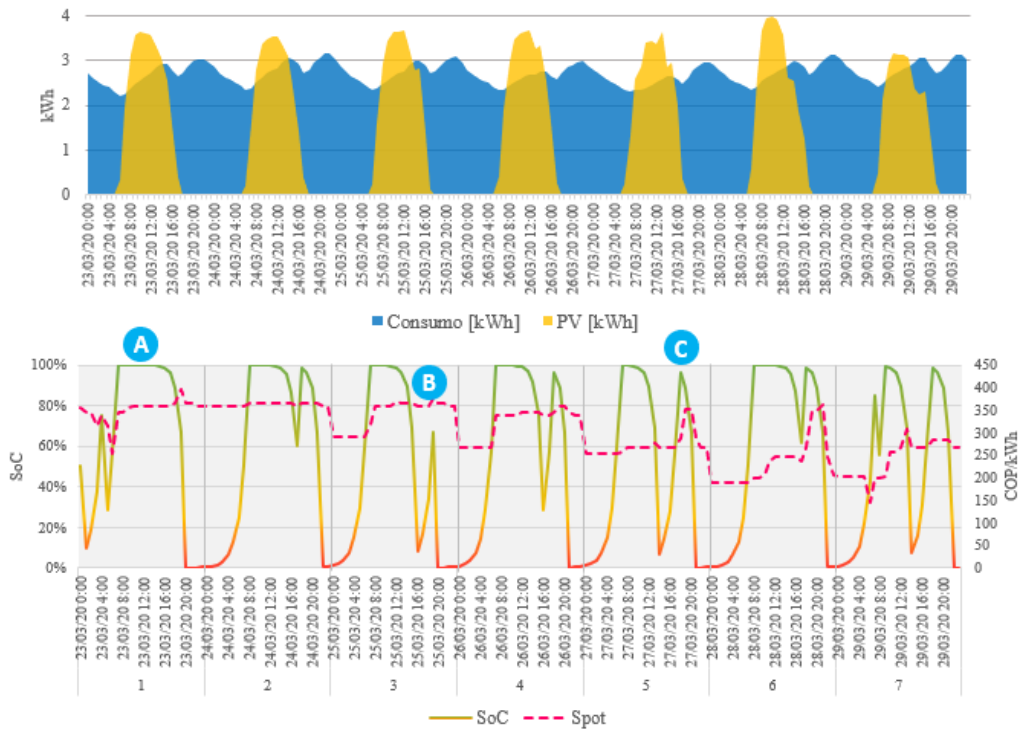


Figura 5.3: Resultado de operación de la semana Base. Perfiles de Generación PV y Consumo (superior). Despacho de la batería en función del precio spot (inferior)

5.3.1. Análisis de Casos

Dado lo anterior, se procede a simular las distintas condiciones de precio spot, de capacidad de generación y de capacidad de almacenamiento planteadas anteriormente, y se crean los siguientes casos de análisis:

- **Caso 0:** se mantiene las mismas condiciones de generación y consumo que de la semana del caso base, y se varía únicamente el precio spot según los escenarios seleccionados.
- **Caso 1:** se consideran las condiciones propias de cada semana según las series de tiempo construidas para generación, consumo y precio spot según el escenario que corresponda.
- **Caso 2:** se consideran las condiciones de generación pero ampliando la capacidad a 9.6 kWp (35 paneles), consumo y precio spot de cada semana según el escenario que corresponda.
- **Caso 3:** se consideran las condiciones de generación pero ampliando la capacidad a 13.7 kWp (50 paneles), consumo y precio spot de cada semana según el escenario que corresponda.
- **Caso 4:** se consideran las condiciones de generación, consumo y precio de cada semana según el escenario de precio spot que corresponda, ampliando la capacidad de almacenamiento a 15.4 kWh (3 baterías).
- **Caso 5:** se consideran las condiciones de generación, consumo y precio de cada semana según el escenario de precio spot que corresponda, ampliando la capacidad de almacenamiento 20.5 kWh (4 baterías).

Los resultados obtenidos de las distintas simulaciones se muestran en la Figura 5.4. En ésta se pueden observar las reducción en el costo de operación de la microrred en comparación con: los Casos 0 y 1 se comparan respecto a la operación de la microrred sin realizar inyecciones a la red ($\beta = 0$), los demás casos se comparan respecto al Caso 1 con la señal de arbitraje activada ($\beta = 1$).

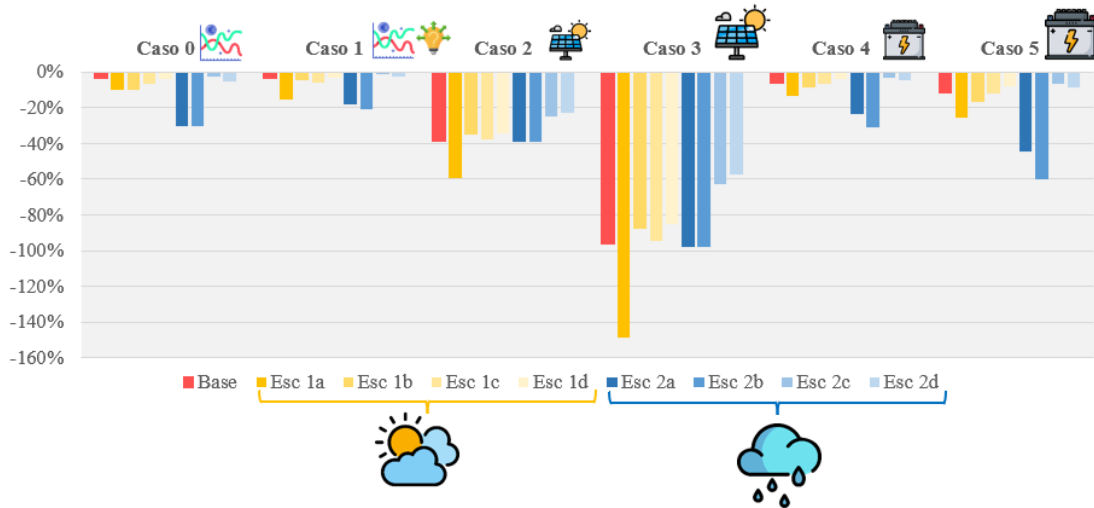


Figura 5.4: Reducción en el costo de operación de la microrred, según Caso y Escenario de precio spot

El objetivo de analizar el **Caso 0** es dejar por un momento de lado la variación que pudiese tener el consumo y la generación, para solamente centrarse en el impacto que tiene la variación en el precio spot. De esta forma, se puede observar que sin importar la estacionalidad en el precio (Escenario 1 o 2), los mejores resultados se tienen en los escenarios a y b, cuyo Coeficiente de Variación es mayor al del escenario base; cuanto mayor sea el CV, mayor beneficio se percibe. Los Escenarios 2a y 2b muestran una reducción del costo de operación aproximada del 30%. En la Figura 5.5 se puede observar cómo para el Esc 2a, el precio puede llegar a tener una dispersión de más de 250 COP/kWh entre las horas valle y las horas puntas, condición a la que responde la batería, y realiza incluso más de un ciclo de carga/descarga en el día, y aprovechar dicha amplitud de precio.

