



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

SISTEMA DE GESTIÓN ENERGÉTICA PARA LA INTERCONEXIÓN DE MICRORREDES

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

DIEGO FELIPE VEGA REYES

PROFESOR GUÍA:
PATRICIO MENDOZA ARAYA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ANDRÉS CABA RUTTE
DIEGO MUÑOZ CARPINTERO

SANTIAGO DE CHILE
2022

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: **DIEGO FELIPE VEGA REYES**
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: PATRICIO MENDOZA ARAYA

SISTEMA DE GESTIÓN ENERGÉTICA PARA LA INTERCONEXIÓN DE MICRORREDES

En el presente trabajo se muestra el desarrollo de una estrategia de control centralizada para la coordinación de microrredes interconectadas, las comunidades presentan elementos de generación de energía y consumo conectadas a una red de distribución. La coordinación se realiza a nivel de gestión energética y considera la minimización de costos operativos y la coordinación para establecer reservas de servicios complementarios.

Para llevar a cabo el presente trabajo se desarrollaron dos microrredes en el software Typhoon HIL (cuyas siglas HIL en inglés son la abreviatura de *Hardware in the loop*) para realizar pruebas de tipo RMS (por sus siglas en inglés *root mean square*) en tiempo real de los controladores en un dispositivo Typhoon HIL604 enfocado en la fidelidad de las simulaciones.

Se desarrollaron controladores predictivos centralizados con variables enteras mixtas para el modelo y su óptima gestión energética, se utilizan herramientas computacionales como Python, CVXPY y MOSEK entre otras. Se implementa un algoritmo para acelerar la convergencia de la optimización. Los controladores trabajan bajo el supuesto de certeza de mediciones y predicciones perfectas de los recursos renovables y demanda energética para tomar decisiones de compra o venta de energía en función de señales económicas del operador independiente del sistema (ISO por sus siglas en inglés *Independt system operator*) y de la disponibilidad energética futura de los diferentes elementos que conforman las microrredes interconectadas.

El sistema diseñado permite la compra y venta de energía a la red, también puede mantener condiciones de prestación de servicios de reserva de subida y bajada para su respectiva inyección o consumo en el momento que lo determine el ISO.

A mi futura esposa e hijos.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos	3
1.2.3. Alcances	3
2. Marco Teórico	4
2.1. Microrred	4
2.1.1. Conceptos de microrredes	4
2.1.2. Arquitectura de microrredes	5
2.1.2.1. Control de una microrred	6
2.1.3. Recursos energéticos en MG	7
2.1.3.1. Generación solar	7
2.1.3.2. Sistemas de almacenamiento	9
2.1.3.3. Grupos electrógenos	12
2.1.3.4. Demanda eléctrica	14
2.2. Mercado eléctrico	15
2.2.1. Conceptos de mercado eléctrico	15
2.2.2. Servicios Complementarios	18
2.2.2.1. Control de frecuencia	18
2.2.2.2. Control de Tensión	20
2.2.2.3. Control de contingencias	21
2.2.2.4. Plan de recuperación de servicio	21
2.3. Herramientas computacionales	21
2.3.1. Hardware in the loop	21
2.3.2. Optimización en software	33
2.4. Control Predictivo de Modelos	33
2.4.1. Control Predictivo clásico para Sistemas Lineales	34
2.4.2. Control Predictivo para Sistemas no Lineales	36
2.5. Estado del arte	39
2.5.1. Sistema de gestión energética para múltiples microrredes MMGEMS	39
2.5.2. Planificación del sistema y mercado energético para NMG	41
2.5.3. Resiliencia, confiabilidad y estabilidad en NMG	44
2.5.4. Comunicación en NMG	47
2.5.5. Discusión	49

3. Metodología	51
3.1. Herramientas computacionales	53
3.1.1. Hardware in the loop	53
3.1.2. Python	53
3.2. Perfiles de entrada	54
3.2.1. Perfil solar	54
3.2.2. Perfil demanda	54
3.3. Sistema de gestión energética EMS	55
3.3.1. MPC Centralizado Determinístico	55
3.3.2. MPC para reservas de SSCC	60
3.3.3. MPC para operación con SSCC	67
3.4. Caso de estudio	70
4. Resultados y Análisis	75
5. Conclusiones	93
Bibliografía	96

Índice de Tablas

2.1.	SSCC control de Frecuencia [20]	20
2.2.	Conversión de expresiones lógicas a inecuaciones de enteros mixtos [30]	37
2.3.	Funcionalidades de un MMGEMS [37]	41
2.4.	Resumen de trabajos de investigación en panificación y mercado de NMG	43
2.5.	Resumen de literatura para la resiliencia, confiabilidad y estabilidad en NGM	46
2.6.	Resumen	49
3.1.	Capacidad instalada en DER	72
3.2.	Costo normalizado de energía	72
3.3.	Costo por rango de operación generador diésel	72
4.1.	Métricas de operación	90
4.2.	Métricas de costo operacional	91
4.3.	Potencias máximas y mínimas	92

Índice de Ilustraciones

2.1.	Control jerárquico de MGs [3]	6
2.2.	Topologías de comunicación para control de MG [3]	7
2.3.	Estructura básica de una celda fotovoltaica [11]	8
2.4.	Curvas corriente-tensión y potencia-tensión de un panel de silicio de 250 [W] [11]	9
2.5.	Esquema funcional de una celda de energía [12]	10
2.6.	Curvas representativas del comportamiento de baterías [13]	11
2.7.	Diagramas de bloques del modelo de un generador diésel [14]	13
2.8.	Ejemplo de curvas de consumo y eficiencia de un grupo electrógeno diésel [15]	14
2.9.	Curvas representativas del comportamiento de cargas [16]	15
2.10.	Conformación genérica de los mercados eléctricos y sus componentes. [17],	16
2.11.	Remuneración del mercado eléctrico chileno [17]	18
2.12.	Esquema cadena de reservas de Control de Frecuencia [20]	20
2.13.	Typhoon HIL604	22
2.14.	Typhoon HIL604, Inversor de batería	23
2.15.	Typhoon HIL604, batería [23]	24
2.16.	Typhoon HIL604, planta fotovoltaica [23]	25
2.17.	Typhoon HIL604, grupo electrógeno diésel [23]	26
2.18.	Typhoon HIL604, carga variable [23]	27
2.19.	Typhoon HIL604, transformador trifásico [23]	28
2.20.	Typhoon HIL604, componente acoplamiento de núcleo TLM [23]	30
2.21.	Typhoon HIL604, fuente trifásica [23]	31
2.22.	Typhoon HIL604, Editor de esquemas, Tabla de configuración del dispositivo HIL [24].	32
2.23.	Sistema de múltiples agentes con MMG, [35]	42
2.24.	Estructura de comunicación para NMG [37]	48
3.1.	Metodología	52
3.2.	Operación del EMS	70
3.3.	Carga residencial	71
3.4.	Perfiles de irradiancia	71
3.5.	Precios mercado mayorista	73
4.1.	8 hrs de operación EMS centralizado sin reservas MG1	77
4.2.	8 hrs de operación EMS centralizado sin reservas MG2	78
4.3.	8 hrs de operación EMS centralizado en MG1; 50 kW de reservas de subida y bajada	80
4.4.	8 hrs de operación EMS centralizado en MG 2; 50 kW de reservas de subida y bajada	81
4.5.	8 hrs de operación EMS centralizado; 50 kW de reservas de subida y bajada ; reservas de energía	83

4.6.	8 hrs de operación EMS centralizado en MG 1; 100 kW de reservas de subida y bajada	84
4.7.	8 hrs de operación EMS centralizado en MG 2; 100 kW de reservas de subida y bajada	85
4.8.	8 hrs de operación EMS centralizado; 100 kW de reservas de subida y bajada ; reservas de energía	86
4.9.	8 hrs de operación EMS centralizado en MG 1; inyección de 50 kW para prestación de SSCC	88
4.10.	8 hrs de operación EMS centralizado en MG 2; inyección de 50 kW para prestación de SSCC	89

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El año 2021 impulso la demanda mundial de electricidad en mas del 6 % producto de inviernos mas fríos y veranos mas cálidos en el mundo. La International Energy Agency (IEA) plantea que la demanda de energía eléctrica crecerá en un 12 % entre los años 2019 y 2030 aunque también se estudian diferentes escenarios en que podrían disminuir dicho crecimiento. Por otro lado, en Chile la Comisión Nacional de Energía (CNE) pronostica un crecimiento del 2.4 % anualmente durante los próximos 20 años [1], [2].

El efecto de la pandemia y sus consecuencias disminuyo el consumo y por lo tanto las emisiones en los periodos 2020-2021, pero el bajo crecimiento económico que significo, no constituye una estrategia de bajas emisiones válida y permanente en el tiempo. La tendencia creciente de las emisiones solo se invertirá de forma efectiva si se aceleran los cambios estructurales en la forma de producir y consumir la energía en el mundo [1].

Existe un compromiso por una gran cantidad de países de llevar a cabo una disminución de emisiones contaminantes, declarado en la COP26. Sin embargo, teniendo en cuenta parámetros generales que influyen en las emisiones, como por ejemplo el consumo de combustibles fósiles, además del crecimiento de la demanda energética que en un escenario de políticas publicas implica el abastecimiento del crecimiento a partir de fuentes de bajo impacto, aun en escenarios positivos como el mencionado, las emisiones quedan aproximadamente en los niveles actuales [4].

Para entregar cambios estructurales la academia en la última década ha investigado la capacidad que tienen las microrredes para abastecer y conformar ciudades inteligentes con la finalidad de desarrollar mayores rangos de eficiencia, mayor penetración de energías renovables, menores pérdidas por transmisión y mejoras en resiliencia y confiabilidad [5]. Por otro lado, el cambio en la infraestructura existente debe ser incentivado con el desarrollo de posibles mercados emergentes que permitan una participación dinámica y una opción complementaria a las acciones actuales para disminuir las emisiones, en el caso del mercado eléctrico la agregación de demanda en distribución, la comercialización de energía y la inserción de la demanda en mercado de servicios complementarios (SSCC) pueden ser mecanismos que por medio de nuevas tecnologías ayuden a cumplir las metas de reducción de combustibles fósiles para así combatir el cambio climático [1].

Las microrredes (MG, por sus siglas en inglés microgrid) son vistas como la unidad fundamental para lograr las ciudades inteligentes del futuro. Producto de las ventajas que trae consigo, la interconexión de MG urbanas se ha visto como una posibilidad cada vez más llamativa [5]. La academia ha realizado diversas investigaciones para trabajar los principales desafíos de su implementación, pero los costos experimentales de proyectos que consideren grandes infraestructuras son altos y pueden existir dificultades físicas del sistema que no son posibles de prever hasta el momento en que las plantas comiencen a funcionar lo cual puede llevar a costos enormes. Es por eso que la experimentación en Hardware especializado para simular con alta fiabilidad por medio de un gemelo digital, entrega un oportunidad de avances en materias energéticas y de desarrollo de tecnologías [6].

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Implementar un sistema de gestión energética (EMS, en inglés *energy management system*) para la interconexión de microrredes con la capacidad de prestar servicios, comprar y vender energía con la finalidad de evaluar los efectos económicos y técnicos de la red.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos que se abordan en esta memoria son:

1. Implementar un sistema de gestión energética para la interconexión de microrredes, utilizando esquemas de control y/o metodologías de vanguardia.
2. Aplicar principios de mercado de múltiples agentes para la participación de a lo menos 2 MG en un mercado bidireccional de energía y de servicios complementarios.
3. Implementar el sistema de forma experimental utilizando herramientas de *Hardware in the loop*.
4. Evaluar el desempeño del sistema de gestión energética a través de métricas y diferentes escenarios comparándolo entre los modelos a desarrollar.

1.2.3. Alcances

Los alcances del presente trabajo son implementar un sistema de gestión energética con la capacidad de probar el comportamiento de microrredes modeladas e interconectadas para un mercado bidireccional de energía y servicios complementarios. El trabajo consta de una parte inicial de simulación y una etapa experimental. En el proceso no se abordan temas de estabilidad transitoria o subtransitoria ya que el modelo implementado para la simulación en HIL es de tipo de valor eficaz de una señal periódica o RMS por sus siglas en ingles *Root Mean Square*.

En el estudio de interconexión de microrredes existen diversos desafíos que aún se están trabajando como, por ejemplo, la coordinación de protecciones, comunicación eficiente que respalde la privacidad, ataques cibernéticos, electro-movilidad en microrredes, etc. El presente trabajo no aborda estas temáticas y aunque algunas son necesarias como la comunicación, se realizan simplificaciones pertinentes con supuestos de funcionamiento ideal.

La simulación del modelo de microrredes implica requerimientos computacionales altos al momento de simular la interconexión de MG. Uno de los factores a considerar es la resolución temporal de los datos para los diferentes perfiles (solares, eólicos, demanda, consignas de precio), otros son la utilización de la memoria o la simulación de inversores. En este contexto los recursos computacionales del dispositivo HIL son limitados para simular una gran variedad de elementos con alto detalle y con tiempos de entradas exigentes, es por esto que el modelo diseñado se enfoca principalmente en un modelo RMS con tiempos de muestreo convenientes.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Microrred

Una microrred se define como un grupo de cargas interconectadas, recursos energéticos distribuidos (DER), sistemas de almacenamiento de energía (ESS) y cargas controlables para respuesta de la demanda, operados en coordinación para suministrar electricidad de manera confiable. Una microrred tiene límites eléctricos definidos de tal forma que actúa como una única entidad controlable con respecto a la red general, es decir, puede interactuar a través de un solo punto de conexión, el punto de acoplamiento común (PCC)[7]. Otros de los principales componentes que suelen estar en las microrredes son interruptores inteligentes, dispositivos de protección, sistemas de comunicación y control [8].

Las microrredes ofrecen importantes beneficios para los clientes y la red de servicios públicos: mayor confiabilidad, mayor calidad de energía mediante la gestión de cargas locales; reducción de emisiones por la disminución del uso de combustibles fósiles producto de la diversificación de fuentes de energías renovables; mejora la operación económica al disminuir costos de transmisión y distribución (T&D); menores u óptimos costos de inversión en base a los requerimientos de la demanda y eficiencia energética al ofrecer una respuesta dinámica a los precios del mercado [8].

2.1.1. Conceptos de microrredes

A. Operación de una microrred

Las MG pueden funcionar en dos modos de operación: conectado a la red y en modo isla. En el modo conectado a la red, la MG puede intercambiar energía con la red aguas arriba, en función de la electricidad generada y su demanda de carga, la red aguas arriba puede ver a la MG como una carga o un generador AC más, de esta forma puede vender o comprar energía y mantener su estabilidad en base a la interacción con la red general, luego los inversores de la MG operan como inversores de fuente de corriente (Current Source Inverters, CSI) que toman la tensión establecida por la red para orientarse y de los cuales se debe controlar la potencia activa y reactiva que inyectan [8].

En el modo desconectado de la red la MG opera para regular el voltaje y la frecuencia utilizando sus propios recursos, a la vez, debe velar por la óptima utilización de los recursos

de forma diversificada al inyectar potencia activa y reactiva a las cargas, es decir, utilizar los generadores distribuidos (GD) de la microrred de forma que no se lleve toda la carga un solo generador.

La microrred puede alternarse entre estos modos a conveniencia, por ejemplo, para actuar de forma dinámica ante los precios del mercado. En las transiciones de estado conectado a la red y modo isla, la MG debe asegurar una transición suave de forma de ser capaz de sincronizarse a la red principal.

B. Tipos de microrredes

Existen MG de corriente alterna (AC), de corriente continua (DC) e híbridas (AC-DC). Las MG AC son dominantes en el escenario actual pero las MG DC están ganando popularidad debido a la disponibilidad de energía a partir de paneles fotovoltaicos (y su disminución de costos a lo largo de los años) y cargas cuyo consumo es en corriente continua (como luces led, computadores, teléfonos móviles entre otros electrodomésticos) [8]. El desarrollo de conversión de energía basados en semiconductores y el ahorro de energía por menores etapas de conversión de la energía, permiten que las microrredes DC se vean como una opción a considerar para un desarrollo eficiente [9].

Las MG AC suelen tener fuentes de energía AC y cargas AC utilizando convertidores de potencia si es necesario (por ejemplo, para unidades de generación de energía eólica). Fuentes de energía y cargas en corriente continua también pueden conectarse a la MG pero son necesarias interfaces de electrónica de potencia lo cual significa mayores pérdidas de energía [3].

2.1.2. Arquitectura de microrredes

En los sistemas de control de microrredes se suele utilizar un sistema jerárquico usualmente de tres niveles o capas las cuales se denominan control primario, secundario y terciario (ver Figura 2.1). El bucle de *control primario* se implementa utilizando el denominado *control droop* que emula el comportamiento de una máquina síncrona al utilizar las curvas de estatismo de los diferentes recursos distribuidos, de esta forma utiliza información local y no requiere comunicación, responde a la dinámica del sistema y a los transitorios por lo que entre las capas del control jerárquico es la más rápida en actuar operando en tiempos menores a 1 segundo. El lazo de *control secundario* tiene el objetivo de restaurar las variables de voltaje y frecuencia a sus valores nominales, actúa después del control primario y en tiempos más lentos en torno a varios segundos. Luego, el *control terciario* se implementa con el propósito de lograr un funcionamiento óptimo a largo plazo de la MG en aspectos como el despacho económico, la previsión de carga en el tiempo y la gestión óptima de la energía, actúa en torno a varios minutos. En la Figura 2.1 se puede observar un ejemplo de los tiempos de respuesta según el nivel de control. En publicaciones de los últimos años este es el nivel de la arquitectura de la microrred que participa en la coordinación de la interconexión de microrredes en donde se trata la comercialización de energía y requisitos de la red en general (soporte de voltaje, regulación de frecuencia, etc)[3], [8],[7], [10].

