

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

Jesús Cabrera, Luis Gabriel Marín, and Juan Carlos Bedoya,

Resumen—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.

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

I. INTRODUCCIÓN

LA Comisión Federal de Regulación de Energía de los Estados Unidos (FERC, por sus siglas en inglés) define a los Servicios Complementarios (SSCC) como aquellos necesarios para garantizar la transmisión de energía desde el productor hasta el consumidor, manteniendo la operación confiable del sistema interconectado [1]. 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.

Con la incorporación de los Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS, por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico se introducen nuevas aplicaciones, los ESS pueden ser utilizados dentro de las estrategias de operación como elementos de gestión del recurso energético, por lo que es necesario revisar los servicios provenientes de estos nuevos elementos. Por ejemplo, los ESS pueden regular la curva de carga diaria, nivelando los valores picos con los momentos

valle, estrategia de operación conocida como *peak shaving*, asimismo, 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)* [2]. 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, obteniendo un beneficio económico.

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 [3].

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[4].

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)[5]. Precisamente la predominancia de las instalaciones detrás del medidor vienen dadas por las aplicaciones de nuevos servicios en los que los ESS pueden participar, ya no solo como elementos de respaldo para el usuario, sino como elementos de respuesta activa para el usuario y la red.

No obstante los cambios que está sufriendo el sistema eléctrico colombiano dada la incorporación de fuentes de generación renovables, los servicios disponibles en el sistema los requeridos por un sistema eléctrico tradicional, por lo que se hace necesario realizar una revisión del marco regulatorio actual aplicable a los servicios presentes en el Sistema Interco-

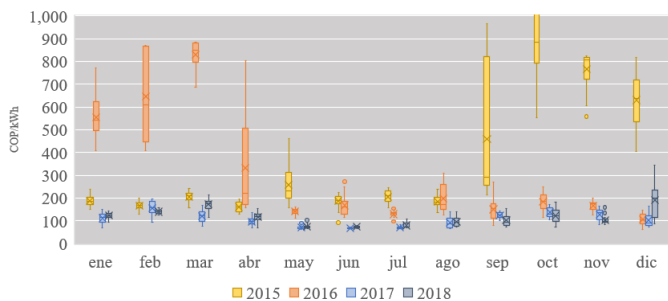


Figura 1. Dispersión mensual del precio spot. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co

nectado Nacional (SIN), junto con una revisión internacional que permita dar señales de posibles cambios regulatorios que permitan la incorporación de nuevos servicios.

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.

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. Esto quiere decir, un esquema de remuneración de Costo por Servicio, 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, el comportamiento del precio spot en el sistema eléctrico colombiano, es altamente variable, 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 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.

En el presente trabajo se muestra el comportamiento de una microrred conectada a la red principal, a la que se incorporó un Sistema de Gestión de Energía (EMS, por sus siglas en inglés) para los elementos al interior de la microrred, considerando las consignas operativas del sistema eléctrico colombiano. Dicho EMS además de considerar las restricciones operativas, 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 y que dada la volatilidad del precio spot, realice intercambios de energía entre la microrred y la red principal, que le permitan obtener beneficios.

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.

II. REVISIÓN MARCO REGULATORIO

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.

II-A. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SIN

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.

II-A1. 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 incursione por fuera de dicho rango.

- Regulación Primaria de Frecuencia (RPF): 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; dada su obligatoriedad de cumplimiento no existe un mercado de remuneración.
- 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.

- 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 [6].

II-A2. Control de Tensión: Los parámetros básicos vienen definidos en el Código de Operación, en el que se establece 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, por lo que no existe un mercado de SSCC para el control de tensión.

II-A3. 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.

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 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): 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.

II-B. 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, ya 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”[7].
- 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 ESS, que por lo general es un periodo de baja demanda y bajo precio. El segundo momento es de entrega o de descarga, 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”.

II-C. 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 [8].

- 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. 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, permitiendo garantizar la atención económica de la demanda.
- 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[8].

II-D. REMUNERACIÓN DE EXCEDENTES EN EL SIN

Otro de los esquemas de remuneración presentes en el SIN para la compensación económica de los Recursos Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) se encuentra definido por la Resolución CREG 174 de 2021, mediante la cual se define el Esquema regulatorio para la comercialización de excedentes de Auto Generador 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 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.

II-E. REMUNERACIÓN DE SSCC EN MERCADOS INTERNACIONALES

A nivel internacional, 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 [9], 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.