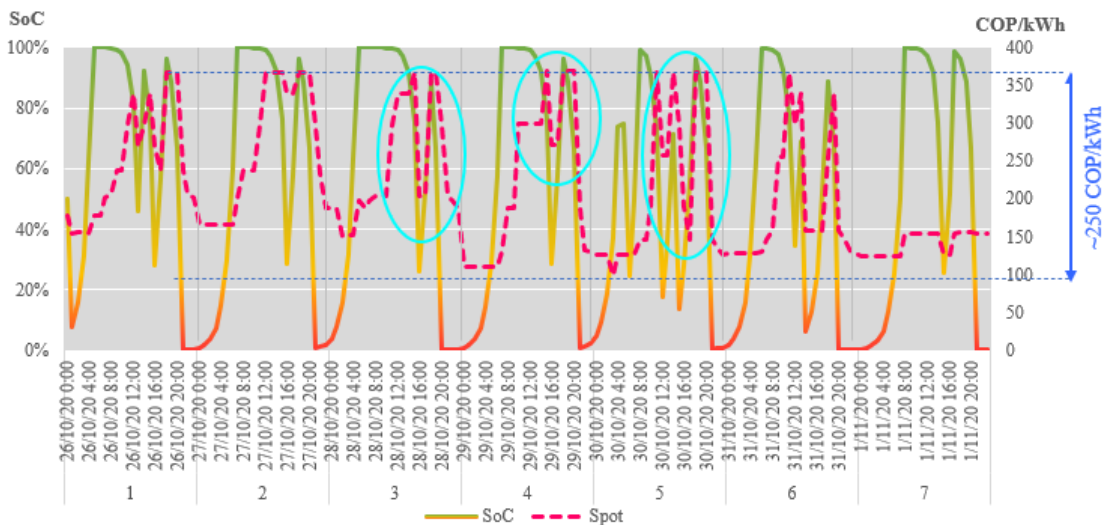


Figura 5.5: Operación de la batería en el Caso 0 para el Escenario 2a de precio spot

Sin embargo, esto sería una condición ideal de operación, en la práctica, se tendría que la demanda de energía se ve afectada por los patrones de consumo del usuario, y que la generación se ve influenciada por las condiciones propias del recurso solar disponible. Estas condiciones de variación en el tiempo junto con la variabilidad del precio spot son recogidas en el Caso 1.

Con el **Caso 1**, se muestra lo que sería una operación más cercana a la realidad, en el que tanto la generación, como el consumo y el precio spot, tengan variación. Bajo estas condiciones, se puede observar que la reducción en los costos de operación disminuyen respecto al Caso 0, dada la variación en la disponibilidad del recurso de generación o el cambio en las condiciones de consumo (ver Anexo C). No obstante que se obtienen beneficios menores, sigue siendo consistente que las mayores reducciones se presentan en los Esc 2a y 2b, escenarios con los mayores CV, y con reducciones del 18% y 20% respectivamente.

Con el **Caso 2** y **Caso 3** se pretende analizar los resultados al variar la capacidad del sistema de fotovoltaico. Se puede observar, que a medida que crece la capacidad de generación, se obtienen mejores beneficios; comportamiento esperado, ya que dichos beneficios se intensifican al aumentar los excedentes del sistema de generación que son inyectados a la red.

Para los Casos 2 y 3 la estacionalidad empieza a cobrar mayor relevancia que el CV. Lo anterior dado a que en los escenarios de la estación seca se cuenta con mayor recurso solar, y por ende mayores excedentes a ser administrados por la microrred; esto se puede evidenciar ya que la reducción en los costos obtenidos de los Esc 1c y 1d (escenarios con mayor precio promedio pero bajo CV) son comparables con las reducciones del costo obtenidas para los Esc 2a y 2b (escenarios con menor precio promedio y alto CV).

Por último, en el **Caso 4** y **Caso 5** se retoma la capacidad base de generación (25 paneles, equivalente a 6.9 kWp), pero se aumenta la capacidad de almacenamiento. En estos casos, se intensifican las reducciones de costo de operación en los escenarios de precio con mayor CV, dejando en evidencia que con mayor capacidad de almacenamiento, se cuenta con mayor flexibilidad para que la batería responda a las señales del precio spot, trasladando energía a los momentos de mayores precios spot (horas de noche).

Lo anterior puede evidenciarse en la Figura 5.6 durante el día de operación 4 bajo el Escenario 2a. En este día no se presentan excedentes del generador fotovoltaico, con lo que bajo una operación tradicional la batería ni siquiera se cargaría.

Utilizando la estrategia de arbitraje, resulta óptimo que la batería se cargue durante las horas de la madrugada a un precio de aproximadamente 100 COP/kWh, y se descargue en las horas de la noche a un precio de 360 COP/kWh, obteniendo así una ganancia de 260 COP/kWh y reflejándose en la reducción del costo de operación.

Por consiguiente, queda demostrado que al implementar un EMS con aplicación de arbitraje, la batería juega un papel clave, no solo aprovechando los excedentes que se tengan desde el generador, sino respondiendo a las señales de precio e intercambiar energía con la red para la reducción del costo operativo.

A pesar de esto, el desempeño del modelo propuesto no solo debe analizarse con la reducción del costo de operación, por lo que a continuación de revisarán los distintos KPIs y sus resultados para los casos planteados.

En consecuencia con los resultados económicos obtenidos, se puede relacionar el impacto social positivo que este tipo de proyectos generan, a través de la venta de excedentes aquí considerados. Si bien las mediciones sociales llegan ser un tanto subjetivas, sin lugar a duda la incorporación de nuevas tecnologías trae consigo, la incorporación de la comunidad mediante actividades de capacitación,



Figura 5.6: Operación de la batería en el Caso 5 para el Escenario 2a de precio spot

mano de obra tanto en la puesta en marcha como en la operación y mantenimiento. De hecho, la incorporación de la comunidad en los proyectos, facilitará las condiciones para una adaptación acelerada de la tecnología.

5.3.2. Análisis de KPIs

Autoconsumo (PVSC)

Revisando el KPI relacionado con el autoconsumo, se obtuvo que los mejores valores de PVSC se obtienen para el Caso 1 en el Esc Base de precio spot, lo que indica que se logra consumir al interior de la microrred el 47% de la energía generada por el sistema fotovoltaico. Sin embargo, en escenarios con mayor capacidad de almacenamiento y menor CV se ve una tendencia a empeorar el KPI. El comportamiento del PVSC para cada uno de los Casos y Escenarios se puede ver en la Figura 5.7.

PVSC	Base	Esc 1a	Esc 1b	Esc 1c	Esc 1d	Esc 2a	Esc 2b	Esc 2c	Esc 2d
Caso 1	0.47	0.45	0.26	0.29	0.29	0.22	0.34	0.40	0.31
Caso 2	0.41	0.38	0.41	0.32	0.33	0.29	0.40	0.44	0.37
Caso 3	0.33	0.28	0.36	0.26	0.33	0.30	0.31	0.37	0.32
Caso 4	0.43	0.42	0.21	0.24	0.23	0.21	0.34	0.39	0.30
Caso 5	0.43	0.41	0.20	0.20	0.22	0.16	0.31	0.37	0.29

Figura 5.7: Resultados KPI: PVSC

Ciclos de la batería (EFC)

Teniendo en consideración la salud de la batería, el valor deseado de EFC es el mas cercano a 1, que representa un ciclo equivalente de carga y descarga por día. En los distintos casos analizados, se observa que el mejor desempeño se obtiene en escenarios de bajo CV, presentándose el mejor resultado para el Caso 5 y para el Esc 2c, con $EFC = 1,3$. Sin embargo, al ser el arbitraje un servicio de tipo energy intensive, esto implicaría un mayor uso de la batería, y por ende un aumento en el EFC, como se observa en los Esc 1b y 2a, con $EFC \geq 2$, presentan alto CV y por ende mayor uso de la batería para el arbitraje. El comportamiento del EFC para cada uno de los Casos y Escenarios se puede ver en la Figura 5.8.