Los objetivos de cada capa del control jerárquico pueden variar dependiendo de las diferentes topologías de microrredes ya sean MG-AC MG-DC o MG-Híbrida, por ejemplo, en una MG-DC no es necesario control de frecuencia.

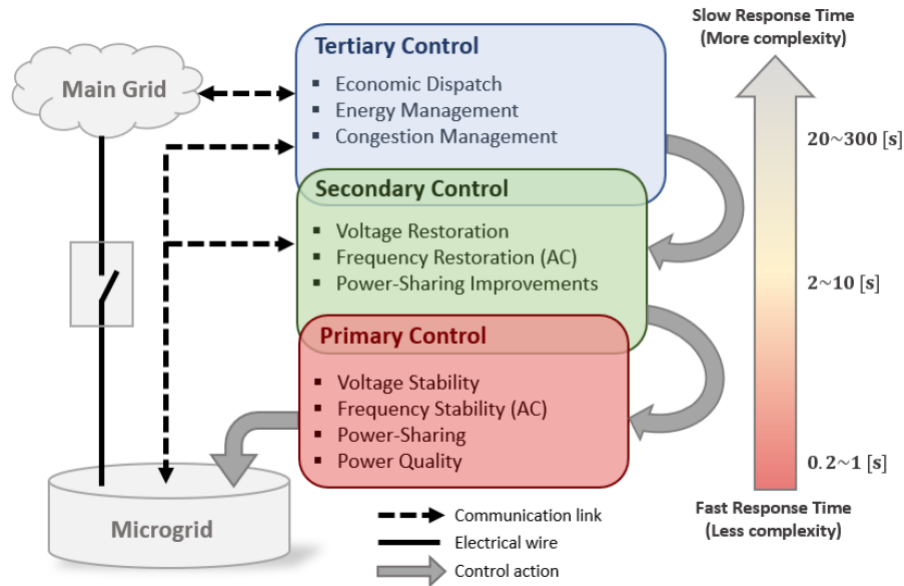


Figura 2.1: Control jerárquico de MGs [3]

2.1.2.1. Control de una microrred

En cualquiera de las capas del control jerárquico y en cualquier tipo de topología de MG, se pueden aplicar tres tipos de metodologías para el control. Estas se definen como centralizadas, descentralizadas y distribuidas. En la Figura 2.2 se muestran las topologías de comunicación que las diferencian. Se da a conocer una descripción general de cada estrategia de control:

A. Control centralizado

En este caso el control se le llama centralizado ya que toda la información de la microrred o de la capa de la microrred se centra en un solo ente el cual debe tener la capacidad de procesar toda la información transmitida desde los diferentes recursos distribuidos (DER) y sensores en la MG. El control centralizado no es muy robusto [3].

B. Control descentralizado

En este caso no se utiliza comunicación entre los recursos distribuidos, a través de controladores locales de los DER que suelen utilizar control droop en base a curvas V-Q y fr-P, se reparten la carga. En este tipo de control se dificulta la implementación de las capas del secundaria y terciaria del control jerárquico, ya que carece de comunicación [3].

C. Control distribuido

Para el control distribuido se implementa una red de comunicación entre todos los DER de la MG para llevar un esquema de múltiples agentes con objetivos locales colaborativos para obtener objetivos globales. Este tipo de metodología de control tiene muchas ventajas con

respecto a las otras metodologías, entre estas se mencionan [3], [10]:

- Menores requerimientos o costos computacionales.
- Mayor confiabilidad por redundancia de controlador, si falla un DER, su controlador local o falla un nodo de comunicación, el sistema seguirá funcionando.
- La toma de decisiones locales reducen el uso de la red, disminuyendo los requisitos de ancho de banda en la comunicación.
- El mantenimiento y actualización del sistema se puede realizar sin apagar todo el sistema, por ejemplo, realizando reparaciones en un solo DER a la vez.
- La información histórica de energía del usuario se almacena localmente, lo que protege la privacidad del usuario.

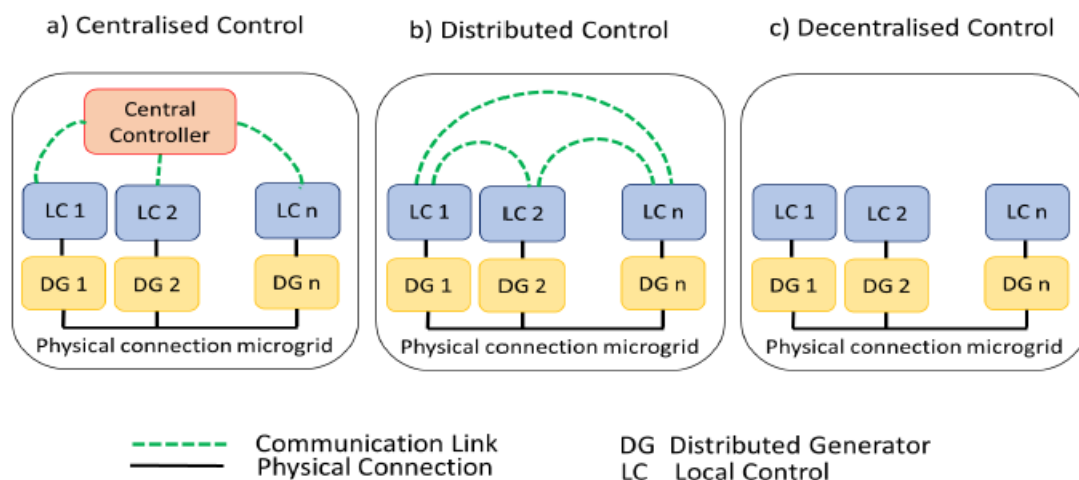


Figura 2.2: Topologías de comunicación para control de MG [3]

2.1.3. Recursos energéticos en MG

2.1.3.1. Generación solar

El sol es la fuente principal de energía del planeta y se considera un recurso infinito a escala humana. La generación de energía en base a la radiación solar se obtiene a partir de celdas fotovoltaicas, su principio de funcionamiento fue descubierto en 1839 por el francés Bequerel, en investigaciones sobre electrolitos. En 1883 Charles Fritts construyó la primera celda con una eficiencia del 1% para luego en 1905 A. Einstein dar explicación al fenómeno a partir de la teoría cuántica de la luz [11].

Una celda fotovoltaica consiste en dos capas de silicio, una de ellas dopada p y la otra dopada n , para facilitar el desplazamiento de los electrones (y huecos) liberados por el impacto de un fotón. Una capa de silicio dopada n (negativo) se consigue dopando el silicio con átomos pentavalentes (fósforo, arsénico, antimonio) ya que de esta forma se aumenta el número de electrones disponibles para la conductividad eléctrica. Una capa de silicio p (positivo) se

consigue dotándolo con átomos trivalentes (boro, indio, galio), con lo que se reduce el número de electrones de valencia disponibles para la conducción dando espacio para los denominados huecos [11].

La estructura de una celda fotovoltaica se puede observar en la Figura 2.3, la celda consiste en una capa de silicio n sobre otra de silicio tal que la superficie de contacto o transición p/n hace de barrera para el intercambio de electrones y de huecos, de esta forma se crea un potencial eléctrico entre ambas capas. Colocando superficies metálicas conductoras sobre y bajo estas capas se conforma la celda fotovoltaica, luego por efecto del campo eléctrico que se genera en la zona de transición (también llamada zona de agotamiento) se consigue una circulación mínima de electrones desde el semiconductor tipo p hacia el tipo n y la circulación de huecos desde el semiconductor tipo n al tipo p , es decir, una corriente eléctrica que circula por la carga. Este fenómeno se incrementa al incidir la radiación solar sobre la superficie del semiconductor [11].

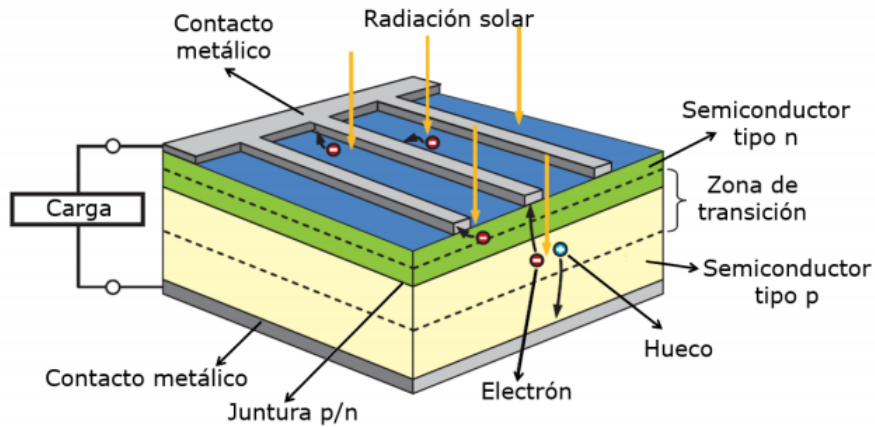


Figura 2.3: Estructura básica de una celda fotovoltaica [11]

Actualmente la eficiencia de las celdas varía según la tecnología que se utilice (silicio amorfo, policristalino o monocristalino) que puede ser desde un 5% hasta un 30% con las tecnologías más recientes [11].

Un panel solar, placa solar o módulo solar es un conjunto de celdas solares en serie y/o en paralelo. Debido a que corrientes altas aumentan las pérdidas, las celdas se suelen conectar en serie para mantener una tensión individual. Los paneles solares en el comercio alcanzan potencias de hasta 400W y tensiones de 36-100V. En la Figura 2.4 se puede observar las curvas características de voltaje-corriente y voltaje potencia de un panel solar. Los paneles al igual que las celdas se pueden conectar en serie para aumentar la tensión o en paralelo para aumentar la corriente [11].

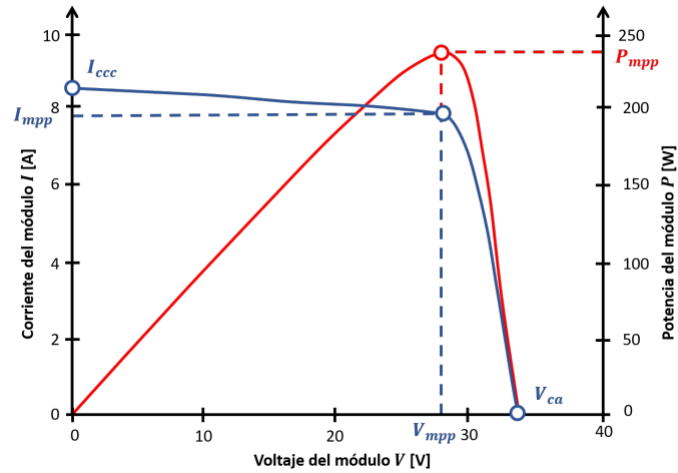


Figura 2.4: Curvas corriente-tensión y potencia-tensión de un panel de silicio de 250 [W] [11]

La energía generada por los paneles fotovoltaicos es en corriente continua, por lo que usualmente se utiliza un inversor para lograr la transformación a corriente alterna [11].

2.1.3.2. Sistemas de almacenamiento

Existen diversas tecnologías mecánicas y eléctricas para el almacenamiento de energía, las cuales se utilizan dependiendo del uso y los periodos de tiempo necesarios de almacenamiento. Los sistemas de almacenamiento de energía por batería (BESS) se utilizan en las microrredes, usualmente son en base a tecnologías químicas de ion-litio (las cuales también se utilizan en vehículos eléctricos) o de plomo-ácido. Los BESS son un buen complemento a las tecnologías de generación en base a energía renovables ya que pueden absorber o mitigar los efectos de la variabilidad de los recursos renovables. En los sistemas eléctricos de distribución los BESS en conjunto con una electrónica de potencia adecuada tienen la capacidad de mejorar la calidad de energía del sistema prestando diferentes servicios auxiliares [12].

Los sistemas acumuladores están conformados por su unidad básica la celda. Físicamente la celda tiene un ánodo, un cátodo, un material separador no conductor de electricidad y un electrolito como se muestra en la Figura 2.5. Las celdas se pueden agrupar en paralelo al conectar los colectores positivos y negativos, esto permite contenerlos en carcasas uniformes que pueden variar su forma y tamaño según su uso [12].

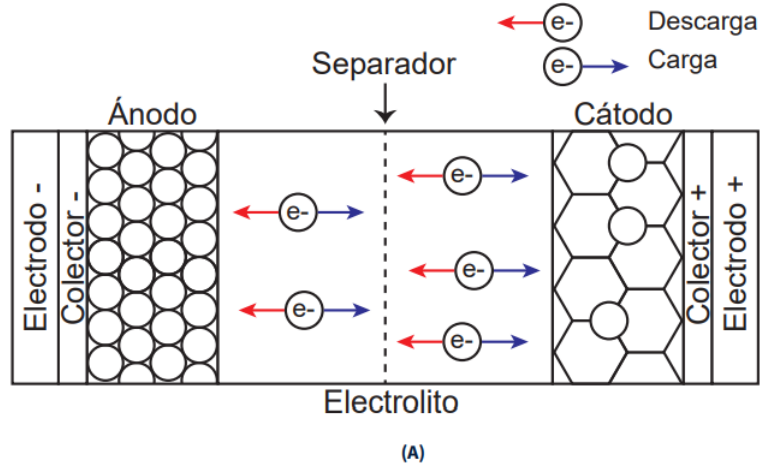


Figura 2.5: Esquema funcional de una celda de energía [12]

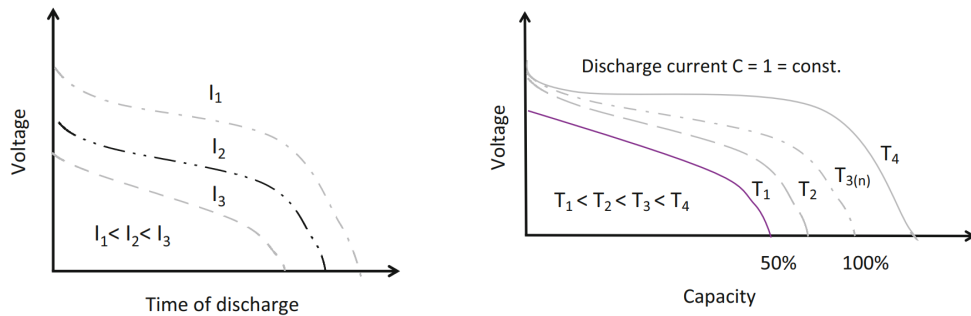
Considerando el formato y la química de la batería es posible determinar la energía que es capaz de almacenar por volumen o por masa. Estas unidades son conocidas como densidad de energía volumétrica δ o gravimétrica μ , medidas en $\frac{Wh}{litros}$ o $\frac{Wh}{kg}$ respectivamente, además, si se tiene el valor de la tensión nominal del sistema se puede definir la capacidad C en Ah con los valores anteriores según la ecuación 2.1. Cabe destacar que si el fabricante entrega alguno de estos datos, es posible calcular con aceptable precisión la energía que la batería es capaz de almacenar [12].

$$\begin{aligned}
 E_{batería}^{nominal} kWh &= \frac{\delta[\frac{Wh}{litros}]Vol_{batería}[litros]}{1000} \\
 E_{batería}^{nominal} kWh &= \frac{\mu[\frac{Wh}{kg}]mas_{batería}[kg]}{1000} \\
 E_{batería}^{nominal} kWh &= \frac{C[Ah]Vol_{OC}^{nominal}[V]}{1000}
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

Otros parámetros de las baterías son el estado de carga (SoC, por sus siglas en inglés) que representa el nivel de energía del banco de baterías que posee actualmente, se representa en porcentaje de 0 a 100 %. Por otro lado, está el estado de salud (SoH, por sus siglas en inglés) de la batería que establece el porcentaje de energía que es capaz de almacenar actualmente respecto a su capacidad de fábrica, se mide en porcentaje de 0 a 100 %. Luego está la profundidad de descarga (DoD, por sus siglas en inglés) que es el complemento del SoC y se utiliza usualmente por el fabricante para dar a conocer las cotas en que se debe mantener los niveles de energía almacenada en la batería para no dañar su vida útil[12]. Las definiciones anteriores se pueden definir como se muestra en las expresiones de 2.2.