De la revisión realizada, son de interés las condiciones regulatorias presentes en el mercado Australiano y en el de California.

- Australia: Actualmente el sistema australiano cuenta con ocho mercados en tiempo real para la prestación de servicios auxiliares denominados *Frequency Control Ancillary Services* (FACS), 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. Aunque en el mercado australiano no existe la figura de un agente especial asociado a recursos de almacenamiento, los ESS se pueden registrar con una doble figura, como consumidores y como generadores, lo que les permite la prestación de servicios de mercado [8].
- California: De acuerdo con señalado por el operador del sistema (CAISO), el desarrollo de ESS viene de la mano de la necesidad de soportar las unidades de generación variable dada la alta penetración de éstos recursos. California aún se encuentra desarrollando una propuesta regulatoria para la integración de ingresos regulados y de mercado, en pro de potenciar los servicios de los ESS, minimizando el costo trasladado a la demanda [10].

III. PRECIO SPOT EN EL SISTEMA COLOMBIANO

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 (*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. 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,

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.

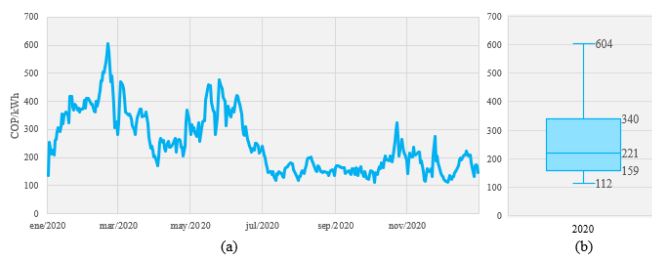


Figura 2. Precio spot para el año 2020. (a) Promedio diario (b) Dispersión de los promedio diarios. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co

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.

Debido a esto, el 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.

Igualmente, el sistema afronta el desarrollo de fenómenos extremos de tipo ENSO², que afectan 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.

En la Figura 2(a) se puede observar el comportamiento estacional del precio spot promedio diario para el año 2020, en la que se puede identificar cómo durante los meses de febrero y abril se presentaron los mayores precios (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 2(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 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, para lo que se analizará el Coeficiente de Variación³ (CV) del precio horario para cada una de las semanas del año. De la Figura 3 se puede identificar a noviembre como el mes de mayor variabilidad, teniendo la Semana 4 un CV del 54%. En contraste, se puede ver cómo los meses de agosto

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.

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

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

El CV será utilizado como métrica para identificar la variabilidad del precio spot horario por semana, y servirá para analizar el comportamiento de la microrred ante distintos escenarios de precio.

Para analizar el efecto de la estacionalidad y de la variabilidad presente en el precio spot, se proponen considerar distintos escenarios de precio, tal como se muestra en la Figura 4, agrupados según la estación, (a) precios de la temporada seca, y (b) precios de la temporada húmeda; para cada escenario se muestra el respectivo CV.

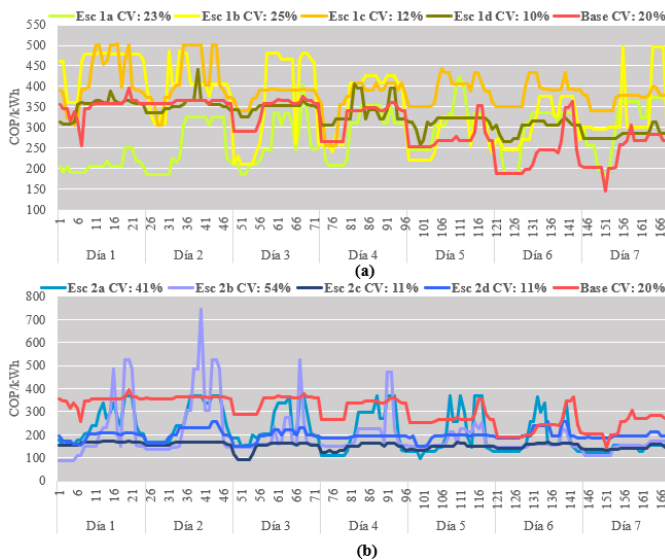


Figura 4. Escenarios de precio spot, separados por estación (a) Seca y (b) húmeda. Elaboración propia. Fuente: www.xm.com.co

IV. ESTRATEGIAS DE ARBITRAJE

De acuerdo con [11] 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.