EFC	Base	Esc 1a	Esc 1b	Esc 1c	Esc 1d	Esc 2a	Esc 2b	Esc 2c	Esc 2d
Caso 1	1.7	1.8	2.1	2.0	1.6	2.0	1.8	1.4	1.8
Caso 2	1.7	1.8	2.0	2.0	1.6	2.0	1.8	1.4	1.8
Caso 3	1.7	1.8	2.1	2.0	1.6	2.0	1.8	1.4	1.8
Caso 4	1.6	1.7	1.9	1.9	1.6	1.9	1.7	1.3	1.6
Caso 5	1.5	1.6	1.8	1.8	1.6	1.8	1.5	1.3	1.5

Figura 5.8: Resultados KPI: EFC

Factor de carga (LF) y pérdidas (LLF)

Se obtuvo el mejor resultado para ambos KPIs en el Caso 2 y Esc 2 (precio de la temporada húmeda) con $LF = 0,47$ y $LLF = 0,29$, sin embargo se puede evidenciar que a medida que aumentamos la capacidad de generación o la capacidad de almacenamiento, y se presentan precios de la temporada seca, se presenta un deterioro en los KPIs, indicando un aumento en la potencia pico en las pérdidas.

El deterioro de los KPI se acentúa en el Caso 5, ya que al tener el doble de capacidad de almacenamiento que el caso Base, esto representa mayores requerimientos de potencia a la red. El comportamiento del LF y LLF para cada uno de los Casos y Escenarios se puede ver en la Figura 5.9.

LF	Base	Esc 1a	Esc 1b	Esc 1c	Esc 1d	Esc 2a	Esc 2b	Esc 2c	Esc 2d
Caso 1	0.36	0.39	0.40	0.37	0.36	0.41	0.43	0.41	0.44
Caso 2	0.34	0.38	0.36	0.34	0.32	0.37	0.40	0.38	0.47
Caso 3	0.34	0.38	0.36	0.36	0.32	0.34	0.36	0.35	0.40
Caso 4	0.30	0.32	0.33	0.33	0.30	0.35	0.38	0.32	0.43
Caso 5	0.28	0.28	0.30	0.29	0.28	0.32	0.34	0.27	0.33

LLF	Base	Esc 1a	Esc 1b	Esc 1c	Esc 1d	Esc 2a	Esc 2b	Esc 2c	Esc 2d
Caso 1	0.19	0.21	0.24	0.19	0.19	0.23	0.28	0.25	0.28
Caso 2	0.15	0.18	0.17	0.15	0.14	0.18	0.21	0.19	0.29
Caso 3	0.14	0.17	0.16	0.17	0.14	0.15	0.16	0.16	0.20
Caso 4	0.14	0.15	0.16	0.15	0.15	0.18	0.22	0.16	0.28
Caso 5	0.12	0.12	0.13	0.13	0.12	0.15	0.18	0.12	0.17

Figura 5.9: Resultados KPI: LF y LLF

Potencia a la red principal (MPD y APD)

Similar al resultado obtenido en LF y LLF, el mejor desempeño del MPD y APD se obtiene en los escenarios de bajo CV, por ejemplo en el Esc 2c se tiene $8 < MPD < 10$, $1,6 < APD < 1,9$, lo que indica un perfil de potencia más plano visto por el operador de red. Así mismo, el peor desempeño se da en el caso con mayor capacidad de almacenamiento, ocasionando un perfil de potencia más empuntado. El comportamiento del MPD y APD para cada uno de los Casos y Escenarios se puede ver en la Figura 5.10.

MPD	Base	Esc 1a	Esc 1b	Esc 1c	Esc 1d	Esc 2a	Esc 2b	Esc 2c	Esc 2d
Caso 1	10.1	10.2	9.9	10.2	9.5	10.7	10.1	8.9	9.6
Caso 2	10.1	10.2	9.9	10.2	10.3	11.0	10.1	9.6	9.6
Caso 3	10.1	10.6	9.9	10.8	10.9	11.3	10.1	10.7	10.0
Caso 4	13.7	13.8	13.4	13.7	14.6	15.4	14.0	13.2	12.4
Caso 5	17.1	17.2	20.1	17.1	19.0	19.1	17.4	17.0	14.9

APD	Base	Esc 1a	Esc 1b	Esc 1c	Esc 1d	Esc 2a	Esc 2b	Esc 2c	Esc 2d
Caso 1	1.9	2.0	2.4	2.2	1.8	2.2	2.2	1.6	2.0
Caso 2	1.9	2.1	2.3	2.3	1.9	2.3	2.2	1.7	2.1
Caso 3	2.0	2.2	2.6	2.4	2.1	2.4	2.3	1.9	2.1
Caso 4	2.3	2.5	2.8	2.9	2.5	2.9	2.5	1.9	2.4
Caso 5	2.5	3.0	3.2	3.5	3.1	3.3	3.0	2.2	2.6

Figura 5.10: Resultados KPI: MPD [kW] y APD [kW]

Emisiones equivalentes

Como era de esperarse, el mejor resultado del KP de Emisiones se obtiene al aumentar la capacidad del sistema de generación, pues se disminuyen los requerimientos de energía de la red principal, efecto que se puede analizar con los Casos 2 y 3. Con los Casos 4 y 5 empeora el KPI, ya que al aumentar la capacidad de almacenamiento, se absorbe mayor energía de la red, representando mayores emisiones equivalentes. Después de todo, el sistema aquí modelado es uno relativamente pequeño, por lo que su operación no implicaría valores importantes de emisiones, sin embargo en el caso que esta aplicación se masificara, se debe reevaluar su desempeño ambiental. El comportamiento del EM para cada uno de los Casos y Escenarios se puede ver en la Figura 5.11.

Emision	Base	Esc 1a	Esc 1b	Esc 1c	Esc 1d	Esc 2a	Esc 2b	Esc 2c	Esc 2d
Caso 1	0.23	0.23	0.27	0.25	0.23	0.26	0.25	0.24	0.25
Caso 2	0.22	0.23	0.25	0.23	0.21	0.25	0.24	0.23	0.24
Caso 3	0.21	0.22	0.24	0.22	0.20	0.24	0.23	0.23	0.23
Caso 4	0.25	0.26	0.30	0.29	0.26	0.29	0.28	0.27	0.28
Caso 5	0.28	0.29	0.33	0.32	0.29	0.33	0.30	0.29	0.30

Figura 5.11: Resultados KPI: EM [t CO_{2eq}]

5.4. Análisis financiero

Para complementar el análisis del proyecto, se realizó un análisis financiero estándar, para lo que se modeló un flujo de caja como el que se muestra en la Figura 5.12, la cual muestra una evaluación para 10 años, los cuales vienen determinados por la vida útil de la batería. En el flujo de caja se presenta el análisis considerando que los ahorros obtenidos para la semana del Caso 1 y con el precio spot del Esc Base, se mantienen constantes para todo el año, y esta condición se extiende en el horizonte de análisis.

De realizarse el proyecto, este análisis arroja como resultado que se obtiene un ahorro del 52% en el costo anual de operación. Sin embargo, no se alcanza la viabilidad financiera dado que el VPN no alcanza siquiera a mostrar una recuperación de la inversión inicial.