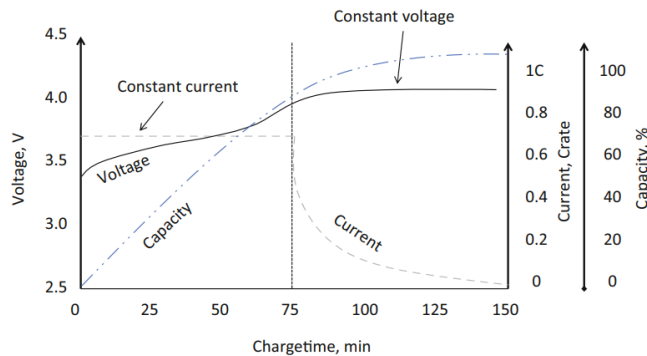
$$\begin{aligned}
 SoC &= 100 \left(\frac{C_{instante}}{C_{nominal}} \right) [\%] \\
 SoH &= 100 \left(\frac{C_{actual}^{nominal}}{C_{fabrical}^{nominal}} \right) [\%] \\
 DoD &= 100 - SoC [\%]
 \end{aligned}
 \tag{2.2}$$

Existen diversas expresiones matemáticas y conceptos que caracterizan con más detalles el comportamiento de la energía almacenada de una batería, por ejemplo, su carga y descarga. Las dinámicas de las baterías suelen tener comportamientos no lineales por efectos de temperatura o efectos químicos internos que cambian el comportamiento de los elementos que la componen. El comportamiento de la batería en función de diferentes variables se puede ver en la Figura 2.6 donde se muestran curvas características con respecto a diferentes corrientes de descarga y diferentes temperaturas, además, en la Figura 2.6c se muestran diferentes curvas de la capacidad, tensión y corriente en un proceso de carga para una batería Ion-litio, se observan puntos en que la linealidad de ciertas variables cambia al llegar a un valor determinado de tensión en la batería [13].



(a) Tensión versus tiempo de descarga para diferentes niveles de corriente de descarga.

(b) Tensión versus capacidad para diferentes temperaturas.



(c) Tensión, corriente y capacidad versus tiempo de carga en una batería Ion-litio

Figura 2.6: Curvas representativas del comportamiento de baterías [13]

2.1.3.3. Grupos electrógenos

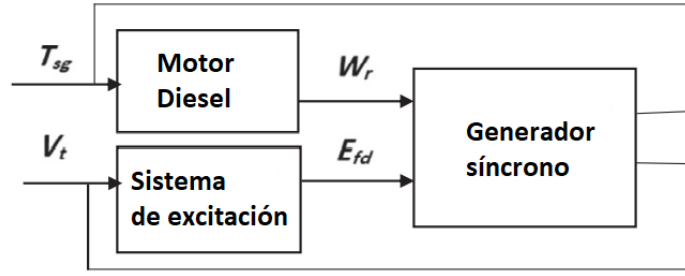
Un grupo electrógeno consta de un generador eléctrico y un motor de combustión interna comúnmente de diésel o gas. Se suelen utilizar cuando existe déficit de generación de energía eléctrica en algún lugar. Se fabrican en tamaños que van desde algunos kW hasta los 30 MW. Estas máquinas se caracterizan por tener una partida rápida (algunos minutos) y por presentar un funcionamiento eficiente en un amplio rango de cargas. Requieren abastecimiento de aire y combustible, así como agua para refrigeración [11].

En la Figura 2.3a se observan las partes principales que permiten la generación de electricidad, el motor a diésel, el generador síncrono y el sistema de excitación. En la Figura 2.3b se muestra un diagrama típico de un motor que funciona con diésel, algunos de sus parámetros son la constante de torque, K_1 constante del diseño físico del motor; la constante de torque del actuador, k_2 para controlar el flujo de combustible; la constante del conductor de corriente, k_3 para controlar el actuador; el tiempo de retardo, τ_1 tiempo en que se demora en convertir el flujo de combustible en un par mecánico; la constante de tiempo del actuador, τ_2 ; la constante de inercia, H_1 ; y el factor de amortiguación, K_D [14].

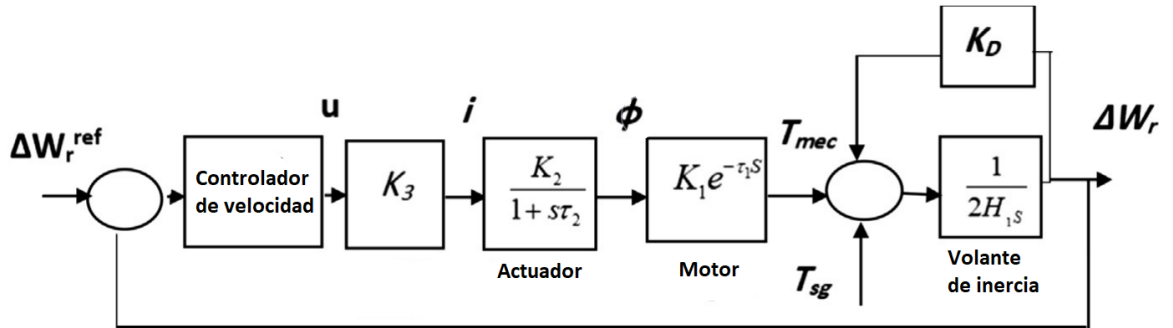
El modelo del motor típicamente está compuesto por un controlador de velocidad conformado a partir de un actuador mecánico o electromecánico que controla la cantidad de combustible inyectado, de esta forma, permite garantizar una velocidad constante del motor a través de una retroalimentación del error de control como se observa en la Figura 2.3b. El motor convierte el flujo de combustible ϕ en un par mecánico T_{mec} tras un tiempo τ con una constante de par del motor K_1 como se muestra en la expresión (2.3). [14]

$$T_{mec}(s) = K_1 e^{-\tau s} \phi(s) \quad (2.3)$$

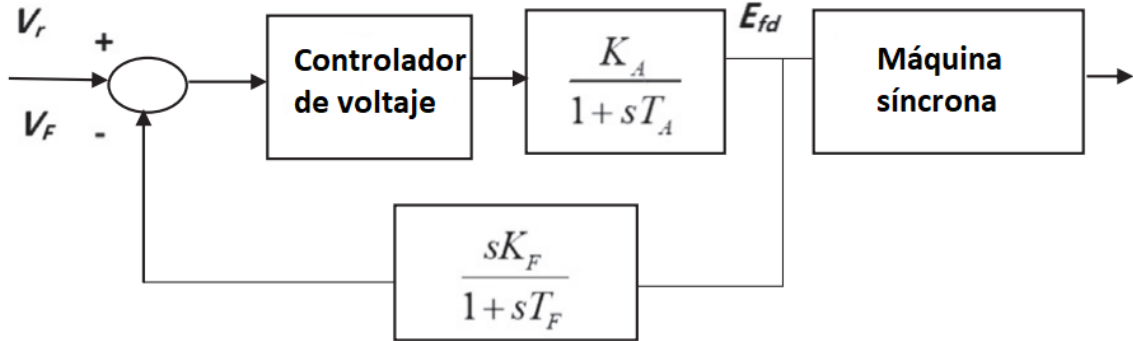
El sistema de excitación tiene un gran impacto en el rendimiento dinámico y la funcionalidad del generador diésel. Las principales funciones del sistema de excitación son controlar la tensión en los terminales con la precisión adecuada. El diagrama de bloques del sistema de control de la excitación se ilustra en la Figura 2.3c. El sistema de excitación está representado por un sistema de primer orden. El sistema de excitación de corriente continua proporciona un flujo que induce corrientes al rotor, el cual al girar induce una corriente alterna en el estator de la máquina síncrona [14].



(a) Diagrama de las partes principales de un generador diésel



(b) Diagrama del control de un motor a diésel



(c) Diagrama del sistema de excitación

Figura 2.7: Diagramas de bloques del modelo de un generador diésel [14]

Las ecuaciones relativas utilizadas en el modelo de una máquina síncrona se obtienen a partir de las ecuaciones de Park-Blondel donde el torque se define como la ecuación de (2.4). La variables de índice d y q hacen referencia a los ejes directo y en cuadratura solidarios al movimiento del rotor, las variables E , X e I corresponden a los flujos, impedancias equivalentes y corrientes respectivamente en los ejes del circuito del rotor, mientras que las comillas hacen referencia a las variables equivalentes vistas desde el rotor o desde el estator. La máquina síncrona es una de las máquinas eléctricas más implementadas y con gran complejidad en la industria, más detalle de su funcionamiento se puede obtener de [11].

$$T_{sg} = E_d'' I_d + E_q'' I_q - (X_d' - X_q'') I_d I_q \quad (2.4)$$

Los grupos electrógenos suelen trabajar en un rango de eficiencia variable dependiendo de la carga a la que operen, esta relación se observa principalmente en el consumo de combustibles y en sus costos operativos como se observa en la Figura 2.8, [15].

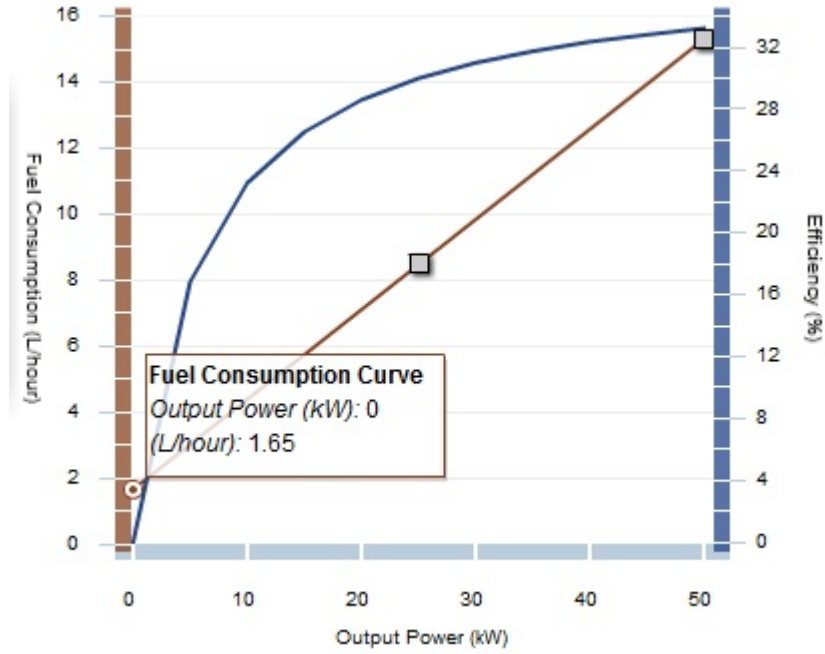
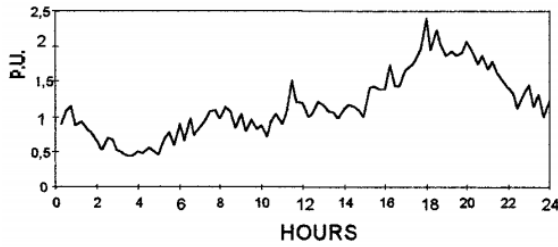


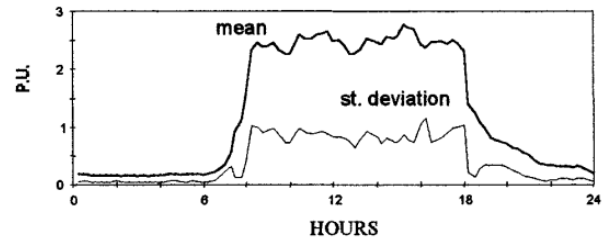
Figura 2.8: Ejemplo de curvas de consumo y eficiencia de un grupo electrógeno diésel [15]

2.1.3.4. Demanda eléctrica

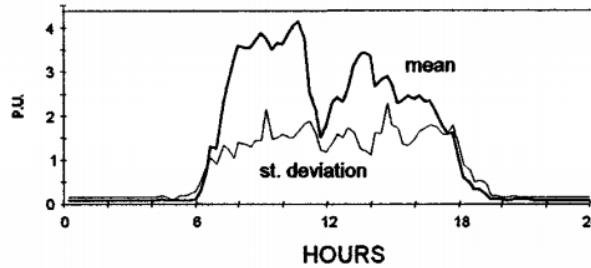
La composición de carga de los clientes juega un papel importante en la determinación del modelo de carga adecuado. La composición de la carga varía según muchos factores, como el tipo, el tamaño, el comportamiento del cliente y los avances y actualizaciones recientes en la tecnología de los equipos. Se suelen catalogar como cargas comerciales, industriales y residenciales [16]. En la Figura 2.9 se pueden ver las curvas típicas de los tipos de carga.



(a) Curva de consumo residencial



(b) Curva de consumo comercial



(c) Curva de consumo industrial

Figura 2.9: Curvas representativas del comportamiento de cargas [16]

La demanda residencial corresponde al perfil de consumo de los hogares y esta compuesto por la utilización de los diferentes electrodomésticos de un hogar. La demanda residencial suele explicar el comportamiento general de las personas, en la Figura 2.9a se puede observar como el consumo aumenta cuando las personas llegan a sus hogares en las tardes o cuando se levantan por las mañanas.

La demanda comercial corresponde al consumo eléctrico asociado a los centros comerciales. En la Figura 2.9b se observa que el consumo es constante en la franja horaria en que suele funcionar el comercio.

La demanda industrial es el sector que tiene el mayor consumo energético el cual suele ser alimentado directamente por empresas generadoras a través del sistema de transmisión. Usualmente la demanda industrial son clientes libres que realizan contratos directos (bilaterales) con las generadoras. En la Figura 2.9c se puede observar que a inicios de las jornadas laborales se llega a un pico de consumo el cual va descendiendo a lo largo del día.

2.2. Mercado eléctrico

2.2.1. Conceptos de mercado eléctrico

La actividad competitiva de los mercados eléctricos funciona a partir de la existencia de un mercado mayorista organizado de energía eléctrica. Una de las condicionantes para la existencia de un mercado mayorista de electricidad es la coordinación entre los diversos actores o agentes: generadores, empresas de transmisión y consumidores [11].

Se distinguen dos paradigmas o formas de entender el mercado de la electricidad en lo que implica a corto plazo. El modelo bilateral se basa en la idea de que la eficiencia económica en

el mercado se logra a través de transacciones bilaterales entre los participantes. El modelo bilateral puede funcionar como un modelo físicos (teniendo efecto en el despacho) o financiero, donde este último no afecta el despacho de la operación (entiéndase como despacho el orden en que las centrales generadoras de electricidad inyectan energía al sistema). Por otro lado, el modelo Pool defiende la idea que debe existir un organismo (pool) el cual debe conducir al mercado a lograr la eficiencia económica [11].

En términos generales el diseño de los mercados eléctricos competitivos puede resumirse por la interacción de diversos mercados, como se ilustra en la Figura 2.10. En estos, los mercados de corto plazo otorgan las señales económicas fundamentales para las transacciones monetarias definitivas. En la mayoría de los casos consiste en dos mercados: mercado del día previo y mercado en tiempo real. En el mercado del día previo los agentes ofertan energía se fijan los compromisos de generación/consumo correspondientes. Luego, durante el día, se debe hacer ajustes para mantener el balance de generación y consumo [17].

Los mercados de mediano plazo de energía (meses a tres años) permiten un manejo de riesgo para los agentes a través de contratos bilaterales. En un mercado que funciona correctamente, la mayor parte de la energía es transada con bastante antelación a los mercados de corto plazo y luego en el mercado de corto plazo se corrigen las desviaciones. Los contratos aportan certidumbre a la toma de decisiones en un mercado en que, de otra forma, serían percibidos como de alto riesgo por los inversionistas [17].

Finalmente, los mercados de largo plazo (3 a 25 años) típicamente involucran decisiones de inversión en activos por toda o gran parte de su vida útil. De este tipo, se distinguen los mercados de capacidad y los contratos de largo plazo. Los mercados de capacidad son típicamente mecanismos donde el operador determina a partir de estudios los requerimientos de capacidad (en MW) futura de tres a cuatro años en adelante, es decir, se enfoca en remunerar la disponibilidad del recurso. Los contratos de largo plazo corresponden a acuerdos de compra de energía que suelen ser bilaterales entre empresas del servicio eléctrico y un generador. [17].

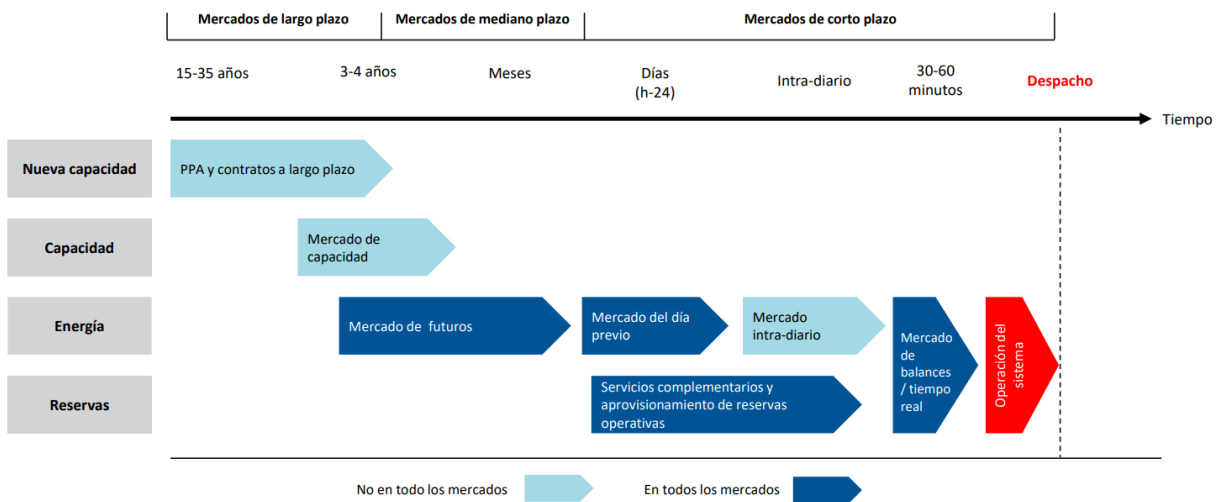


Figura 2.10: Conformación genérica de los mercados eléctricos y sus componentes. [17],

El modelo chileno se caracteriza por ser una estructura de carácter centralizado, es decir, se caracteriza por funcionar con un “operador de mercado” (OM) denominado coordinador eléctrico nacional (CEN) el que determina la operación del sistema y los precios (costos marginales horarios) para los generadores que inyectan y retiran energía para sus clientes (este último producto de contratos bilaterales financieros). El modelo chileno corresponde a un sistema Pool de carácter obligatorio (en base a costos y no ofertas) para las empresas de generación [11],[17].