V. ANÁLISIS DE LA MICRORRED

V-A. 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[12]. A continuación, se describen los niveles involucrados al realizar un control jerárquico, y las características operativas presentes en cada nivel.

- Control Primario: también conocido como control local o interno, se basa exclusivamente en medidas locales y no requiere comunicación, asegurando que los valores de tensión y frecuencia se encuentre entre los límites permitidos. Los controles primarios están diseñados para operar independientemente, reaccionando predeterminadamente a eventos locales de forma instantánea.

- Control Secundario: también conocido como 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 el presente trabajo, se implementa un control en el segundo nivel, modelando un EMS, que permita incorporar a la operación de la microrred la operación óptima de sus elementos junto con las reglas asociadas al arbitraje.

V-B. DISEÑO DE LA MICRORRED

El presente trabajo evalúa 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 5 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 EMS, encargado de tomar las decisiones operativas del sistema, cumpliendo una serie de reglas que serán descritas más adelante.

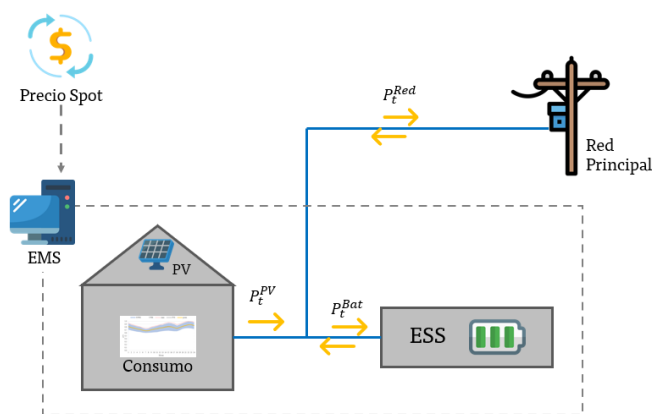


Figura 5. Descripción de la microrred.

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} .

V-C. 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

La planta de referencia, cuenta con paneles Jinkosolar 345W⁴, 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%, 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.

V-D. PERFIL DE CONSUMO

Se considera un usuario con perfil de consumo residencial, y 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. El perfil de consumo posee un 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.

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.

V-E. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO (ESS)

Para el sistema de almacenamiento, se seleccionó una batería de litio de referencia BYD B-BOX Pro⁵ 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. 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.

⁴Datasheet [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)

⁵Datasheet: <https://en.byd.com/wp-content/uploads/2017/06/b-box-eur-spec.pdf>

VI. PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

De acuerdo con la revisión en la literatura([13], [14], [15], [16]), 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, con el objetivo de maximizar las ganancias para el dueño del ESS. Sin embargo, en este tipo de sistemas la única fuente de energía con que cuentan es 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 [17]. 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.

El problema de optimización simulado en el presente trabajo viene dado por la Ecuación 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. Ts 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.

$$\begin{aligned} & \min_{P_t^{Bat}} \sum_{t=1}^N S_t P_t^{Red} Ts & (1) \\ \text{s.a. } -\beta P^{Bat.max} & \leq P_t^{Red} \leq \gamma P^{Consumo.max} & (2) \\ & E_{t+1}^{Bat} = E_t^{Bat} - P_t^{Bat} Ts & (3) \\ & P_t^{Red} = P_t^{Consumo} - P_t^{PV} - P_t^{Bat} & (4) \\ & E_{min} = \mu C_n \leq E_t^{Bat} \leq E_{max} = \lambda C_n & (5) \\ & -P_t^{max.carga} \leq P_t^{Bat} \leq P_t^{max.descarga} & (6) \end{aligned}$$

Las restricciones consideradas en el presente modelo fueron adaptadas de [18], de tal forma que se pueda controlar el comportamiento dinámico de la microrred. Cabe aclarar que para este modelado, no se asumen pérdidas, congestiones de red o regulación de tensión por tratarse de un control secundario.

La Ecuación 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.

En la Ecuación 3 se modela la dinámica en el tiempo de la batería, incluida al problema de optimización como un modelo lineal simplificado, en donde $P_t^{Bat} Ts$ representa la energía que entrega/recibe la batería, todo esto en el periodo t . En dicha ecuación 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.

Así mismo, se incluye el balance de potencia de la red tal como se muestra en la Ecuación 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+} .

En la Ecuación 5, se representan 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, simulando una operación con descarga profunda.