De igual forma se evaluó un escenario de precio spot con mejores resultados, como por ejemplo el Esc 2a, el cual representa un ahorro del 60% del costo operativo, sin embargo, sigue siendo insuficiente para alcanzar el punto de equilibrio que garantizan la recuperación de las inversiones. En una operación bajo estas condiciones, se tendría que dar una mejora en los ahorros de más de 6.5 veces para obtener resultados favorables.

[miles COP]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Costo		-\$ 7,211	-\$ 7,211	-\$ 7,211	-\$ 7,211	-\$ 7,211	-\$ 7,211	-\$ 7,211	-\$ 7,211	-\$ 7,211	-\$ 7,211	
Ahorro		\$ 3,773	\$ 3,773	\$ 3,773	\$ 3,773	\$ 3,773	\$ 3,773	\$ 3,773	\$ 3,773	\$ 3,773	\$ 3,773	
Neto		-\$ 3,437	-\$ 3,437	-\$ 3,437	-\$ 3,437	-\$ 3,437	-\$ 3,437	-\$ 3,437	-\$ 3,437	-\$ 3,437	-\$ 3,437	
OPEX		-\$ 521	-\$ 521	-\$ 521	-\$ 521	-\$ 521	-\$ 521	-\$ 521	-\$ 521	-\$ 521	-\$ 521	
EBITDA		-\$ 3,959	-\$ 3,959	-\$ 3,959	-\$ 3,959	-\$ 3,959	-\$ 3,959	-\$ 3,959	-\$ 3,959	-\$ 3,959	-\$ 3,959	
Depreciación		\$ 5,794	\$ 5,794	\$ 5,794	\$ 5,794	\$ 5,794	\$ 5,794	\$ 5,794	\$ 5,794	\$ 5,794	\$ 5,794	
Sistema PV		\$ 2,358	\$ 2,358	\$ 2,358	\$ 2,358	\$ 2,358	\$ 2,358	\$ 2,358	\$ 2,358	\$ 2,358	\$ 2,358	
Almacenamiento		\$ 3,435	\$ 3,435	\$ 3,435	\$ 3,435	\$ 3,435	\$ 3,435	\$ 3,435	\$ 3,435	\$ 3,435	\$ 3,435	
EBIT		-\$ 9,753	-\$ 9,753	-\$ 9,753	-\$ 9,753	-\$ 9,753	-\$ 9,753	-\$ 9,753	-\$ 9,753	-\$ 9,753	-\$ 9,753	
INTERESES		-\$ 4,056	-\$ 3,650	-\$ 3,244	-\$ 2,839	-\$ 2,433	-\$ 2,028	-\$ 1,622	-\$ 1,217	-\$ 811	-\$ 406	\$ 0
EBT		-\$ 4,056	-\$ 13,403	-\$ 12,997	-\$ 12,591	-\$ 12,186	-\$ 11,780	-\$ 11,375	-\$ 10,969	-\$ 10,564	-\$ 10,158	-\$ 9,753
TAXES		\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
UTILIDAD		-\$ 4,056	-\$ 13,403	-\$ 12,997	-\$ 12,591	-\$ 12,186	-\$ 11,780	-\$ 11,375	-\$ 10,969	-\$ 10,564	-\$ 10,158	-\$ 9,753
Flujo Caja Libre		-\$ 57,937	-\$ 7,609	-\$ 7,203	-\$ 6,798	-\$ 6,392	-\$ 5,987	-\$ 5,581	-\$ 5,176	-\$ 4,770	-\$ 4,364	-\$ 3,959
		- 57,937	- 65,546	- 72,749	- 79,547	- 85,939	- 91,926	- 97,507	- 102,682	- 107,452	- 111,816	- 115,775
VPN		-\$ 93,357										

Figura 5.12: Flujo de caja para el análisis del proyecto, para el Caso 1 Esc Base

Para el ejercicio se consideró que el valor del OPEX correspondía al 9% del valor de la inversión [38], se consideró el método lineal para depreciar los equipos por los 10 años de duración, el costo total de los equipos ascendía a $\approx 58,000,000COP$, tomando como referencia los equipos de la tienda solar <https://autosolar.co>. Para la financiación del proyecto, se considera que el 70% de los recursos se obtiene mediante financiación a una tasa de interés del 10%, y el restante 30% se obtiene de recursos propio con una tasa de oportunidad del 15%, resultando así un $WACC^1 = 12\%$, tasa utilizada para la evaluación del flujo a valor presente.

5.5. Discusión

En este capítulo se presentó el análisis de resultados del EMS propuesto que considere la prestación del servicio de arbitraje, bajo distintos escenarios de precio spot y diversas condiciones operativas. Con los diversos análisis realizados se pudo evidenciar que el precio spot del mercado colombiano presenta condiciones interesantes de variabilidad horaria que permiten que el servicio de arbitraje sea atractivo para ser incorporado a las microrredes, y ampliar los modos de usos de los elementos de almacenamiento. Mediante el uso del Coeficiente de Variación fue posible analizar la heterogeneidad de los datos de la serie de tiempo del precio spot, y se convierte en una herramienta poderosa de decisión a la hora de indicar las operaciones de carga y descarga en la batería.

Con la aplicación de estrategias de arbitrajes, los usuarios de la microrred dispondrán de las baterías no solo como elementos de almacenamiento y respaldo, sino como herramientas dinámicas para minimización del costo de operación. Además de lo aquí revisado, el éxito del arbitraje vendrá dado por la capacidad de acertar en el pronóstico del precio, si bien para el ejercicio aquí realizado se supuso un pronóstico perfecto con base en los datos históricos, la evaluación futura ante modelos de predicción que contemple la incertidumbre del precio real, será el factor determinante para que los beneficios potenciales aquí mostrados puedan ser percibidos por el usuario de la microrred.

¹WACC: por sus siglas en inglés, representa el Costo Medio Ponderado del Costo de Capital

Desde el punto de vista de la microrred, ampliar la capacidad de almacenamiento significar aumentar la capacidad de intercambiar potencia con la red, lo que se traduce en mayor reducción del costo operativo. Sin embargo, desde el punto de vista operativo, con el análisis de KPIs como el LF y LLF, o el MPD y APD se puede evidenciar un deterioro en las condiciones de operación, al modificar los perfiles de potencia, generando mayor empuntamiento, y aumentando las pérdidas del sistema.

Es preciso anotar que los excedentes de generación estarían concentrados en las horas de radiación solar, horas en las que no necesariamente se tendrías condiciones atractivas de precio, y el impacto que dichos excedentes generarían en la red. Para este análisis, se consideró que la red a la que se encuentre conectado puede soportar los intercambios propuestos, pero esto no necesariamente será así, y debe entrar en consideración la condición real de la infraestructura a la que se conecte (cargabilidad).

Desde el punto de vista ambiental, la condición ideal se presentaría al aumentar la capacidad de generación y poder permitir el mayor aprovechamiento de excedentes de la generación local, minimizando la absorción de energía de la red y reduciendo las emisiones equivalente por el uso de la red, pero que según hemos visto desaprovecharía los beneficios que tendría el arbitraje, desplazando energía durante las horas de operación (tanto de la red como del generador fotovoltaico).