El modelo chileno es distinto a los esquemas de mercado utilizados en Europa o América del Norte, donde se caracterizan por la participación de estructuras más descentralizadas, que incluyen contratos bilaterales físicos y bolsas de energía de carácter voluntario basado en ofertas [17].

El mercado de corto plazo en Chile implementa precios marginales nodales o locales (LMP, Locational Marginal Price) de la energía que reflejan el costo incremental de suministro en cada punto de la red de transmisión. Estos precios son calculados por el OM, en dos instancias, la primera como proyección el día anterior y la segunda como resultado de la operación real de la que se utilizan los precios definitivos [17].

El mercado de corto plazo chileno es cerrado, es decir, los generadores deben cumplir ciertas reglas para realizar transacciones. El mercado eléctrico de corto plazo es basado en contratos bilaterales financieros lo que tiene implicancias estructurales como: [17]

- Para recibir suministro un consumo debe tener un contrato.
- Un generador reconoce cada consumo en el mercado de corto plazo, y su costo respectivo de suministro, valorado a los precios marginales locales de energía y potencia.
- Un generador reconoce sus inyecciones de energía en el mercado, y su ingreso económico respectivo, valorado a los precios marginales locales de energía y potencia.
- El mercado spot opera como un mercado de balances y transferencias entre empresas generadoras.

La siguiente Figura 2.11 resume el funcionamiento del mercado de la energía en Chile. Todo actor de mercado que es capaz de suscribir un contrato de suministro, ejerce en el mercado chileno la actividad de comercialización. Las empresas generadoras pueden tener contratos suministro con clientes libres o empresas distribuidoras. A su vez, las empresas distribuidoras pueden tener contratos de suministro con clientes libres. Para poder comercializar energía se requiere poder adquirirla (comprarla) previamente desde una fuente [17].

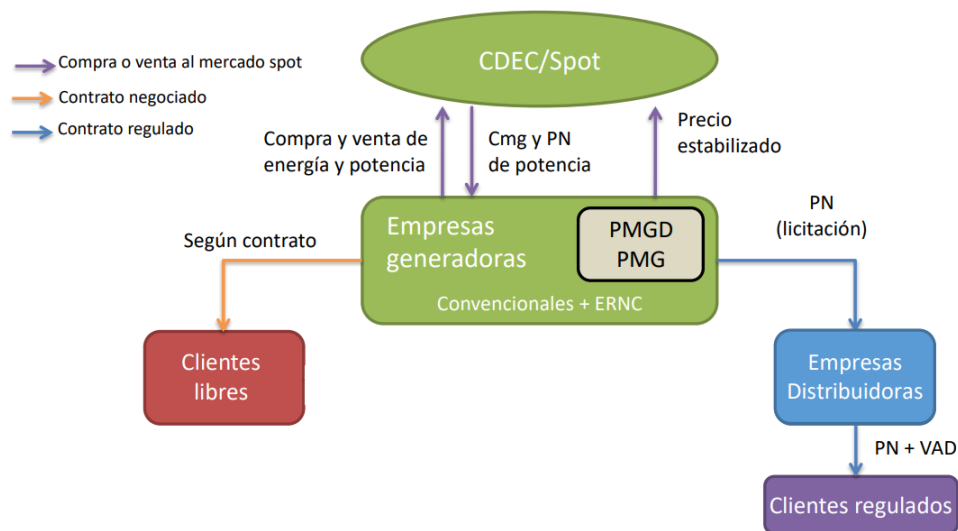


Figura 2.11: Remuneración del mercado eléctrico chileno [17]

2.2.2. Servicios Complementarios

El operador del sistema debe contar con los recursos suficientes para responder a desbalances causados por fallas, errores de pronóstico o desviaciones. Los servicios complementarios (ancillary services, SSCC) se implementan a partir de terceros, para que el sistema eléctrico cumpla con sus estándares de seguridad, calidad y eficiencia en el suministro energético en sus diferentes niveles de generación, transporte y distribución [11], [17].

2.2.2.1. Control de frecuencia

Los servicios complementarios de control de frecuencia corresponden a aquellos que permiten mantener el equilibrio entre la generación y demanda del sistema eléctrico y por lo tanto también de la frecuencia. La norma técnica de seguridad calidad y servicios (NTSyCS) desarrollada por la comisión nacional de energía (CNE) establece en su Artículo 3-10 que las unidades o parques generadores deben operar en el rango de frecuencia 49-51 Hz, no reducir en más de un 10 % su potencia activa en estado normal de operación para frecuencias estabilizadas en el rango 47.5-49.5 Hz y soportar cambios de frecuencia de hasta $2 \frac{Hz}{s}$ sin desconectarse del sistema, realizando mediciones cada 500 ms [18].

La frecuencia del sistema depende del balance entre generación de potencia activa y demanda total del sistema. Como la frecuencia es un factor común en el sistema, cambios en la demanda (o generación), en un cualquier punto dentro del sistema, son reflejados en un cambio de la frecuencia del sistema. Debido a lo anterior es que problemas asociados a la frecuencia deben abordarse de manera global [11].

El control de frecuencia se divide en 5 categorías para diferentes tiempos de respuesta como se puede observar en la Tabla 2.1 y en la Figura 2.12.

- El control rápido de frecuencia (CRF) está destinado a utilizarse ante desviaciones producidas por contingencias que afecten el equilibrio entre la demanda y la generación

en magnitudes proporcionales a la potencia activa involucrada en dicha contingencia, se diferencia a las desviaciones producidas por la demanda que se mantienen en el tiempo a amplitudes usualmente conocidas. Su objetivo es que la frecuencia no supere cierta banda especificada en la NTSySC en su tiempo de acción. Las instalaciones que participen del CRF deberán entregar el 100 % de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 1 [s], y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 5 [min].

- El control primario de frecuencia (CPF) corresponde a acciones de control automáticas locales destinadas a corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico, Las instalaciones que participen del CPF deberán entregar el 100 % de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 10 [s], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 5 [min]. Su objetivo al igual que el control rápido de frecuencia es evitar la inestabilidad del SEN ante desviaciones de la frecuencia nominal a partir de contingencias
- El control secundario de frecuencia (CSF) corresponde a acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal, su operación debe ser centralizada y automática. Las instalaciones que participen del CSF deberán entregar el 100 % de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 5 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 15 [min].
- El control terciario de frecuencia (CTF) corresponde a acciones de control activadas por instrucción del coordinador en la operación en tiempo real, su objetivo es restablecer las reservas del control secundario de frecuencia o incorporar reservas adicionales con tal de preparar al sistema eléctrico para responder a desequilibrios de los cuales las reservas por otras categorías de control de frecuencia sean insuficientes. Las instalaciones que participen del CTF deberán entregar el 100 % de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 5 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 1 [hr].
- Se entenderá por cargas interrumpibles (CI) a la reducción de demanda neta de uno o un grupo de usuarios finales, medida desde el punto de conexión de este al sistema eléctrico, bajo instrucción del coordinador, con el objetivo de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones y de responder ante emergencias sistémicas. Las instalaciones que participen de CI deberán entregar el 100 % de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 30 [min], y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 2 [hrs] [17], [19], [20].

Tabla 2.1: SSCC control de Frecuencia [20]

Categoría SSCC	Subcategoría SSCC
Control Rápido de Frecuencia (CRF)	control rápido de frecuencia (CRF +/-)
Control primario de frecuencia (CPF)	Control primario de frecuencia (CPF +/-)
Control secundario de frecuencia (CSF)	Control secundario de frecuencia (CSF +/-)
Control terciario de frecuencia (CTF)	Control terciario de frecuencia (CTF +/-)
Cargas interrumpibles	Cargas interrumpibles

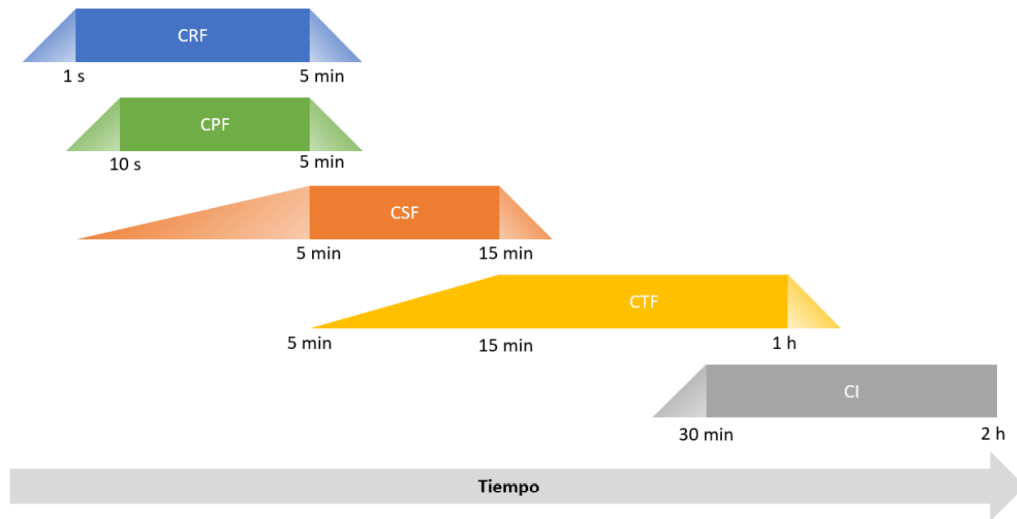


Figura 2.12: Esquema cadena de reservas de Control de Frecuencia [20]

2.2.2.2. Control de Tensión

Los servicios de Control de Tensión (CT) corresponden a aquellos servicios que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema eléctrico dentro de una banda predeterminada, establecida en la normativa vigente. La naturaleza de la prestación de este servicio se considera local.

Dependiendo de la naturaleza del equipamiento que preste este servicio complementario se distinguen diferentes tipos de requerimientos según la tecnología. Las unidades generadoras sincrónicas y parques eólicos/fotovoltaicos deberán operar de forma estable, entregando o absorbiendo potencia reactiva de acuerdo a los límites establecidos en sus diagramas PQ y considerando las exigencias descritas en la Norma técnica de Seguridad y calidad de Servicio NTSyCS [20].

2.2.2.3. Control de contingencias

El control de contingencias se organiza en tres categorías que se definen como Desconexión de Carga, Desconexión de Generación y Plan de Defensa contra Contingencias.

- La desconexión de carga corresponde al desprendimiento automático o manual de carga con la finalidad de preservar la seguridad y calidad del servicio del sistema eléctrico.
- La desconexión de generación corresponde al desprendimiento o reducción automática de generación o inyección con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio frente a condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad.
- El plan de defensa contra contingencias corresponde al conjunto de acciones automática de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar un apagón total o parcial del sistema eléctrico ante la ocurrencia de una contingencia extrema o crítica según corresponda.

2.2.2.4. Plan de recuperación de servicio

El objetivo del Plan de Recuperación del Servicio es que luego de ocurrido un apagón total o parcial, sea posible establecer los mecanismos que permiten de una manera segura y organizada restablecer el suministro eléctrico en todas las islas eléctricas afectadas en el menor tiempo posible iniciando con las acciones de Aislamiento Rápido, Partida Autónoma y continuando con la reconstrucción de la estructura topológica de cada isla hasta su posterior vinculación con el resto del SEN mediante equipos de vinculación, dando abastecimiento prioritario a las denominadas cargas críticas [21].

- El servicio complementario de Partida Autónoma se define como la capacidad que tiene una unidad generadora o sistema de almacenamiento que, encontrándose fuera de servicio, puede iniciar el proceso de partida de sus instalaciones, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema, sin contar con suministro de electricidad externo.
- Aislamiento Rápido corresponde a la capacidad de una unidad generadora o sistema de almacenamiento para continuar operando en forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del sistema a consecuencia de un apagón total o parcial.
- Equipamiento de Vinculación corresponde a la prestación que dan los equipos que permiten sincronizar dos zonas del sistema eléctrico que se hayan mantenido operando en forma de islas independientes.

2.3. Herramientas computacionales

2.3.1. Hardware in the loop

Desde hace mucho se reconoce que la experimentación en laboratorio es una forma importante en la que los conceptos abstractos de ingeniería pueden relacionarse con problemas de diseño de la industria. Capturar el realismo de los problemas de control industrial requiere una instalación compleja, costosa y la necesidad de personal cualificado.

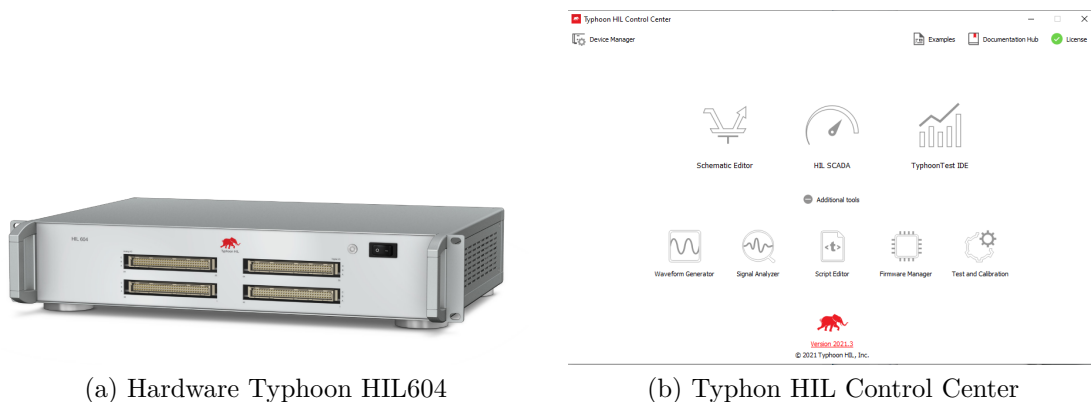
El concepto del método *Hardware-in-the-loop* (HIL) es utilizar un gemelo digital de un modelo real para realizar la simulación de un proceso y de los elementos físicos a implementar en una planta. El modelo de simulación proporciona todas las señales de un proceso en tiempo real. Las señales pueden ser convertidas por módulos digitales/analógicos para realizar pruebas de controladores.

En el presente trabajo se utiliza el emulador de electrónica de potencia *Typhoon HIL604* Figura 2.13, una herramienta ideal para el desarrollo, prueba, optimización y garantía de calidad de convertidores (usados en plantas fotovoltaicas, eólicas y filtros), accionamiento eléctrico, microrredes y automatización en la industria [23].

Algunas de las herramientas disponibles del software *Typhoon HIL control center* son *Schematic Editor* o editor de esquemas el cual está diseñado para admitir una serie de componentes y bloques de electrónica de potencia que se puede utilizar para modelar sistemas eléctricos con la finalidad de hacer simulaciones en tiempo real en plataformas de hardware como el de la Figura 2.13a, [24].

La herramienta *HIL SCADA* en *Typhoon HIL control center* es un entorno gráfico simple que permite crear una interfaz específica para un modelo a simular en tiempo real. *HIL SCADA* tiene una amplia cantidad de widgets (herramientas de visualización de datos como por ejemplo paneles) que combinados con scripts de expresión y macro de Python pueden controlar y observar la simulación en HIL en tiempo real, además, tiene la capacidad de identificar las diferentes señales analógicas y digitales definidas en el modelo implementado en *Schematic Editor*, [24].

Typhoon HIL control center tiene la herramienta *Script Editor* o editor de comandos, esta herramienta en conjunto con la API (sus siglas en inglés *Application Programming Interface*) de *Typhoon HIL* permite escribir, abrir y ejecutar secuencias de comando para implementar pruebas automatizadas escritas en Python, [24].