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 tal como se muestra en la Ecuación 6. Aquí los límites se aproximan linealmente, tal que $P_t^{max.carga} = \alpha_c P^{Bat.max} SoC_t$ y $P_t^{max.descarga} = \alpha_d P^{Bat.max} (1 - SoC_t)$. En donde $P^{Bat.max}$ 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) indica el valor porcentual de la capacidad nominal en el instante t , y α_c y α_d son parámetros de ajuste. 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.

VII. INDICADORES DE DESEMPEÑO

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 [17], [18] y [19], adaptados a la microrred en estudio.

VII-A. 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. De la Ecuación 7, P_t^{PV} es la generación del sistema fotovoltaico, y $P_t^{Red^-}$ representa la potencia inyectada a la red. Este KPI debe estar entre 0 y 1; valores cercanos a 1 indican un alto auto consumo en la microrred.

$$PVSC = \frac{\sum_{t=1}^{N=168} (P_t^{PV} - P_t^{Red^-})}{\sum_{t=1}^{N=168} P_t^{PV}} \quad (7)$$

VII-B. EQUIVALENT FULL CYCLES (EFC)

EFC indica el número de descargas completas que el ESS realiza en todo su tiempo de uso. De la Ecuación 8 $P_t^{Bat^+}$ 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.

$$EFC = \frac{P_t^{Bat^+} T_s}{C_n} \quad (8)$$

VII-C. LOAD FACTOR Y LOAD LOSS FACTOR

Load Factor (LF) cuantifica el ratio entre la potencia promedio de la red (P_t^{Red}) y el pico de potencia durante un periodo dado, indicando 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.

$$LF = \frac{AVG(|P_t^{Red}|)}{\max(P_t^{Red})} \quad (9)$$

Por su parte, el Load Loss Factor (LLF) cuantifica las pérdidas incurridas como resultado de la potencia pico, y se muestra en la Ecuación 10.

$$LLF = \frac{AVG((P_t^{Red})^2)}{\max((P_t^{Red})^2)} \quad (10)$$

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

VII-D. 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 11 se muestra su cálculo en donde $\Delta P_t^{Red} = P_t^{Red} - P_{t-1}^{Red}$

$$MPD = \max(|\Delta P_t^{Red}|) \quad (11)$$

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 12.

$$APD = \frac{1}{N = 168} \sum_{t=1}^{N=168} |\Delta P_t^{Red}| \quad (12)$$

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

VII-E. EMISIONES

El KPI EM cuantifica las toneladas equivalentes de CO_2eq en las que se incurren por la absorción de energía de la red principal, su cálculo se muestra en la Ecuación 13. Se toma como referencia el factor de emisión ($FE = 0,7tCO_2eq/MWh$), aplicable para el sistema colombiano para 2020 [20].

$$EM = \sum_{t=1}^{168} P_t^{Red^+} * FE \quad (13)$$

VIII. RESULTADOS

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.

VIII-A. ANÁLISIS DE CASOS

De acuerdo con los escenarios de precio mostrados en la Figura 4, se seleccionan los valores correspondientes de generación y consumo para evaluar el desempeño de la microrred ante distintas condiciones operativas, con lo que se tiene:

- **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.

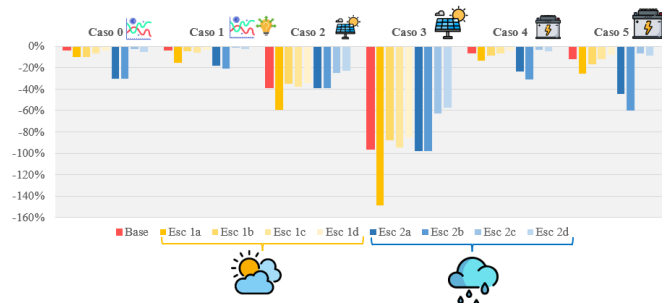


Figura 6. Reducción en el costo de operación de la microrred, según Caso y Escenario de precio spot

- **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 6. 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 ($\beta = 1$).

Con el **Caso 0**, se analiza el impacto que tiene solamente la variación en el precio spot en la operación de la microrred (generación y consumo se mantienen igual que en el Caso Base); 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 7 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.

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. 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.