Con los resultados del análisis financiera se puede evidenciar que, si bien los costos de los equipos para la generación fotovoltaica y de baterías de Li-Ion han venido disminuyendo, para aplicaciones residenciales que apliquen las estrategias aquí presentadas, aún se encuentran muy por encima para alcanzar una viabilidad financiera.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

6.1. Cumplimiento de objetivos

6.1.1. Objetivos Específicos

Objetivo específico 1

Realizar una revisión del marco regulatorio actual a nivel nacional e internacional, que permita identificar las condiciones operativas del servicio de arbitraje a incorporar en el EMS propuesto”

En el Capítulo 3 se presentó la revisión del marco regulatorio aplicable para servicios complementarios bajo las condiciones operativas y de mercado aplicables en el mercado eléctrico colombiano. En este capítulo se pudo explorar los servicios que se encuentran disponibles dadas las necesidades actuales del sistema, que se enfocan en el balance, control de tensión y recuperación, pero que con la transformación que está experimentando el sistema hace falta que se amplíen.

Con la entrada de los sistemas de generación renovable no convencional junto con sistemas de almacenamiento, la proliferación de recursos distribuidos (DER) se aumenta la posibilidad de pensar en otros tipos de servicios a ser incorporados en el sistema eléctrico, como los Servicios Energéticos tales como el Peak Shaving y el Energy Arbitrage. Sin embargo, el marco normativo aún no está preparado para incorporar esquemas normativos que garanticen la incorporación de dichos servicios.

Hasta el momento, la remuneración de sistemas de almacenamiento solo contempla sistemas de gran escala conectados a la infraestructura de transmisión que presten exclusivamente el servicio de alivio de restricciones de red, y se realiza bajo la modalidad de Costo Regulados, la cual reconoce a través de ingresos fijos la recuperación de los costos de inversión y los costos de la operación y mantenimiento. Aún no existen señales regulatorias para que los sistemas de almacenamiento puedan participar en el MEM, y puedan comportarse como agentes competitivos que puedan realizar transacciones de intercambio de energía.

Se espera que este trabajo pueda servir como referencia para la agenda regulatoria y en el marco de transformación que está experimentando el MEM, y que aporte a la discusión de los beneficios de incorporar a los ESS para la prestación de servicios de mercados, condición en la que se encuentra el sistema de California, y por qué no, lograr como en el caso del sistema Australiano, que los ESS sean considerados como agentes tanto con la figura de consumo como de generación, y puedan realizar transacciones en el mercado.

Objetivo específico 2

Construir y modelar el problema de optimización para la operación del EMS de la microrred que maximice los beneficios percibidos por la prestación del servicio de arbitraje, y que a su vez cumpla con las restricciones técnicas impuestas por el caso de estudio.

En el Capítulo 3 se presentó el diseño de la microrred y modelado del problema de optimización, que recoge las restricciones de operación bajo las que operaría la microrred en el sistema. Como resultado, y considerando el problema desde la óptica de la microrred, se planteó un problema que minimice el costo de atención de demanda, lo cual a su vez recoge el efecto de maximizar los beneficios percibidos al momento de prestar el servicio de arbitraje.

Dicho problema, considera el comportamiento de los elementos de la microrred, entre los que se tiene: el perfil de consumo asociado, el perfil de generación del sistema fotovoltaico propuesto, la evolución dinámica de la batería como elemento de intercambio de energía entre la microrred y la red principal, cumpliendo la restricción de balance de potencia en todo momento y así garantizando siempre la atención de la demanda de la microrred.

Objetivo específico 3

Identificar la técnica de solución adecuada para el problema de optimización definido previamente resolviendo mediante una simulación computacional el problema de optimización definido.

De acuerdo con el problema planteado y la forma de modelar tanto la función de costo como las restricciones, se identifica que todas presentan un comportamiento lineal, con lo que se afronta un problema del tipo Linear Programming. Con la definición de un problema del tipo lineal se simplifica la modelación del problema, evitando por ejemplo el uso de variables binarias necesarias para representar las acciones de carga y descarga de la batería. Dicha simplificación, implica que se sacrifica poder ampliar el detalle de las condiciones operativas de los elementos, por ejemplo, poder modelar las eficiencias asociadas a los procesos de carga y descarga, y así poder reflejar en el problema este parámetro, clave en la operación de baterías.

Al enfrentarse a un problema del tipo LP, se opta por utilizar la técnica CPLEX, altamente conocida para su aplicación en éste tipo de problemas y con una gran variedad de opciones para la implementación del problema, de las cuales se escogió el software GAMS como herramienta de simulación. Es así como se logró modelar el problema de optimización, que considera como inputs los perfiles horarios de precio, generación y consumo de energía.

Por otro lado, se realizó el análisis del comportamiento del precio spot mediante la métrica del Coeficiente de Variación para cuantificar la heterogeneidad de los datos y poder evaluar el desempeño del EMS propuesto en función de dicha condición de precio. De igual forma, se propuso separar los análisis de precio considerando, además del coeficiente de variación, el efecto de la estacionalidad hidrológica que experimenta el SIN y evaluar los resultados ante precios medios que respondan bien sea a la temporada seca o a la húmeda.

Objetivo específico 4

Evaluar por simulación el sistema de gestión de energía propuesto, considerando diferentes escenarios con sensibilidades variando las capacidades instaladas de los Distributed Energy Resources (DER) tales como generadores fotovoltaicos, generadores eólicos, generadores diésel y sistemas de almacenamiento, para determinar la operación confiable y eficiente del sistema propuesto, y que considere el enfoque de sostenibilidad desde las dimensiones económica, social, ambiental y técnica.

En el Capítulo 5 se muestran los resultados de las simulaciones realizadas en GAMS, de acuerdo con los escenarios de precio spot seleccionados y su correspondiente perfil de consumo y generación. Así mismo, se contemplaron caso adicionales en los que se propusieron sensibilidades a las capacidad del sistema de generación fotovoltaico, y a la capacidad del sistema de almacenamiento.

Típicamente, las baterías de litio sufren un reducción progresiva en el tiempo de la cantidad de energía que puede ser entregada o absorbida por el almacenamiento, a este efecto se le conoce como degradación, la cual es función del tiempo transcurrido entre su fabricación, del uso durante consecutivas acciones de carga y descarga, y de la temperatura [39]. Una de las acciones recomendadas por los fabricantes para prolongar la vida útil de las baterías es limitar la capacidad, en función de las variables μ y λ presentadas en la Ecuación 4.5. Por la aplicación de servicio energético propuesta en este trabajo, dichos parámetros indicaban un uso del 100 % de la capacidad nominal, pero sería interesante su análisis al considerar los efectos de la degradación de la batería en su vida útil.

De acuerdo con los resultados del Caso 0 y Caso 1 se puede evidenciar que la mayor reducción del costo operativo se presenta en los escenarios con mayor CV, ya que la batería puede responder a la señal de precio spot, aprovechando los posibles excedentes que se den al interior de la microrred y los momentos de “precio barato” para cargar la batería, y realizar la descarga de la energía almacenada en los momentos de “precio caro”.

Además de evaluar el desempeño del EMS en función del costo de atención de demanda, se propuso una serie de KPIs que complementen el análisis. Respecto al PVSC se pudo evidenciar que los mejores resultados se presentan al tener un precio spot con CV similar al de Esc Base, y se puede esperar una afectación en el KPI al aumentar la capacidad de almacenamiento y disminuir el CV. Con el EFC se demostró que utilizando la batería para prestar el arbitraje, se intensifica el uso de la misma, lo que debe valorarse con los demás indicadores, pues esto implica una afectación directa en la vida útil de la batería.

Como se observó, los escenarios de precios más atractivos para el arbitraje son los que presenten un alto CV, y de los que se pueden obtener mayor reducción en el costo operativo, pero así mismo en estos escenarios se aumentarán las potencias pico, el perfil de potencia y las pérdidas asociadas, lo que desde la óptica del operador de red principal esto reflejaría una afectación en sus indicadores de operación.