(a) Hardware Typhoon HIL604

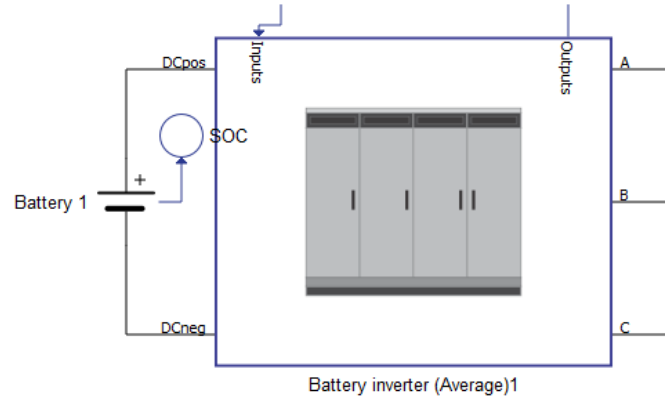
(b) Typhoon HIL Control Center

Figura 2.13: Typhoon HIL604

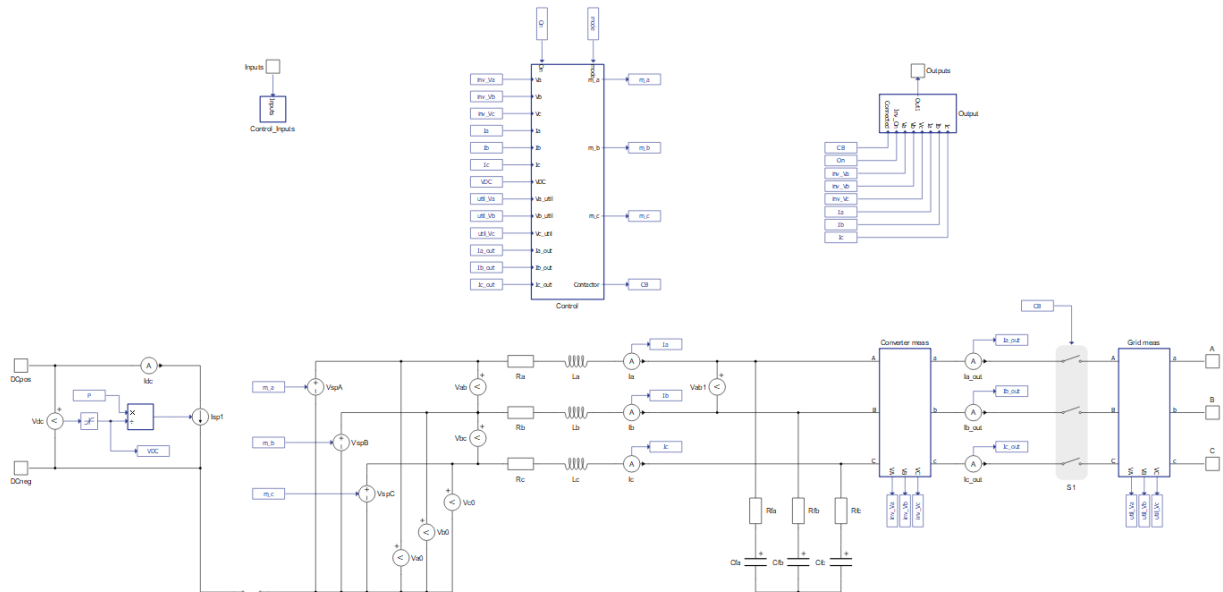
La serie de dispositivos Typhoon HIL presenta muchos elementos de simulación, algunos se describen a continuación:

El elemento de la biblioteca *Schematic Editor* de la sección Microgrid del software Typhoon

HIL control center que se muestra en la Figura 2.14, modela un inversor de batería implementado con un inversor trifásico de dos niveles con lazo de control de corriente. El enlace de corriente continua es alimentado por una fuente de batería conectada externamente al bloque. El inversor de batería puede funcionar en modo conectado a la red o en seguimiento a la red. Funciona en modo de control de potencia activa y reactiva, cuando sigue la red. Este inversor se implementa tanto en modelos de conmutación como promedio. La Figura 2.14 presenta un diagrama esquemático del modelo de inversor de batería (promedio) debajo de su máscara implementado en el emulador Typhoon [23].



(a) Máscara del inversor de batería



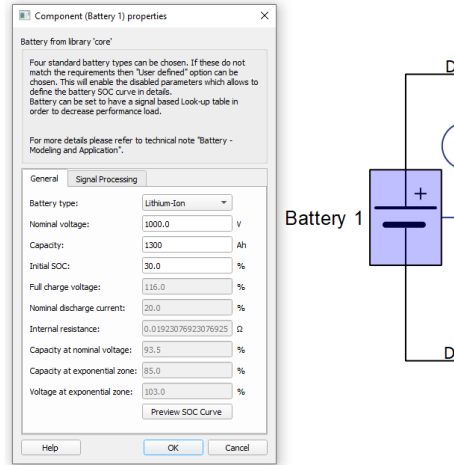
(b) Esquemático del inversor de batería

Figura 2.14: Typhoon HIL604, Inversor de batería

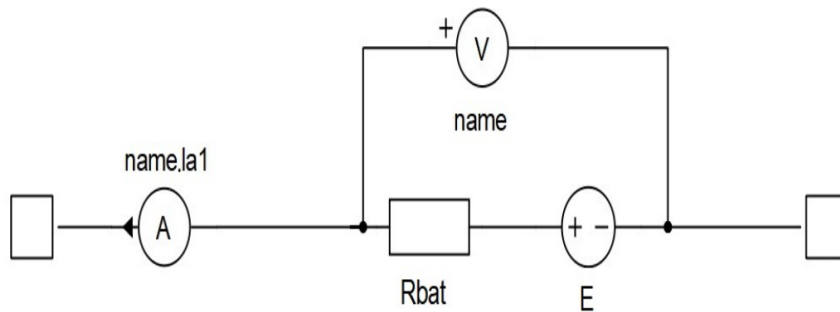
El componente Batería se implementa como una fuente de tensión controlada y una resistencia en serie. La fuente de tensión está controlada por una tabla de búsqueda que se modifica automáticamente al cambiar el tipo de batería cuyas opciones esta entre Ion-litio, plomo-ácido, niquel-cadmio etc. Para obtener información sobre el estado de carga de la batería durante la simulación en SCADA, es necesario verificar la salida de estado de carga (SOC) y conectar la batería a la sonda , que agrega la señal SOC (en %) a la lista de señales

analógicas en el sistema SCADA [23].

La Figura 2.15 presenta un diagrama esquemático del modelo de batería implementado en el emulador Typhoon. Consta de una fuente de tensión controlada (E) y una resistencia en serie (R_{bat}). La fuente de tensión controlada está gestionada por el estado de descarga de la batería.



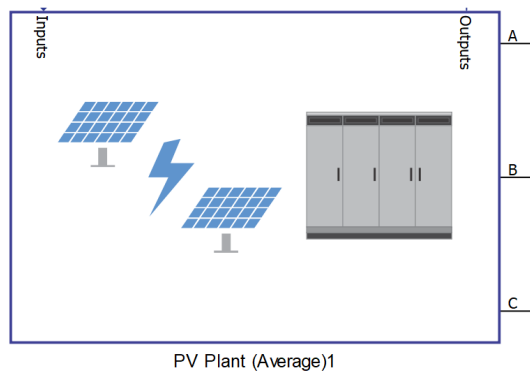
(a) Máscara de la herramienta batería



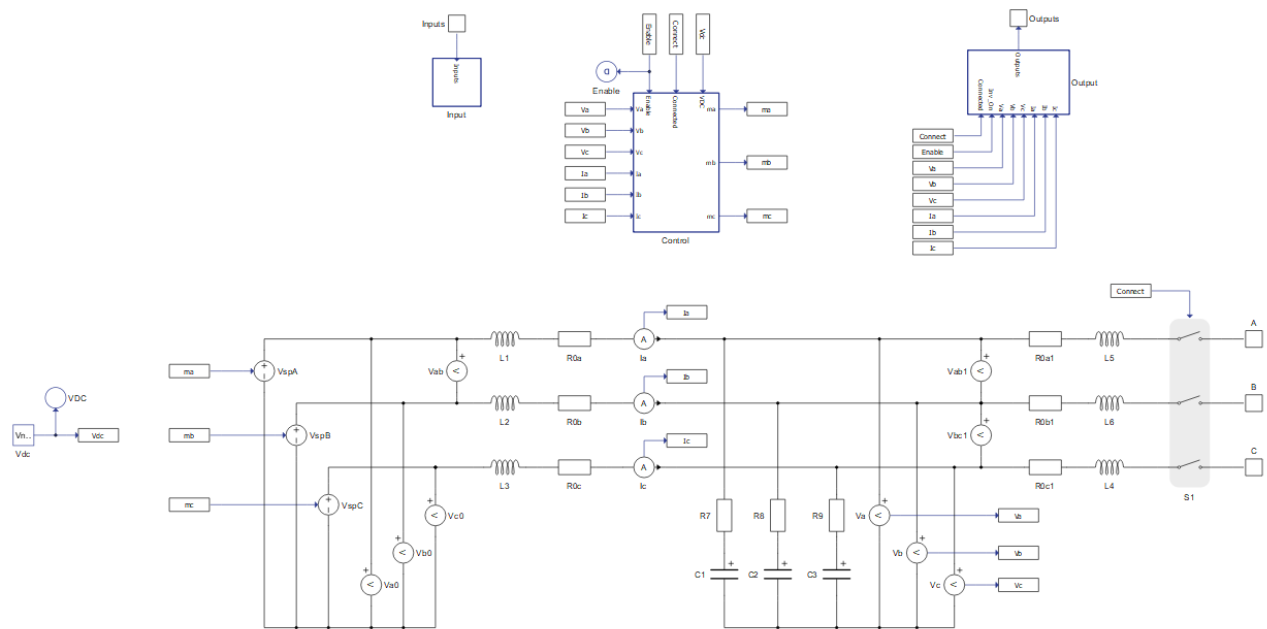
(b) Esquemático de batería

Figura 2.15: Typhoon HIL604, batería [23]

El elemento de la biblioteca Schematic Editor que se muestra en la Figura 2.16, modela una planta fotovoltaica implementada con un inversor trifásico de dos niveles con lazo de control de corriente. El enlace de corriente continua es alimentado por una fuente de voltaje constante, por lo que la planta fotovoltaica se simplifica. Los efectos de la irradiación se consideran regulando la referencia de potencia activa. La planta fotovoltaica puede operar en modo de control de voltaje o potencia reactiva. Este componente se implementa tanto en modelos de conmutación como de promedio. La Figura 2.16 presenta un diagrama esquemático del modelo de planta fotovoltaica implementada con un inversor (promedio) debajo de su máscara implementado en el emulador Typhoon[23].



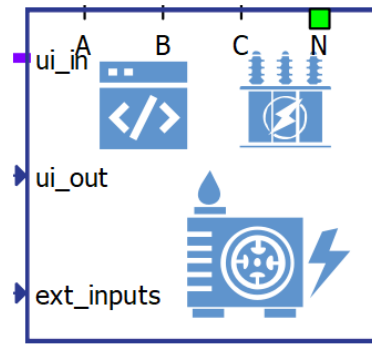
(a) Máscara de planta fotovoltaica



(b) Esquemático de planta fotovoltaica

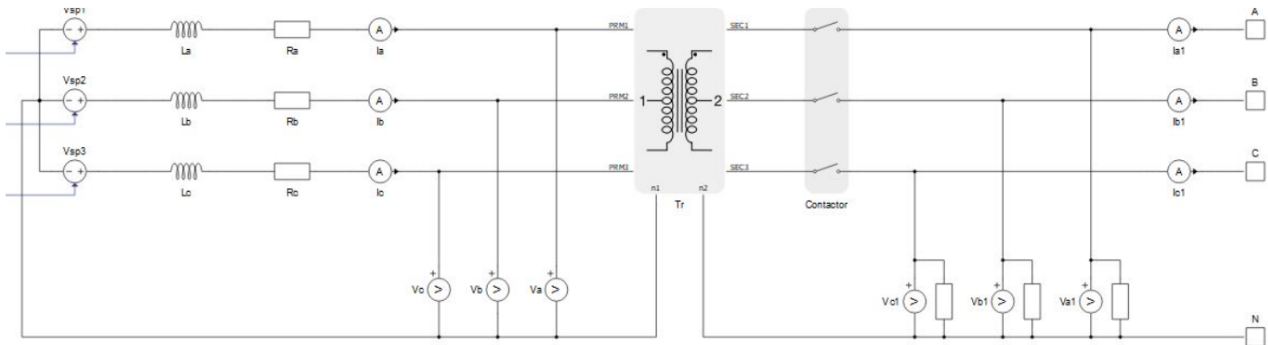
Figura 2.16: Typhoon HIL604, planta fotovoltaica [23]

El componente grupo electrógeno diésel (genérico) es un elemento de simulación de Schematic Editor que se encuentra en la sección de recursos de energía distribuida de la biblioteca Microgrid. Es capaz de operar en modo isócrono, droop y seguimiento de red. La Figura 2.17 presenta un diagrama esquemático del grupo electrógeno diésel (genérico) para su etapa de potencia (es un elemento restringido en cuanto a su diseño interno).



Diesel Genset (Generic)1

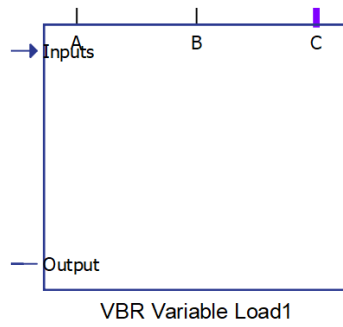
(a) Máscara de la herramienta grupo electrógeno diésel



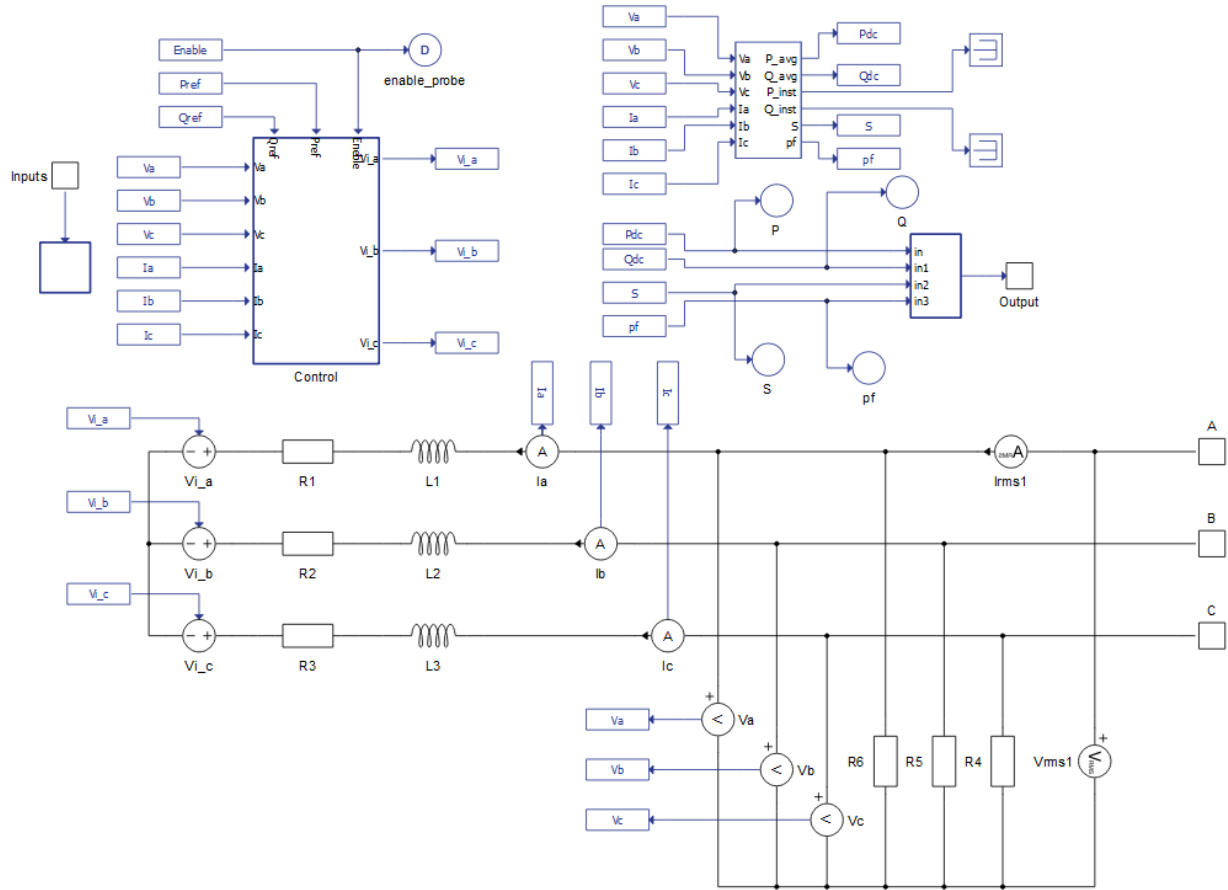
(b) Esquemático de grupo electrógeno diésel

Figura 2.17: Typhoon HIL604, grupo electrógeno diésel [23]

La componente de carga de reactancia para carga variable se encuentra en la biblioteca de microrredes. El componente se muestran en la Figura 2.18a. El elemento de simulación tiene un voltaje variable detrás del componente de carga de reactancia para representar una carga variable balanceada trifásica, la Figura 2.18b presenta un diagrama esquemático del modelo debajo de su máscara en el emulador Typhoon [23].