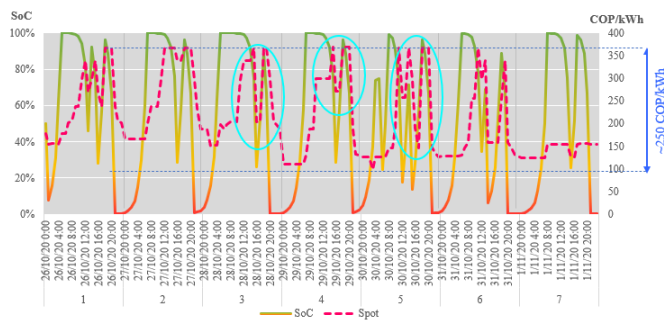


Figura 7. Operación de la batería en el Caso 0 para el Escenario 2a de precio spot

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).

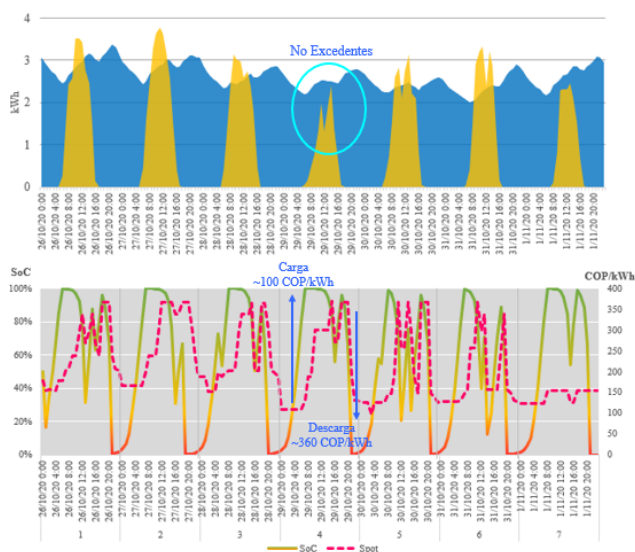


Figura 8. Operación de la batería en el Caso 5 para el Escenario 2a de precio spot

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).

En la Figura 8 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.

VIII-B. ANÁLISIS KPIS

VIII-B1. Autoconsumo (PVSC): 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 9.

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 9. Resultados KPI: PVSC

VIII-B2. Ciclos de la batería (EFC): Teniendo en consideración la salud de la batería, el valor deseado de EFC es el más 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 10.

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 10. Resultados KPI: EFC

VIII-B3. 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 11.

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 11. Resultados KPI: LF y LLF

VIII-B4. 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 12.

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 12. Resultados KPI: MPD [kW] y APD [kW]

VIII-B5. 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 13.

Emission	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 13. Resultados KPI: EM [t CO₂eq]

IX. CONCLUSIONES

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.

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.

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.

Desde el punto de vista de la microrred, ampliar la capacidad de almacenamiento significa 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 en una microrred con generación fotovoltaica los excedentes de generación estarían concentrados en las horas de radiación solar, horas en las que no

necesariamente se tendrían 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).

REFERENCIAS

- [1] 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.
- [2] 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.
- [3] L. Munera, "Energy Storage – Analysis - IEA."
- [4] J. Liu, C. Hu, A. Kimber, and Z. Wang, "Uses, Cost-Benefit Analysis, and Markets of Energy Storage Systems for Electric Grid Applications," 2020.
- [5] International Energy Agency, "Energy storage – Tracking Energy Integration 2020 – Analysis - IEA."
- [6] Consejo Nacional de Operación, "Acuerdo 1401, Por el cual se aprueba el Esquema de Deslastre Automático de Carga EDAC por baja frecuencia," 2021.
- [7] 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.
- [8] J. M. Mejía Tabora, "Evaluación de esquemas de remuneración de sistemas de almacenamiento de energía con baterías a gran escala conectados a redes de transmisión en Colombia," 2021.
- [9] PSR, Di-Avante, Wolak, and Inostroza, "Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)," 12 2018.
- [10] California ISO, "Storage as a Transmission Asset: Enabling storage assets providing regulated cost-of-service-based transmission service to access market revenues," 2018.
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] 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.
- [14] S. Vejdan and S. Grijalva, "The Value of Real-Time Energy Arbitrage with Energy Storage Systems," 2018.
- [15] 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.
- [16] F. Núñez, D. Canca, and Arcos-Vargas, "An assessment of European electricity arbitrage using storage systems," *Energy*, vol. 242, p. 122916, 3 2022.
- [17] 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.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] Jonathan David Sánchez Rippe and Oscar Iván Galvis Mora, "Cálculo del factor de emisiones de la red de energía eléctrica en Colombia para 2020," tech. rep., Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2020.