Por otro lado, se evaluó las implicaciones que tendría la operación de la microrred en función de las emisiones de CO_2eq , con lo que resultó que la condición de operación aumenta las emisiones al aumentar el almacenamiento, como consecuencia de aumentar la energía absorbida de la red, y que la condición mejoraría en el caso de ampliar el sistema de generación fotovoltaico, maximizando el autoconsumo y disminuyendo la absorción de energía de la red.

Por último, el análisis financiero indica que no sería atractivo para el inversionista una aplicación de este tipo, pues no se alcanzaría la recuperación de los recursos invertidos. Sin embargo, esto no debiera tomarse como un obstáculo, se recomienda seguir explorando la aplicación cambiando un poco el enfoque, ampliando el análisis por ejemplo a usuarios industriales con otro perfil económico, o esperar un poco más de tiempo a que los costos para estas aplicaciones (principalmente del almacenamiento) disminuyan más. De otro lado, los beneficios obtenidos por la aplicación de este trabajo se espera que generen un impacto positivo en la comunidad, toda vez genere espacios de conocimiento, participación activa del usuario del usuario de la microrred, y en caso de llegar a implementarse, capacitación y desarrollo de conocimiento técnico entorno a los recursos distribuidos y el mercado de energía, así como la opción de generación de ingresos proveniente de los beneficios por la prestación del servicio de arbitraje.

6.1.2. Objetivo General

Diseñar un sistema de gestión de energía (EMS) para una microrred conectada a la red que permita realizar la prestación del servicio de arbitraje utilizando sistemas de almacenamiento de energía, considerando las condiciones operativas y comerciales del sistema eléctrico colombiano.

Desde el punto de vista del propietario, resulta interesante incorporar un EMS con estrategias de arbitraje para la optimización de los recursos al interior de la microrred, y así aprovechar la volatilidad presente en el precio spot del sistema colombiano, aportando a la reducción de los costos de operación.

Sin embargo, las condiciones regulatorias para que se presente este tipo de servicios aún no se encuentran disponibles en el mercado. Como se observó en la revisión, los ESS pueden jugar un papel clave en las nuevas dinámicas de la red, por lo que su incorporación al sistema representará potenciales beneficios tanto para los propietarios de las microrredes, como para los operadores de red mismos, con lo que deben darse cambios normativos que permitan su adecuada incorporación al sistema.

De igual forma, el entendimiento de las condiciones operativas que afectan el precio spot, como la condición hidrológica del sistema, el comportamiento de la demanda, la disponibilidad de los recursos de generación, entre otros, es de vital importancia. El usuario debe tomar una posición mucho más activa, ya que para aprovechar beneficios otorgados por la variabilidad del precio, se debe responder con oportunidad a los cambios en las tendencias.

Es así como, se entrega una metodología para el diseño de un sistema de gestión de energía para la operación y optimización de microrredes, presentando el contexto regulatorio aplicable y propuestas de mejoras, para la prestación del arbitraje como servicio energético utilizando sistemas de almacenamiento de acuerdo con las condiciones del sistema eléctrico colombiano.

6.2. Trabajos futuros

El elemento central para el arbitraje es la batería, por lo que ampliar el detalle del modelado de dicho elemento aumentará la complejidad del problema pero lo aproximará más al desempeño real, por lo que incluir el modelado de eficiencias de carga y descarga, mediciones del estado de salud y considerando el efecto de la degradación de la batería a lo largo de la vida útil ampliará la discusión del tema.

Para ampliar los beneficios del uso de la batería, sería válido implementar estrategias múltiples de servicios energéticos como lo planteado en [40], es decir, incorporar tanto el arbitraje como otros servicios en el EMS tales como peak shaving u otros tipos de servicios, servicios de control de tensión o de frecuencia, de tal forma que no solo los beneficios vengan dados por el intercambio de energía con la red, sino de la capacidad de respuesta de la batería, y así evaluar los beneficios obtenidos por el conjunto de servicios prestados, igualmente analizando los parámetros de la batería y como afecta esta operación la vida útil de la batería.

Como se evidenció, la señal de precio spot es la que determina las decisiones en la batería, por lo que se recomienda ampliar en el planteamiento del esquema regulatorio aplicable para la liquidación, y en modelos de pronóstico de precio spot con incorporación de señales de corto plazo, de tal forma que se puedan evaluar otras estrategias de arbitraje que consideren incertidumbre y demás consideraciones de mercado.

Bibliografía

- [1] L. Chang, W. Zhang, S. Xu, and K. Spence, “Review on Distributed Energy Storage Systems for Utility Applications,” 2017.
- [2] J. Liu, C. Hu, A. Kimber, and Z. Wang, “Uses, Cost-Benefit Analysis, and Markets of Energy Storage Systems for Electric Grid Applications,” 2020.
- [3] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Cañizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, G. A. Jiménez-Estévez, and N. D. Hatziargyriou, “Trends in microgrid control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, 2014.
- [4] A. Oudalov, R. Cherkaoui, and A. Beguin, “Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application,” *2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proceedings*, pp. 621–625, 2007.
- [5] Comision de Regulacion de Energia y Gas, “Taller Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida,” 3 2022.
- [6] I. Cadena and D. Muñoz Alvarez, “Informe 2 de la Consultoría para definir el alcance de la Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro Ángela Inés Cadena y Daniel Muñoz Álvarez,” tech. rep.
- [7] Gobierno de Colombia, “Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia,” tech. rep., Gobierno de Colombia, 2021.
- [8] C. Batlle, P. Rodilla, and L. A. Barros, “Hoja de ruta regulatoria para un desarrollo más eficiente de los recursos distribuidos,” tech. rep., 12 2019.
- [9] F. Zimmermann and A. Sauer, “Sizing electric storage systems for industrial peak shaving applications — Enhanced Reader,” 2020.
- [10] Department of Energy, “Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-Discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities,” tech. rep., Federal Energy Regulatory Commission.
- [11] M. B. Salles, M. J. Aziz, and W. W. Hogan, “Potential arbitrage revenue of energy storage systems in PJM during 2014,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2016-November, 11 2016.
- [12] Department of Energy - US, “Global Energy Storage Database.”