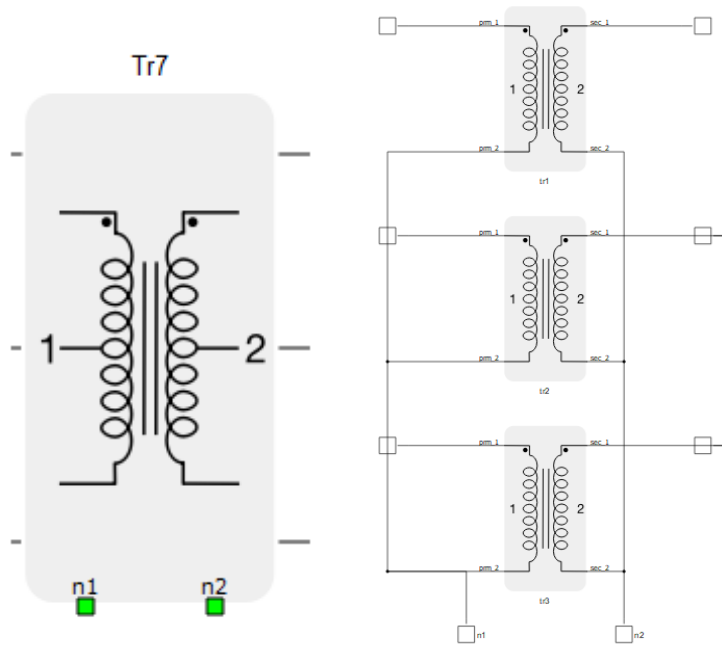
(a) Máscara del elemento carga variable



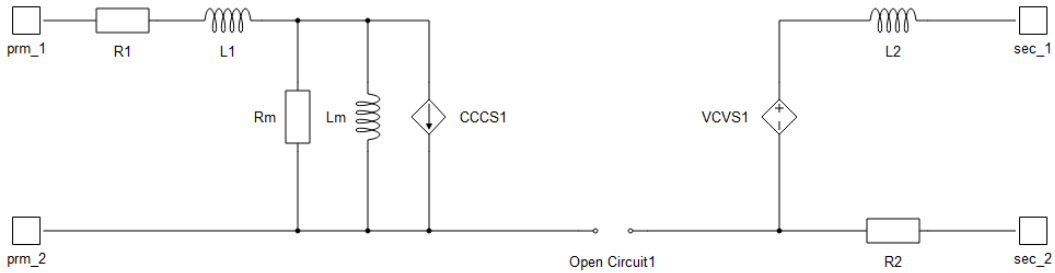
(b) Esquemático de carga variable

Figura 2.18: Typhoon HIL604, carga variable [23]

El transformador trifásico se modela como tres transformadores monofásicos, lo que significa que solo se tienen en cuenta los acoplamientos magnéticos entre devanados de la misma fase. La inductancia de magnetización L_m puede ser lineal o con saturación, se modela en el lado primario del transformador. Las pérdidas en el núcleo se modelan como una resistencia R_m ubicada en el lado primario del transformador. Además, es posible despreciar L_m y R_m seleccionando $\frac{L_m}{R_m}$ despreciado en la configuración del modelo [23]. La máscara del componente transformador trifásico y sus esquemáticos del editor de esquemas se muestran en las Figuras 2.19.



(a) Máscara de la herramienta transformador trifásico (b) Esquemático de transformador trifásico



(c) Esquemático de transformador monofásico

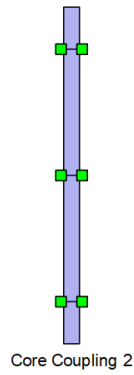
Figura 2.19: Typhoon HIL604, transformador trifásico [23]

Los componentes de acoplamiento de núcleo TLM por sus siglas en inglés *Transmission Line Model* se utilizan para dividir un circuito en subcircuitos para así simularlos en núcleos separados de un solo dispositivo HIL.

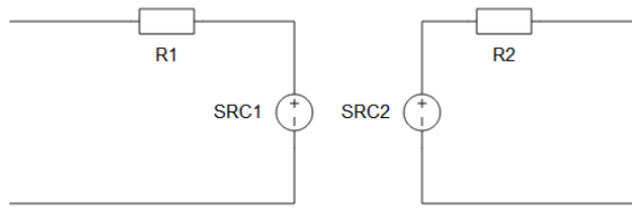
La técnica TLM modela componentes reactivos discretos como secciones de línea de transmisión conocidas como stubs, cada una de las cuales tiene su propia inductancia y capacitancia. Los stubs TLM son dispositivos de un puerto; El inductor se puede representar como un stub de cortocircuito, mientras que el condensador se puede representar como un stub de circuito abierto. Cada componente reactivo en el circuito puede ser reemplazado por un stub de TLM. Mientras tanto, los enlaces TLM son dos dispositivos de puerto. El enlace TLM también tiene su propia capacitancia C e inductancia L . Si la capacitancia es dominante, el enlace puede considerarse como capacitivo. En ese caso, la impedancia característica del

enlace capacitivo se puede escribir como $Z_{lk} = \frac{L}{T}$. Si la inductancia es dominante, el enlace se puede considerar como inductivo y la impedancia característica correspondiente se puede escribir como $Z_{lk} = \frac{T}{C}$. En las ecuaciones anteriores, T representa la duración del paso de simulación.

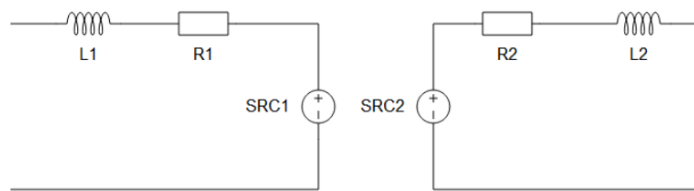
La implementación del componente de acoplamiento TLM se basa en enlaces TLM. La principal ventaja de los acoplamientos TLM, en comparación con los componentes de acoplamiento ideales basados en transformadores, es la simetría de estos. Ambos lados de los acoplamientos TLM son fuentes de voltaje detrás de una impedancia. Debido a esta propiedad, la rotación del acoplamiento TLM no afecta el acoplamiento y no introducirán ningún conflicto topológico en el circuito a diferencia de los componentes de acoplamiento ideales basados en transformadores. La Figura 2.20 muestra la estructura del componente de acoplamiento TLM y algunas de sus configuraciones. La implementación de estos componentes se basa en los principios que se muestran en [22].



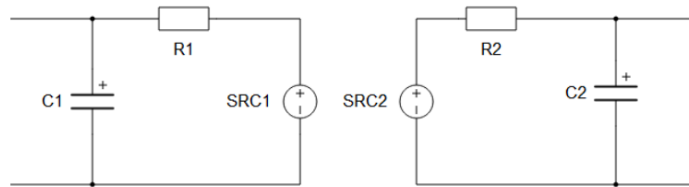
(a) Máscara del componente acoplamiento de núcleo TLM



(b) Esquemático del TLM, resistivo



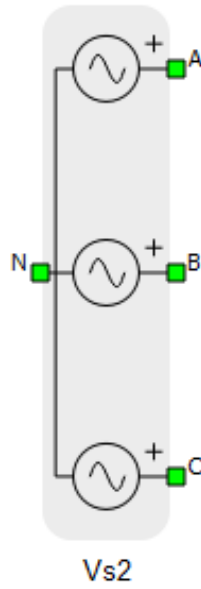
(c) Esquemático del TLM, inductivo



(d) Esquemático del TLM, capacitivo

Figura 2.20: Typhoon HIL604, componente acoplamiento de núcleo TLM [23]

Los elementos de fuentes de voltaje independientes se muestran en la Figura 2.21. Las herramientas de Typhoon HIL permite al usuario especificar y modificar las formas de onda de dos maneras, con los campos de configuración proporcionados (en las máscaras de los componentes) o durante el tiempo de ejecución de la simulación (ya sea desde HIL SCADA o HIL API). Las formas de onda se cargan dinámicamente en el solver de la FPGA (por sus siglas en inglés *Field-programmable gate array*) utilizando la técnica de doble búfer, se reproducen a la máxima velocidad de simulación mediante la función de interpolación lineal. El segundo concepto proporciona un alto nivel de flexibilidad en la especificación de perturbaciones en la red y otras fallas y condiciones de operación no estándar [23].



(a) Máscara de fuente trifásica

Figura 2.21: Typhoon HIL604, fuente trifásica [23]

En la herramienta Editor de Esquemas, se puede configurar parámetros de la simulación como tiempos de procesamiento de señales y ver las configuraciones para los recursos del dispositivo HIL. Los recursos del dispositivo se pueden ver en la Tabla de configuración de dispositivos (Figura 2.22). La tabla de configuración de dispositivos proporciona información sobre las funciones del solucionador de FPGA disponibles en diferentes configuraciones de firmware. Para realizar el cambio a una configuración conveniente del modelo se debe utilizar la herramienta Administrador de Firmware (Firmware Manager) en el Centro de control HIL.

	Configuration 1	Configuration 2	Configuration 3	Configuration 4	Configuration 5	Configuration 6	Configuration 7
Number of SPCs	6	8	4	3	4	5	8
Machine solvers	2	1	4	1	1	1	0
DC-DC converter solvers	0	0	0	2	0	0	0
Signal generators	12	12	12	12	12	12	12
Look Up Tables	8	8	8	8	8	8	8
PWM modulators	12	12	12	12	12	12	18
PWM analyzers	4	0	0	0	0	0	0
SPC peak processing power [GMACS]	1.12	1.12	1.12	1.12	2.24	0.56	1.12
SPC matrix memory [KWords]	16.0	16.0	16.0	64.0	32.0	32.0	16.0
SPC output memory size [variables]	512	512	512	512	512	512	512
Max converter weight (ideal switches) / SPC	3	3	3	4	4	4	4
Contactors (ideal switches) / SPC	6	6	6	6	6	6	6
Non-ideal switches / SPC	32	32	32	32	32	32	32
Time varying elements / SPC	16	16	16	16	16	16	16
Nonlinear machine support	yes	yes	yes	yes	yes	yes	no
Nonlinear machine LUT size [KWords]	32	32	32	32	32	32	0
Converter power loss calculation	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Converter forward voltage drop	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Switch-level GDS oversampling	no	no	no	yes	yes	yes	yes

(a) Recursos y configuraciones disponibles en el dispositivo HIL604

Figura 2.22: Typhoon HIL604, Editor de esquemas, Tabla de configuración del dispositivo HIL [24].

Tanto el dispositivo HIL como el modelo a compilar deben tener la misma configuración. Algunos de los elementos de la tabla de configuración se describen a continuación [24].

- SPC: núcleos de procesamiento, los núcleos de procesamiento estándar son un componente básico del solucionador de circuitos. Se encarga de simular circuitos eléctricos como elementos pasivos lineales, bloques convertidores y contactores.
- Solucionadores de máquinas: el solucionador de máquinas emula un único modelo de máquina eléctrica, incluida su parte electromagnética, su parte mecánica y los dispositivos de medición de velocidad, como un encoder y un resolver.
- Solucionadores de convertidores DC-DC: los solucionadores de convertidores DC-DC se utilizan para simular los componentes del convertidor como el puente activo doble.
- Generador de señal: El bloque generador de señales está a cargo de generar formas de onda arbitrarias según la tasa de simulación. Se utiliza principalmente para fuentes independientes de voltaje y corriente.
- LUT (Look Up Tables): se utiliza para simular el comportamiento de elementos no lineales, como paneles fotovoltaicos, baterías, componentes pasivos no lineales y transformadores saturables.
- Moduladores PWM: El modulador PWM triangular multicanal se puede utilizar tanto internamente, para controlar modelos de convertidores internos, como externamente, a

través de salidas digitales. Funciona con el reloj interno de la FPGA y cuenta con un generador de tiempo muerto incorporado.

2.3.2. Optimización en software

En esta sección se dan a conocer algunos conceptos sobre herramientas computacionales que serán utilizadas en las secciones de desarrollo.

Python es un lenguaje de alto nivel de programación interpretado que opera bajo una licencia de código abierto, su filosofía hace hincapié en la legibilidad de su código, se utiliza para desarrollar aplicaciones de todo tipo. Se trata de un lenguaje de programación multiparadigma, esto significa que más que forzar a los programadores a adoptar un estilo particular de programación, permite varios estilos como programación orientada a objetos, programación imperativa y programación funcional. Otros paradigmas están soportados mediante el uso de extensiones

CVXPY es un lenguaje de modelado integrado en Python de código abierto para problemas de optimización convexa. Permite expresar un problema de una manera natural ligada a expresiones matemáticas, en lugar de la forma estándar restrictiva requerida por los solucionadores. Es decir, transforma automáticamente el problema escrito de forma algebraica a forma estándar exigida por los solvers, luego llama a dicho solucionador y desarrolla los resultados. CVXPY también admite una generalización de la programación geométrica, los programas convexos de enteros mixtos y los programas cuasi convexos [25], [26].

CVXPY se implementa con los solucionadores de código abierto ECOS, OSQP y SCS. CVXPY también puede llamar a muchos otros solucionadores si se instalan por separado, algunos de ellos son CBC, GLOP, GLPK, CPLEX, CVXOPT, GUROBI, MOSEK, etc. Uno de los más completos es el solver MOSEK que puede trabajar problemas LP (programación lineal), QP (programación cuadrática), SOCP (programación para cono de segundo orden), SDP (programación semidefinida) y MIP (programación entera mixta) [27].

2.4. Control Predictivo de Modelos

Con la finalidad de presentar una de las herramientas que se utiliza en el diseño del sistema de gestión energética del presente trabajo, en este capítulo se dan a conocer los enfoques y bases primordiales del control predictivo basado en modelos (MPC, por sus siglas en inglés *model predictive control*). Para esto se aborda la definición y formulación teórica de como se implementa el MPC en sistemas lineales y no lineales.

Adicionalmente se introduce a herramientas y algoritmos de resolución de problemas de MPC con enteros mixtos en el contexto de sistema no lineales.

2.4.1. Control Predictivo clásico para Sistemas Lineales

La filosofía del MPC puede describirse como la operación de predecir el comportamiento futuro de un sistema a partir de su modelo, mediciones o estimaciones del estado actual del sistema y una trayectoria de entrada futura hipotética o una política de control de retroalimentación. En este marco, las entradas futuras se caracterizan por un número finito de grados de libertad, que se utilizan para optimizar una función de costos prevista. Sólo se aplica la primera entrada de control de la secuencia de control óptima y, para introducir la retroalimentación en esta estrategia, el proceso se repite en el siguiente instante de tiempo utilizando la nueva información disponible sobre el estado del sistema, es decir, a partir de una optimización en cada instante, se determinan acciones de control que satisfacen las restricciones tanto de las entradas al sistema como de los estados en el caso de que no existan incertezas en el sistema [28].

$$\begin{aligned}x(k+1) &= Ax(k) + Bu(k) \\y(k) &= Cx(k)\end{aligned}\tag{2.5}$$

donde k es el instante de toma de muestra o de acción de control del presente, denota la información que se utiliza en tiempo real, por otro lado, $k+1$ da énfasis en el funcionamiento futuro del sistema a partir de su dinámica, dicha dinámica suele estar en función del estado del instante anterior que se representan por las matrices $A \in \mathbb{R}^{n_x} \times \mathbb{R}^{n_x}$ y $B \in \mathbb{R}^{n_x} \times \mathbb{R}^{n_u}$ donde se considera que el par $[A, B]$ es controlable. $x(k)$ es el vector de estado de tamaño n_x , $u(k)$ es el vector de entradas de tamaño n_u e $y(k)$ es el vector de salida de tamaño n_y que esta definido por la matrix $C \in \mathbb{R}^{n_y}$.

El sistema controlado está sujeto a restricciones lineales. En general, éstas pueden incluir tanto estados como entradas y se expresan como un conjunto de desigualdades lineales:

$$Fx(k) + Gu(k) \leq \mathbf{1}\tag{2.6}$$

donde $F \in \mathbb{R}^{n_c} \times \mathbb{R}^{n_x}$, $G \in \mathbb{R}^{n_c \times \mathbb{R}^{n_u}}$ y $\mathbf{1} \in \mathbb{R}^{n_c}$ es un vector de elementos iguales a la unidad. n_c es la cantidad de restricciones del sistema.

El enfoque del control de sistemas es diseñar las ecuaciones pensando en un horizonte de tiempo o de predicción que conduzca el estado o del sistema a algún punto de referencia deseado utilizando una cantidad aceptable de esfuerzo de control, para esto se suelen utilizar índices de coste cuadrático de forma conveniente:

$$\begin{aligned}\min_{\substack{x(k) \dots x(k+N) \\ u(k) \dots u(k+N-1)}} & x^T(k+N)Q_Nx(k+n) + \sum_{j=0}^{N-1} x^T(k+j)Qx(x+j) + u^T(k+j)Ru(k+j)\end{aligned}\tag{2.7}$$

donde N es el horizonte de predicción, que corresponde al número de pasos a futuro en el que se realizarán predicciones, $Q \in \mathbb{R}^{n_x} \times \mathbb{R}^{n_x}$ y $R \in \mathbb{R}^{n_u} \times \mathbb{R}^{n_u}$ es la penalización de alejar los va-

lores futuros del estado y la variable manipulada del origen respectivamente. $Q_N \in \mathbb{R}^{n_x} \times \mathbb{R}^{n_x}$ corresponde al costo terminal del estado. Se debe diseñar las matrices Q , Q_N y R como matrices definidas positivas para garantizar la estabilidad del sistema [28].

Adicionalmente, se puede utilizar una restricción terminal $x(k + N)$ con tal de garantizar el cumplimiento de las restricciones sobre los estados y las entradas (ver expresión 2.8). También permite establecer el horizonte de predicción en un rango aceptable disminuyendo así los costos computacionales [28].

$$V_N x(k + N) \leq 1 \quad (2.8)$$

donde se define el conjunto $\mathcal{X}_N = \{x | V_N x \leq 1\}$ como el conjunto terminal. Dicho conjunto terminal debe caracterizarse por asegurar el correcto funcionamiento de la ley de control $u = -Kx$ bajo las restricciones de 2.6. El conjunto \mathcal{X}_N debe ser Positivamente Invariante [28], es decir, cumplir con las condiciones de 2.9.

$$\begin{aligned} x(k) &\in \mathcal{X}_N \\ Ax(k) + Bu(k) &\in \mathcal{X}_N \\ u(k) &\in \mathbf{U} \end{aligned} \quad (2.9)$$

donde \mathbf{U} es el conjunto donde $u(k)$ cumple con las restricciones impuestas por el sistema sobre los valores que puede adquirir la variable manipulada.