- [13] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009.
- [14] G. Graditi, M. G. Ippolito, E. Telaretti, and G. Zizzo, “Technical and economical assessment of distributed electrochemical storages for load shifting applications: An Italian case study,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 515–523, 5 2016.
- [15] L. Munera, “Energy Storage – Analysis - IEA.”
- [16] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, and J. M. Carrasco, “Energy storage systems for transport and grid applications,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, pp. 3881–3895, 12 2010.
- [17] W. Choi, Y. Wu, D. Han, J. Gorman, P. C. Palavicino, W. Lee, and B. Sarlioglu, “Reviews on grid-connected inverter, utility-scaled battery energy storage system, and vehicle-to-grid application - Challenges and opportunities,” in *2017 IEEE Transportation and Electrification Conference and Expo, ITEC 2017*, pp. 203–210, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 7 2017.
- [18] International Energy Agency, “Energy storage – Tracking Energy Integration 2020 – Analysis - IEA.”
- [19] D. Westermann, S. Nicolai, and P. Bretschneider, “Energy Management for Distribution Networks with Storage Systems – A Hierarchical Approach,” 2008.
- [20] XM, “Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2021.”
- [21] Departamento Nacional de Planeación, “Colombia multiplicará 100 veces su producción energética a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables en 2023,” 2022.
- [22] “Almacenamiento de energía, la clave de BESS Termozipa — ENEL.”
- [23] Consejo Nacional de Operación, “Acuerdo 1401, Por el cual se aprueba el Esquema de Deslastre Automático de Carga EDAC por baja frecuencia,” 2021.
- [24] L. Maeyaert, L. Vandeveld, and T. Döring, “Battery Storage for Ancillary Services in Smart Distribution Grids,” *Journal of Energy Storage*, vol. 30, p. 101524, 8 2020.
- [25] J. M. Mejia Taborda, “Evaluación de esquemas de remuneración de sistemas de almacenamiento de energía con baterías a gran escala conectados a redes de transmisión en Colombia,” 2021.
- [26] PSR, Di-Avante, Wolak, and Inostroza, “Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN),” 12 2018.
- [27] California ISO, “Storage as a Transmission Asset: Enabling storage assets providing regulated cost-of-service-based transmission service to access market revenues,” 2018.
- [28] P. J. Balducci, M. J. E. Alam, T. D. Hardy, and D. Wu, “Assigning value to energy storage systems at multiple points in an electrical grid,” *Energy and Environmental Science*, vol. 11, no. 8, pp. 1926–1944, 2018.
- [29] A. F. Peñaranda, D. Romero-Quete, and C. A. Cortés, “Grid-Scale Battery Energy Storage for Arbitrage Purposes: A Colombian Case,” *Batteries 2021, Vol. 7, Page 59*, vol. 7, p. 59, 9 2021.

- [30] S. Vejdan and S. Grijalva, “The Value of Real-Time Energy Arbitrage with Energy Storage Systems,” 2018.
- [31] F. A. Biggins, S. Homan, J. O. Ejeh, and S. Brown, “To trade or not to trade: Simultaneously optimising battery storage for arbitrage and ancillary services,” *Journal of Energy Storage*, vol. 50, p. 104234, 6 2022.
- [32] F. Núñez, D. Canca, and Arcos-Vargas, “An assessment of European electricity arbitrage using storage systems,” *Energy*, vol. 242, p. 122916, 3 2022.
- [33] T. Terlouw, T. AlSkaif, C. Bauer, and W. van Sark, “Multi-objective optimization of energy arbitrage in community energy storage systems using different battery technologies,” *Applied Energy*, vol. 239, pp. 356–372, 4 2019.
- [34] L. G. Marín, M. Sumner, D. Muñoz-Carpintero, D. Köbrich, S. Pholboon, D. Sáez, and A. Núñez, “Hierarchical Energy Management System for Microgrid Operation Based on Robust Model Predictive Control,” *Energies 2019, Vol. 12, Page 4453*, vol. 12, p. 4453, 11 2019.
- [35] D. Zafirakis, K. J. Chalvatzis, G. Baiocchi, and G. Daskalakis, “The value of arbitrage for energy storage: Evidence from European electricity markets,” *Applied Energy*, vol. 184, pp. 971–986, 12 2016.
- [36] D. Parra, S. A. Norman, G. S. Walker, and M. Gillott, “Optimum community energy storage for renewable energy and demand load management,” *Applied Energy*, vol. 200, pp. 358–369, 2017.
- [37] Jonatahan David Sánchez Rippe and Oscar Iván Galvis Mora, “Calculo del factor de emisiones de la red de energía eléctrica en Colombia para 2020,” tech. rep., Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2020.
- [38] DNV Group, “ENERGY TRANSITION OUTLOOK 2022,” tech. rep., 2022.
- [39] A. Perez, R. Moreno, R. Moreira, M. Orchard, and G. Strbac, “Effect of Battery Degradation on Multi-Service Portfolios of Energy Storage,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, pp. 1718–1729, 10 2016.
- [40] S. Hanif, M. J. E. Alam, K. Roshan, B. A. Bhatti, and J. C. Bedoya, “Multi-service battery energy storage system optimization and control,” *Applied Energy*, vol. 311, p. 118614, 2022.

ANEXOS

Anexo A. Cálculo del Coeficiente de Variación del Precio Spot para todas las semanas del año 2022

Año 2020	Comienza	Finaliza	PROM	DESVT	CoefVar
Semana 01	1-ene-20	5-ene-20	213	90	42%
Semana 02	6-ene-20	12-ene-20	277	64	23%
Semana 03	13-ene-20	19-ene-20	347	37	11%
Semana 04	20-ene-20	26-ene-20	390	48	12%
Semana 05	27-ene-20	2-feb-20	377	23	6%
Semana 06	3-feb-20	9-feb-20	395	20	5%
Semana 07	10-feb-20	16-feb-20	420	49	12%
Semana 08	17-feb-20	23-feb-20	538	82	15%
Semana 09	24-feb-20	1-mar-20	367	99	27%
Semana 10	2-mar-20	8-mar-20	415	62	15%
Semana 11	9-mar-20	15-mar-20	327	34	10%
Semana 12	16-mar-20	22-mar-20	351	34	10%
Semana 13	23-mar-20	29-mar-20	303	61	20%
Semana 14	30-mar-20	5-abr-20	207	48	23%
Semana 15	6-abr-20	12-abr-20	249	25	10%
Semana 16	13-abr-20	19-abr-20	246	36	15%
Semana 17	20-abr-20	26-abr-20	243	35	14%
Semana 18	27-abr-20	3-may-20	326	49	15%
Semana 19	4-may-20	10-may-20	295	46	16%
Semana 20	11-may-20	17-may-20	394	74	19%
Semana 21	18-may-20	24-may-20	359	89	25%
Semana 22	25-may-20	31-may-20	423	92	22%
Semana 23	1-jun-20	7-jun-20	365	62	17%
Semana 24	8-jun-20	14-jun-20	385	47	12%
Semana 25	15-jun-20	21-jun-20	266	41	15%
Semana 26	22-jun-20	28-jun-20	235	27	12%
Semana 27	29-jun-20	5-jul-20	206	38	19%
Semana 28	6-jul-20	12-jul-20	142	44	31%
Semana 29	13-jul-20	19-jul-20	141	25	18%
Semana 30	20-jul-20	26-jul-20	171	12	7%
Semana 31	27-jul-20	2-ago-20	138	25	18%
Semana 32	3-ago-20	9-ago-20	167	28	17%
Semana 33	10-ago-20	16-ago-20	178	28	16%
Semana 34	17-ago-20	23-ago-20	155	16	11%
Semana 35	24-ago-20	30-ago-20	149	17	12%
Semana 36	31-ago-20	6-sep-20	163	19	11%
Semana 37	7-sep-20	13-sep-20	152	17	11%
Semana 38	14-sep-20	20-sep-20	152	25	17%
Semana 39	21-sep-20	27-sep-20	145	32	22%
Semana 40	28-sep-20	4-oct-20	135	36	26%
Semana 41	5-oct-20	11-oct-20	160	46	29%
Semana 42	12-oct-20	18-oct-20	196	24	12%
Semana 43	19-oct-20	25-oct-20	251	63	25%
Semana 44	26-oct-20	1-nov-20	214	88	41%
Semana 45	2-nov-20	8-nov-20	210	54	26%
Semana 46	9-nov-20	15-nov-20	184	48	26%
Semana 47	16-nov-20	22-nov-20	144	51	36%
Semana 48	23-nov-20	29-nov-20	194	106	54%
Semana 49	30-nov-20	6-dic-20	122	22	18%
Semana 50	7-dic-20	13-dic-20	140	27	19%
Semana 51	14-dic-20	20-dic-20	197	22	11%
Semana 52	21-dic-20	27-dic-20	189	43	23%
Semana 53	28-dic-20	31-dic-20	166	33	20%