Finalmente, el problema de MPC queda descrito para cada instante k como:

$$\begin{aligned} \min_{\substack{x(k) \dots x(k+N) \\ u(k) \dots u(k+N-1)}} & x^T(k + N)Q_N x(k + n) + \sum_{j=0}^{N-1} x^T(k + j)Qx(x + j) + u^T(k + j)Ru(k + j) \\ \text{s.a} & x(k + j + 1) = Ax(k + j) + Bu(k + j), j = 0, \dots, N - 1, \\ & Fx(k + j) + Gu(k + j) \leq 1, j = 0, \dots, N, \\ & V_N x(k + N) \leq 1 \\ & x(k) = x_0 \end{aligned} \quad (2.10)$$

2.4.2. Control Predictivo para Sistemas no Lineales

Enteros mixtos en MPC

El control predictivo de modelos permite aplicar restricciones y optimizar un criterio de rendimiento mediante la resolución de un problema de control óptimo (SQP) restringido en cada instante del horizonte de predicción. En el caso de las funciones objetivo y de restricción no lineales, el MPC no lineal (NMPC) con variables de decisión discretas requiere la solución en línea de problemas de programación no lineal mixta entera (MINLP) [29].

El control de procesos con un número finito de valores admisibles surgen en un gran número de aplicaciones relevantes. Algunos ejemplos de condiciones de operación conmutada son válvulas en plantas químicas cuya representación debe ser abiertas o cerradas, cambios de marcha en vehículos, elecciones de carga y descarga de sistemas de almacenamiento de energía, la elección de venta y compra de energía en una red. Es por eso que el control con variables enteras mixtas tienen un gran potencial para la optimización de procesos y problemas con naturaleza combinatoria, cuya complejidad radica en la cantidad de posibles modos de operación. La disciplina del control óptimo de enteros mixtos (MIOC por sus siglas en inglés *Mixed integer optimal control*) aborda los problemas de control óptimo de este tipo [29], [30].

Los sistemas dinámicos lógicos mixtos (MLD, mixed logical dynamic) es un marco versátil para modelar una gran variedad de sistemas que requieran variables enteras mixtas. Los modelos MLD pueden ser muy útiles para transformar los problemas de optimización que incluyen diversas dinámicas en programas lineales y cuadráticos de enteros mixtos, que pueden resolverse mediante técnicas de *branch and bound* [30].

El desarrollo de la forma MLD de un sistema implica tres pasos. El primero es asociar una sentencia lógica S (que puede determinarse como falsa o verdadera) con una variable binaria $\delta \in \{0, 1\}$ que es 1 si y sólo si la sentencia es verdadera. Luego, cualquier combinación lógica S_1, \dots, S_q definida por operadores booleanos AND (\wedge), OR (\vee) y NOT (\sim) puede representarse como desigualdades lineales sobre las correspondientes variables binarias. El segundo paso es representar el producto entre funciones lineales y variables lógicas introduciendo una variable auxiliar como $\gamma = \delta aTx$, y el tercer paso es formar un modelo dinámico de tiempo discreto invariante lineal (LTI) que incluye variables binarias y auxiliares [30]. Este modelo describe la evolución de los componentes continuos y lógicos del sistema, la forma general se puede ver en la expresión 2.11. Una lista de relaciones lógicas convertidas en inecuaciones de enteros mixtos se puede observar en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2: Conversión de expresiones lógicas a inecuaciones de enteros mixtos [30]

	Relation	Logic	MLD inequalities
P1	AND (\wedge)	$S_3 \Leftrightarrow (S_1 \wedge S_2)$	$-\infty \leq -\delta_1 + \delta_3 \leq 0$ $-\infty \leq -\delta_2 + \delta_3 \leq 0$ $-\infty \leq \delta_1 + \delta_2 - \delta_3 \leq 1$
P2	OR (\vee)	$S_1 \vee S_2$	$1 \leq \delta_1 + \delta_2 \leq 2$
P3	NOT (\sim)	$S_2 \equiv \sim S_1$	$1 \leq \delta_1 + \delta_2 \leq 1$
P4	IMPLY (\Rightarrow)	$[a^T x \leq 0] \Rightarrow [\delta = 1]$	$\varepsilon \leq a^T x - (m - \varepsilon)\delta \leq \infty$
P5	IMPLY (\Rightarrow)	$[\delta = 1] \Rightarrow [a^T x \leq 0]$	$-\infty \leq a^T x + M\delta \leq M$
P6	IFF (\Leftrightarrow)	$[a^T x \leq 0] \Leftrightarrow [\delta = 1]$	$\varepsilon \leq a^T x - (m - \varepsilon)\delta \leq \infty$ $-\infty \leq a^T x + M\delta \leq M$
P7	Mixed product	$z = \delta \cdot a^T x$	$-\infty \leq z - M\delta \leq 0$ $0 \leq z - m\delta \leq \infty$ $-\infty \leq z - a^T x + m(1 - \delta) \leq 0$ $0 \leq z - a^T x + M(1 - \delta) \leq \infty$

$$\begin{aligned}
 x(k+1) &= Ax(k) + B_1 u(k) + B_2 \delta(k) + B_3 \gamma(k) \\
 y(k) &= Cx(k) + D_1 u(k) + D_2 \delta(k) + D_3 \gamma(k) \\
 E_2 \delta(k) + E_3 \gamma(k) &\leq E_1 u(k) + E_4 x(k) + E_5
 \end{aligned} \tag{2.11}$$

donde $x = [x_c^T, x_l^T]^T \in \mathbb{R}^{n_c} \times \{0, 1\}^{n_l}$ son los estados reales y binarios; n_c y n_l son las dimensiones de los vectores de las variables reales y binarias; $u = [u_c^T, u_l^T]^T \in \mathbb{R}^{m_c} \times \{0, 1\}^{m_l}$ son las entradas reales y binarias; $y = [y_c^T, y_l^T]^T \in \mathbb{R}^{p_c} \times \{0, 1\}^{p_l}$ son las salidas reales y binarias; la variable $\delta \in [0, 1]^{r_l}$ y la variable $\gamma \in \mathbb{R}^{r_c}$ son las variables auxiliares reales y binarias respectivamente; las variables E_i representan las restricciones. Luego esta formulación permite integrar restricciones con dinámicas de enteros mixtos.

Control cuadrático óptimo de enteros mixtos como MPC.

Como se vio anteriormente, los problemas con variables enteras mixtas puede ser estados, entradas y variables auxiliares, las que se suelen definir según la necesidad del problema. Es común que se evite utilizar variables enteras en la función objetivo prefiriendo utilizar variables auxiliares en las restricciones, por ejemplo, para cumplir con los criterios de programación convexa disciplinada (DCP) exigida en CVXPY [31]. Luego para trabajar generalidad, el problema MPC con enteros mixtos cuya función objetivo es cuadrática como en 2.7 puede ser trabajada como un problema MIQP (mixed integer quadratic problem) que en su forma compacta se escribe como:

$$\begin{aligned}
 z^* &= \min_z \frac{1}{2} z^T H z + h^T z \\
 &\quad s.a \quad C z \leq c \\
 &\quad \quad F z = f \\
 &\quad \quad z_j \in Z; j \in I
 \end{aligned} \tag{2.12}$$

donde $z = [z_c | z_j]$ son las variables de optimización; z_c corresponde a las variables reales y z_j a las variables enteras indexado por el conjunto I . Además, z^* es la solución óptima del problema.

Es importante mencionar la convexidad de un problema de programación cuadrática. Un problema convexo tiene propiedades que permiten asegurar la obtención de un óptimo global. En particular, un problema con función objetivo cuadrática y restricciones lineales como el descrito en 2.12 es convexo si H es semi-definida positiva ¹ y el conjunto Z es un conjunto convexo ²[32].

Método de Solución Branch & Bound

Branch & Bound es un marco general para la solución de problemas combinatorios que mejora la enumeración completa del espacio de búsqueda. La idea principal es realizar una búsqueda en forma de árbol en el espacio de variables binarias o enteras, y resolver un problema continuo lineal o no lineal en cada nodo del árbol. El nodo raíz del árbol de búsqueda contiene una relajación completa del problema de enteros mixtos. Al descender por las ramas del árbol hasta sus hojas, cada vez más variables enteras se fijan en una de las opciones admisibles. Esto equivale a dividir recursivamente el problema original en múltiples subproblemas más pequeños, cada uno de los cuales da una cota inferior para el objetivo de todos los problemas de las hojas de la rama, lo que se denomina "podar el árbol de búsqueda". El mínimo de las soluciones óptimas encontradas para estos subproblemas es la solución óptima del problema original [29].

Las relajaciones son del tipo:

$$\begin{aligned} z = \min_z \quad & \frac{1}{2} z^T H z + h^T z \\ \text{s.a.} \quad & C z \leq c \\ & F z = f \end{aligned} \tag{2.13}$$

donde las variables enteras se relajan para ser variables continuas y así obtener un candidato a óptimo que cumple con:

$$z \leq z^* \tag{2.14}$$

Después de la solución de la relajación de raíces, en el resultado más probable habrá una o más variables enteras restringidas con valores fraccionarios, es decir, violando las restricciones de integralidad. La idea intuitiva aquí es alejar la variable del valor fraccionario y acercarla a la integralidad. Si la variable fuera binaria, por ejemplo, la ramificación conduciría a fijar su valor en 0 en una rama, y en 1 en el otro [33].

¹ Una matriz simétrica H se dice que es semidefinida positiva si solo si [32]:

$$\forall x \neq 0 : x^T H x \geq 0$$

$$\forall i : \lambda_i(H) \geq 0$$

² Un conjunto Z se dice convexo si solo si [32]:

$$\forall x, y \in Z, \forall \alpha \in [0, 1] : \alpha x + (1 - \alpha)y \in Z$$

El proceso Branch-and-Bound continúa de esta manera y resuelve sucesivamente las relajaciones creando más ramas para mejorar las relajaciones. Siempre que una solución de relajación \hat{z} no viola ninguna restricción de integralidad, es factible. Su valor de solución $\bar{z} = \frac{1}{2}\hat{z}^T H \hat{z} + h^T \hat{z}$ es un límite superior en el valor objetivo óptimo siempre y cuando sea menor a la cota superior determinada en una rama de búsqueda anterior [33].

Luego, mientras se creen más ramas el árbol seguirá un camino acotado, mientras registra y actualiza las cotas hasta converger a la solución óptima del problema, esto como consecuencia de que en todo momento se cumple que:

$$z \leq z^* \leq \bar{z} \tag{2.15}$$

2.5. Estado del arte

En esta sección se realiza una extensa revisión de las investigaciones y literaturas más recientes en el contexto de interconexión de múltiples microrredes (MMG o *multiple microgrids* en inglés) también conocido como microrredes en red (*networking microgrids*, NMG). Se comienza con una breve introducción a lo que son las MG en red para luego clasificar y analizar diferentes estudios enfocados en diferentes disciplinas que abordan la investigación.

2.5.1. Sistema de gestión energética para múltiples microrredes MMGEMS

La literatura define a las MG en red o interconexión de múltiples MG como la capacidad que tienen dos o más MG de conectarse al sistema de distribución (DS) para intercambiar energía con la red general o entre las MG a través de los puntos de acoplamiento común (PCC). El funcionamiento en base a la interacción de MG es posiblemente una manera más eficiente de utilizar DER, ya que la variabilidad de los recursos renovables sumado a los errores de pronóstico de cargas, implican una incertidumbre de la energía a suministrar que puede ser trabajada por la comercialización de energía al interactuar las MG con la red general o mutuamente entre las comunidades [34], [35].

Por otro lado, en condiciones de operación de emergencia, las MG pueden operar en modo isla para protegerse de desbalances de red. Además, la operación combinada de todas las MG puede alimentar a la red principal durante algún tiempo usando su almacenamiento de energía. De esta forma las NMG pueden levantar el sistema o mantenerlo por lapsos de tiempo considerables, por ejemplo, ante desastres naturales, luego las MG conectadas en red pueden mejorar significativamente la resiliencia del sistema,[8] [36].

Las MG se deben gestionar de forma coordinada a través del sistema de gestión de energía de múltiples microrredes (MMGEMS, en inglés *multiple microgrid energy management system*) conformado por cuatro funcionalidades: interacción de información (information interaction), control y programación (control and scheduling), operación flexible (resilient operation) y servicios auxiliares (ancillary service) como se muestra en la Tabla 2.3, [37].

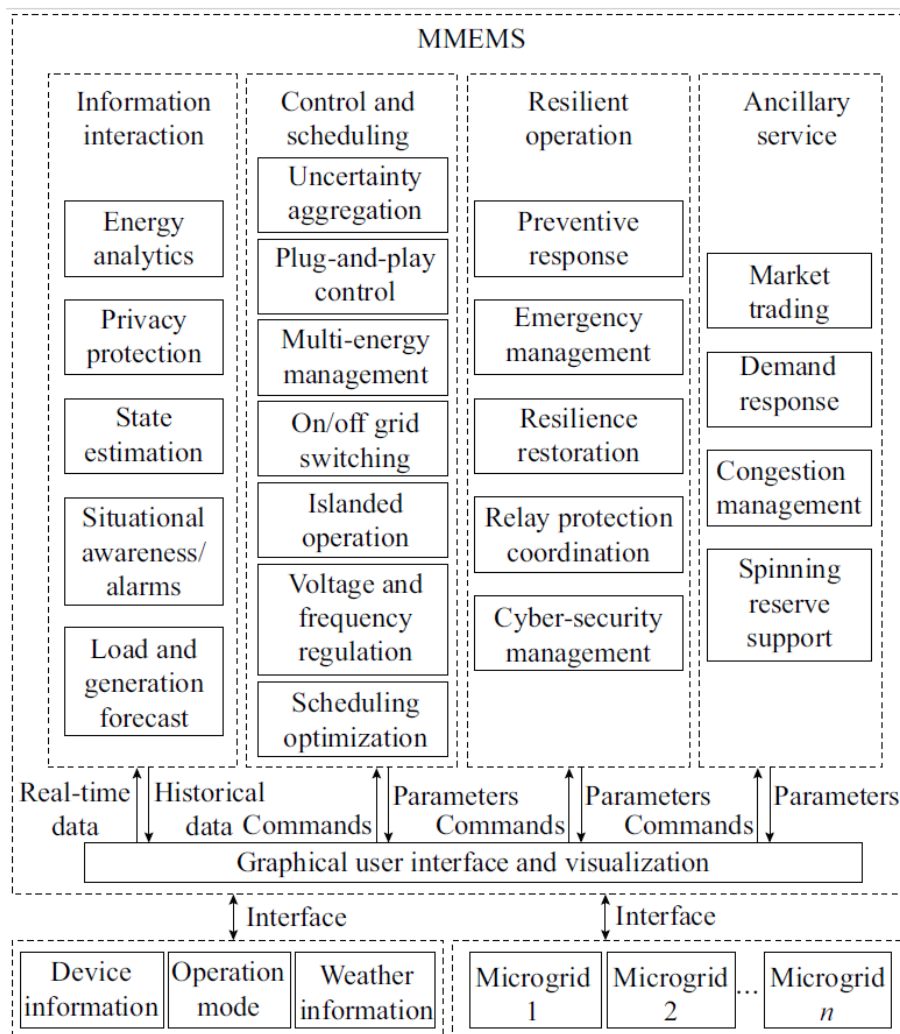
Cada una de las cuatro funcionalidades en la Tabla 2.3 tiene responsabilidades en varios temas interrelacionados. El módulo de *interacción de la información* es responsable de la protección de la privacidad para prevenir la captura de datos importantes que puedan ser utilizados con malas intenciones; el análisis de energía; la predicción de la generación de energía a partir de recursos renovables para satisfacer la demanda; y la estimación del estado de la MMG. La protección de la privacidad es para proteger el patrón de consumo de energía de las microrredes durante los procesos de intercambio de información [37].

Los objetivos principales de los módulos de *control y programación* son mantener de manera óptima el balance de potencia en MMG y las correlaciones entre los diferentes recursos renovables modelados que consideren incertidumbres agregadas, para así formular estrategias de comercio óptimas, promoviendo los intercambios de energía entre las comunidades de MMG. Se investigan tres tipos de estrategias de programación, centralizado, descentralizado e híbrido mencionados en la sección 2.1.2 pero sumándole un enfoque a la coordinación de MMG. Estos módulos también pueden proporcionar las funciones de gestión de múltiples energías, es decir, el acoplamiento funcional de los flujos de energía de diferentes comunidades; el encendido y apagado de la red; y la regulación de voltaje y frecuencia [37].

Los módulos de *operación resiliente* tienen como objetivo mejorar la capacidad de supervivencia de MMG bajo diversas perturbaciones, ataques cibernéticos y condiciones climáticas severas. En general, los módulos están diseñados para prepararse para desastres naturales desconocidos y recuperarse de interrupciones importantes debido a eventos extremos. La seguridad cibernética es esencial para defenderse de los ataques cibernéticos, ya que la operación de MMG dependen en gran medida de las tecnologías de comunicación [37].

Los módulos de *servicios auxiliares* incluyen negociación de mercado, respuesta a la demanda, gestión de congestión, soporte de reserva giratoria, capacidad de arranque en negro e interacción de soporte con la red principal. Finalmente, el módulo de interfaz hombre-máquina intenta resolver el problema de interoperabilidad de los cuatro módulos anteriores y lograr una visualización en tiempo real [37].