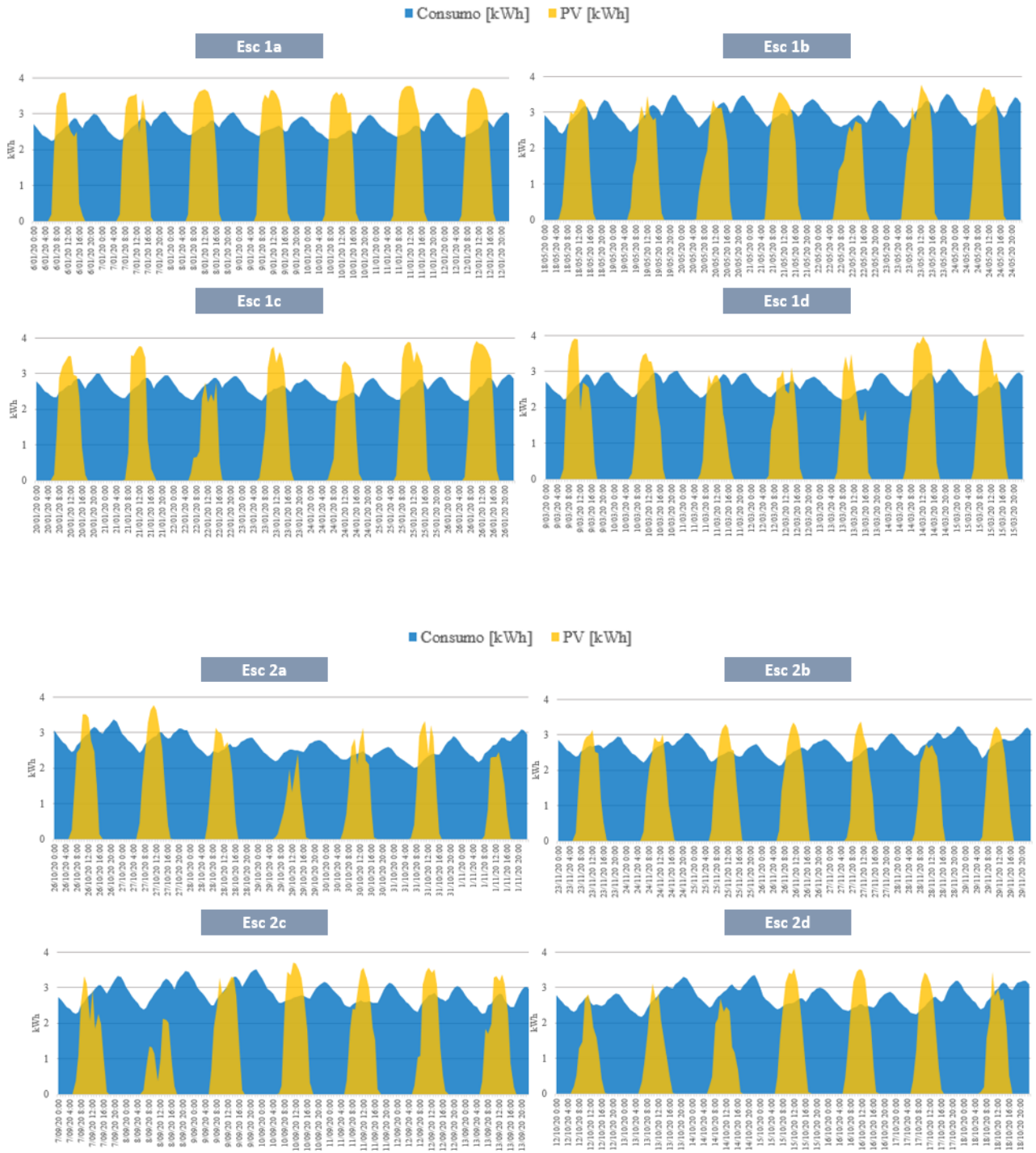
Anexo B. Implementación del problema de optimización en GAMS

```

1  $title OptimizacionSG_v2
2  |
3  Set t  Horas de operacion;
4
5  Parameters
6      S(t)          Precio spot en la hora t
7      PV(t)         Potencia fotovoltaica en la hora t
8      Pconsumo(t)   Potencia en la carga en la hora t;
9
10 *Instrucción para importar parámetros de excel
11 $onEcho > tasks.txt
12     dSet=t         rng=Hoja1!A2     rdim=1
13     par=S          rng=Hoja1!A2     rdim=1
14     par=Pv         rng=Hoja2!A2     rdim=1
15     par=Pconsumo   rng=Hoja3!A2     rdim=1
16 $offEcho
17
18 $call  GDXRW Inputs.xlsx trace=3 @tasks.txt
19 $gdxIn  Inputs.gdx
20 $load  t
21 $load  S, PV, Pconsumo
22 $gdxIn
23
24 Scalars
25     Emax          Nivel maximo en la bateria           /10.24/
26     Pmax          Potencia instantanea máxima         /10.24/
27     Ebat0         Nivel inicial bateria               /5.12/
28     alphac        Factor carga                        /2/
29     alphad        Factor descarga                    /1/
30     lambdamax     Limite max carga                    /1/
31     mumin         Limite min carga                    /0/
32     betaarb       Activación arbitraje                /1/;
33
34 Variables
35     Ebat(t)       Energía en la bateria en t
36     Pbat(t)       Potencia de la bateria en t
37     Pred(t)       Potencia de la red en t
38     SoC(t)        Nivel de carga de la bateria en t
39     z             Funcion de costo;
40
41 * Estados de la Bateria
42 Ebat.up(t) = lambdamax*Emax;
43 Ebat.lo(t) = mumin*Emax;
44 Ebat.fx('1') = Ebat0;
45
46 equations
47     eq_costo      Funcion de costo
48     eq_balance    Ecuacion balance de potencia de la red
49     eq_balbat     Ecuacion de balance en la bateria
50     eq_SoC        Cálculo del SoC
51     eq_Pmaxch     Restriccion de potencia máxima de carga
52     eq_Pmaxds     Restriccion de potencia máxima de descarga
53     eq_Predmin    Potencia minima de red
54     eq_Predmax    Potencia maxima de red;
55
56 eq_costo..      z =e= sum((t),S(t)*Pred(t));
57 eq_balance(t)..  Pred(t) =e= Pconsumo(t) - PV(t) - Pbat(t);
58 eq_balbat(t)..  Ebat(t+1) =e= Ebat0$(ord(t)=1) + Ebat(t)$(ord(t)>1) - Pbat(t);
59 eq_SoC(t)..     SoC(t) =e= Ebat(t)/Emax;
60 eq_Pmaxch(t)..  Pbat(t) =l= alphac*Pmax*(1-SoC(t));
61 eq_Pmaxds(t)..  Pbat(t) =g= -alphad*Pmax*SoC(t);
62 eq_Predmin(t).. Pred(t) =g= -betaarb*Pmax;
63 eq_Predmax(t).. Pred(t) =l= 6.31;
64
65 model optSG /all/;
66
67 solve optSG using lp minimizing z;
68

```

Anexo C. Perfiles de Generación y Consumo para cada escenario considerado



Anexo D. Perfiles de precio spot para cada escenario en comparación con el Caso Base