Tabla 2.3: Funcionalidades de un MMGEMS [37]



2.5.2. Planificación del sistema y mercado energético para NMG

En [35] se realiza una exhaustiva revisión de las investigaciones y trabajos involucrados en NMG. Se destacan diversos trabajos que promueven la participación de las MG en el mercado como una forma de adquirir diversos beneficios económicos, técnicos y de sustentabilidad. En cuanto a lo económico, las MMG pueden pertenecer a diferentes entidades comerciales, que tienen intereses tanto individuales como generales en un marco global en el que cada entidad persigue minimizar costos o maximizar su propio interés. Es en este marco en que aparece la importancia de coordinar el beneficio mutuo entre MG en un sistema de múltiples agentes como el de la Figura 2.23, en este esquema se observan como trabajan las diferentes señales de precio y operación a diferentes niveles (operación general, a nivel de MMG y a nivel interno de MG).

En un mercado de energía, existen programas que permiten una *respuesta de la demanda*¹ a partir de precios o tarifas con diferentes dinámicas que varían dependiendo de la normativa

¹ Respuesta de la demanda: dinámica en que la demanda cambia su comportamiento ante señales económicas con el objetivo de obtener beneficios económicos o técnicos en la red

del país. La dinámica de dichas tarifas tiene una relación directa con la participación del mercado energético por parte de las MG, luego, la conexión entre el operador del sistema de distribución (DSO) y el operador del sistema de transmisión (TSO) tiene un carácter importante en el desarrollo de la integración de las microrredes en el mercado.

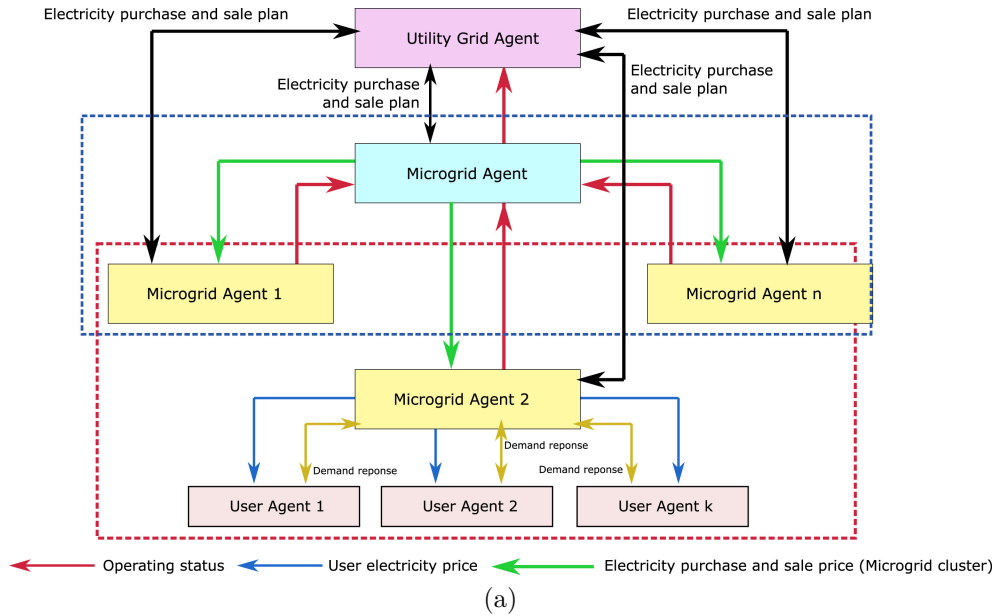


Figura 2.23: Sistema de múltiples agentes con MMG, [35]

Con la finalidad de contextualizar la presente sección y de acuerdo al trabajo desarrollado por la academia, se dan a conocer algunos enfoques específicos de investigaciones que se desarrollan dentro del marco de planificación del sistema y mercado energético para NMG.

En [40] desarrollan un enfoque de despacho económico descentralizado para una red de distribución, la red está diseñada para operar de forma bidireccional con el sistema de transmisión. Un operador del sistema de distribución (DSO por sus siglas en inglés) se encarga de ser el intermediario para la participación de las MMG en el mercado y del despacho óptimo. Para evitar la centralización de la información se opera con una relación de líder (DSO) y seguidor (MMG) para la gestión energética, este enfoque basado en la descomposición preserva la independencia e información en la toma de decisiones del DSO y las MG.

En [41] proponen un modelo operativo novedoso de MMG con una matriz 100% de energías renovables con capacidad de compartir energía entre las MG y comprar energía a la red en un mercado intra-diario. Para trabajar la variabilidad utilizan un enfoque de programación estocástica. El modelo propone el mismo porcentaje de ahorro de costos para las MG al participar en el mercado local, el supuesto es que los costos de la red son mayores que los costos de los recursos renovables de las comunidades, luego el ahorro es en base a compartir energía.

En [42] se desarrolla un método de compensación del mercado eléctrico para coordinar la operación entre el sistema de distribución (DS) y MG. El precio marginal local de distribución

(DLMP) es el análogo en distribución del costo marginal local (LMP)², se usa para realizar el intercambio de energía entre las MG y el DS. Se utiliza la ubicación marginal de distribución de incertidumbre (ULMP) para cargar las incertidumbres causadas por las MG en forma de solicitudes de reserva ascendentes o descendentes y así valorizar los costos de incertidumbre, estos últimos se le imponen a los recursos de energía renovable (RES) de acuerdo a los niveles de variabilidad que aporten. La formulación se hace con un modelo de despacho robusto de dos niveles en el que se consideran las incertidumbres tanto del DS como de las MG y que considera el peor caso. Se preserva la privacidad de la información tanto del DS como de la MG.

En [43] se realiza una comparación de un esquema centralizado, distribuido y otro distribuido jerárquicamente para una red inteligente de 4 áreas que interactúan entre si pero no con un sistema eléctrico general, utilizando enfoques de (MPC). El esquema centralizado entrega los mejores resultados pero como es sabido carece de confiabilidad. En el estudio se realiza una crítica al esquema distribuido en cuanto a la coordinación vecinal de la comunicación y a la robustez ante la incertidumbre o ante fallas de comunicación. El esquema distribuido jerárquicamente trabaja estos problemas obteniendo resultados cercanos al esquema centralizado.

En la Tabla 2.4 se muestra un resumen de los objetivos, características, metodologías y cantidad de MG empleadas en investigaciones que se enfocan en planificación del sistema y mercado energético para NMG.

Tabla 2.4: Resumen de trabajos de investigación en planificación y mercado de NMG

Referencia	Objetivo de la investigación	Característica primordial	Metodología	Nº MG
[40]	Despacho económico NMG	ULPM; Preservación de la privacidad	MISOCP; Desc. BenDER	3
[42]	Planificación económica	Mercado transactivo; Privacidad Inf.	Descomposición de BenDER	3
[41]	Planificación económica NMG	Matriz de NMG completamente renovable	IGDT estocástica	5
[43]	Gestión de la energía	Trabaja error de pronóstico de RES	HDMPC; Experimental	4
[44]	Planificación económica NMG	Eq. de Nash; Juego no cooperativo con información completa	MPEC con EPEC; usa KKT	2

² El costo marginal local es el costo de suministrar, al mínimo costo, el siguiente incremento de la demanda eléctrica en una ubicación específica (nodo) de la red de energía eléctrica a nivel de transmisión

2.5.3. Resiliencia, confiabilidad y estabilidad en NMG

En la presente sección se dan a conocer algunas de las investigaciones más representativas en NMG que tienen un enfoque en resiliencia, confiabilidad, estabilidad y servicios complementarios, muchos de los presentes trabajos suelen tener dos o más de estos enfoques ya que suelen tener cierto nivel de correlación a nivel técnico y teórico.

En [45] desarrollan un análisis enfocada en la resiliencia del sistema eléctrico a partir de NMG. Parten definiendo el concepto de resiliencia como la capacidad de un sistema eléctrico para prepararse adecuadamente, responder de forma integral y recuperarse rápidamente de las fallas importantes causadas por acontecimientos extremos. Un sistema eléctrico resiliente será capaz de soportar interrupciones relacionadas con cambios meteorológicos y climáticos severos (por ejemplo, huracanes, terremotos, etc.), incidentes catastróficos provocados por el hombre (por ejemplo, ataques maliciosos o errores humanos graves) y una combinación de dichos incidentes.

La definición de resiliencia se diferencia de la de confiabilidad. Conceptualmente, la confiabilidad se refiere a la capacidad del sistema de suministrar constantemente un nivel adecuado de servicios eléctricos a los consumidores. Las principales diferencias entre la confiabilidad y la resiliencia son:

- La confiabilidad mide el rendimientos frente a sucesos de bajo impacto, por ejemplo, la falla de 1 o 2 elementos de la red. La resiliencia corresponde a eventos extremos donde se ven involucrados una gran cantidad de elementos de la red.
- La confiabilidad se puede trabajar por casos específicos y locales mientras que la resiliencia es relativa a una amenaza concreta.
- La confiabilidad suele medirse por la frecuencia y la duración de los cortes mientras que la resiliencia se enfoca en el rendimiento del sistema.

El resto del documento [45] proporciona información sobre la naturaleza de la resiliencia como características y elementos que la comprenden en un sistema eléctrico de potencia (SEP). También ofrece información más detallada de como los sistemas distribuidos basados en NMG pueden mejorar la resiliencia a partir del funcionamiento autónomo (en modo isla) como respuesta a eventos extremos y también como pueden ayudar a levantar el sistema. Destacan la importancia de las tecnologías de la información y los obstáculos que tiene la implementación de NMG para mejorar la resiliencia.

En [46] presentan un marco de control jerárquico distribuido para garantizar el funcionamiento fiable de NMG de corriente continua. El control primario propone un control droop adaptativo basado en en el SOC para regular la tensión del bus local y mantener la estabilidad en el sistema. En el nivel de control secundario, se utiliza un regulador de tensión distribuido basado en el consenso para eliminar la desviación de la tensión media en las MG y controlar los flujos de potencia entre MG. Los controladores distribuidos de cada MG se comunican únicamente con las MG vecinas a través de una infraestructura de comunicación. El esquema jerárquico propuesto se verifica mediante simulaciones detalladas de hardware-in-the-loop.

Las microrredes de corriente continua (MG-DC) han ganado interés en la investigación ya que permiten la integración de nuevas cargas electrónicas modernas y fuentes de energía alternativas con salida directa a un bus de corriente continua, como los sistemas fotovoltaicos (PV), las pilas de combustible y sistemas de almacenamiento de energía (por ejemplo, baterías secundarias y supercondensadores).

Entre las ventajas de las MG-DC sobre las microrredes de corriente alterna (MG-AC) está la reducción de pérdidas en las etapas de conversión de la energía, no hay necesidad de controlar la frecuencia y la fase del bus por lo que los requerimientos de sincronización entre MG es menor. En las MG-AC las corrientes armónicas producto de cargas no lineales aumentan la pérdida de energía en los componentes del sistema y, en consecuencia, pueden reducir la confiabilidad de la microrred de CA [35], [46].

En [47] proponen una estrategia de control cooperativo jerárquico distribuido para NMG con capacidad de regular la frecuencia y tensión de todos los generadores distribuidos dentro de cada MG para así asegurar el reparto de potencia activa y reactiva entre las microrredes. El control terciario y secundario son distribuidos, es decir, existe comunicación entre los recursos distribuidos internos de las MG y comunicación entre microrredes. Este trabajo presenta un análisis detallado de la estabilidad de todo el sistema dinámico de dos capas (control terciario y secundario), se realiza un enfoque en la comunicación como uno de los parámetros importantes en los sistemas distribuidos para mantener la estabilidad del sistema.

En [48] uno de los documentos más recientes sobre NMG, se da a conocer de forma innovadora como la incorporación de intercambios conjuntos bidireccionales de energía y servicios auxiliares por parte de NMG podría incrementar cuantitativamente la economía y confiabilidad de operación tanto para las microrredes como para la red de distribución. Formulan un enfoque de programación de dos niveles, el nivel superior es un problema de gestión óptima del sistema de distribución para el operador del sistema de distribución (por sus siglas en inglés, DSO) y el nivel inferior es un problema de programación óptima de microrred para cada operador de microrred participante. Los servicios complementarios de estudio fueron reservas de energía para la regulación de potencias de subida y bajada con el objetivo de equilibrar la oferta y la demanda en tiempo real.

En [35], uno de los documentos más recientes, realizan una exhaustiva revisión de las investigaciones y trabajos involucrados en NMG. Entre los temas destacados están los servicios complementarios en NMG. De la recopilación de trabajos afirman que existen diferentes opciones enfocadas a abordar el desequilibrio entre la oferta y la demanda de energía lo que promueve la oportunidad de proporcionar servicios complementarios a partir de NMG. También se menciona que la integración de NMG puede maximizar la confiabilidad y resiliencia, de hecho, una microrred brinda flexibilidad, versatilidad, escalabilidad y la capacidad de proporcionar servicios auxiliares cuando se conecta a la red. Por otro lado, uno de los desafíos es la dinámica de los mercados energéticos, las NMG pueden ser mas económicas y proporcionar energía a la red a menores costos lo cual en el futuro, si los mercados lo permiten, puede ser una opción relevante.

En la Tabla 2.5 se muestra un resumen de los objetivos, características, metodologías y cantidad de MG empleadas en un conjunto de investigaciones enfocadas en el contexto de

resiliencia, confiabilidad, estabilidad y servicios complementarios en NMG. En la columna de metodología se da a conocer las abreviaturas o palabras claves de los métodos de optimización o algoritmos utilizados en los documentos.

Tabla 2.5: Resumen de literatura para la resiliencia, confiabilidad y estabilidad en NGM

Referencia	Objetivo de la investigación	Característica primordial	Metodología	Nº MG
[49]	Suavizar fluctuaciones de P y fr, NMG	Control descentralizado; ESS, inercia virtual	Mixto $H_2 H_\infty$ robusto	3
[5]	Resiliencia con NMG; Programación flexible	Estrategia de gestión de interrupciones jerárquica	Descomposición de BenDER	3
[50]	Resiliencia con NMG	AFM distribuida y asincrónica; Plug and play	MONLP resuelto con SQP	6
[51]	Resiliencia con NMG	Comunicación y control descentralizado	MILP resuelto con DICOPT	6
[47]	Control de V y Fr; Intercambio de P y Q	Comunicación de dos capas; C. 3º consenso	DHC; DTC; DSC	4
[52]	Servicios auxiliares MG	Integración de DER	PI en PV; HIL; Experimental	1
[48]	Gestión de la energía y NMG	DSM transactivo de energía y SSCC	MPEC estocástico relajado	3
[53]	Resiliencia con NMG	Restauración de carga	MINLP resuelto con P-ADMM	3
[54]	Servicios auxiliares con NMG	Pionero con NMG y SSCC	Matlab	6
[55]	Flujo Óptimo; Servicios auxiliares	Gestión de la incertidumbre; Reservas de subida y bajada	MADOPF resuelto con DRMPC	3
[46]	Estabilidad NMG-DC	Control distribuido jerárquico	HIL; Experimental	3
[56]	Servicios auxiliares MG; Mercado energético	Reservas en giro; Métricas de evaluación	MPC ; big M	1

2.5.4. Comunicación en NMG

Las infraestructuras de control y comunicación en los DER son dos componentes esenciales para las operaciones estables y seguras de las MG y NMG. En esta sección se dan a conocer algunas de las investigaciones más representativas en NMG que tienen un enfoque en comunicación.

Recalcando lo mencionado de [37], la comunicación en NMG es responsable de la protección de la privacidad para prevenir su utilización con malas intenciones; transmitir información para el análisis de energía; la predicción de la generación de energía a partir de recursos renovables para satisfacer la demanda; y la estimación del estado de la MMG para su control y gestión. La protección de la privacidad es para proteger el patrón de consumo de energía de las microrredes durante los procesos de intercambio de información.

Las estructuras de comunicación utilizadas se pueden observar en la Figura 2.24. Las arquitecturas desarrolladas para la comunicación en NMG que se denomina red de pares (P2P o Peer-to-Peer), malla, estructura agregada y anidada. En la estructura P2P, cada nodo está directamente conectado al controlador central y no tiene agregadores en la red de comunicación. El agregador representa el controlador local de una microrred. Las principales ventajas de P2P incluyen un control rápido para cargas críticas, integración simple y bajo costo de instalación. Sin embargo, la estructura P2P tiene el problema del punto único de falla (SPOF), es decir, si el controlador central falla, toda la comunicación se paraliza. En la estructura agregada, los agregadores están integrados en el sistema MMG para conectar los nodos y el controlador central, y comparten la carga de comunicación. Esta estructura es adecuada para sistemas MMG a gran escala con intercambio frecuente de información pero mantiene el problema de SPOF. En la estructura de malla, entrega redundancia al mantener la comunicación entre varios nodos o agregadores. Estas conexiones redundantes pueden resolver efectivamente SPOF, mejorando así la flexibilidad y confiabilidad de la red de comunicación. Sin embargo, la estructura de malla tiene un alto costo debido a su redundancia. En la estructura anidada, la interacción de información solo existe entre agregadores vecinos debido a la estructura de comunicación en capas, preservando así la privacidad de las MG. Esta puede ser la estructura más balanceada ya que resuelve SPOF y mantiene un costo bajo de operación [37].

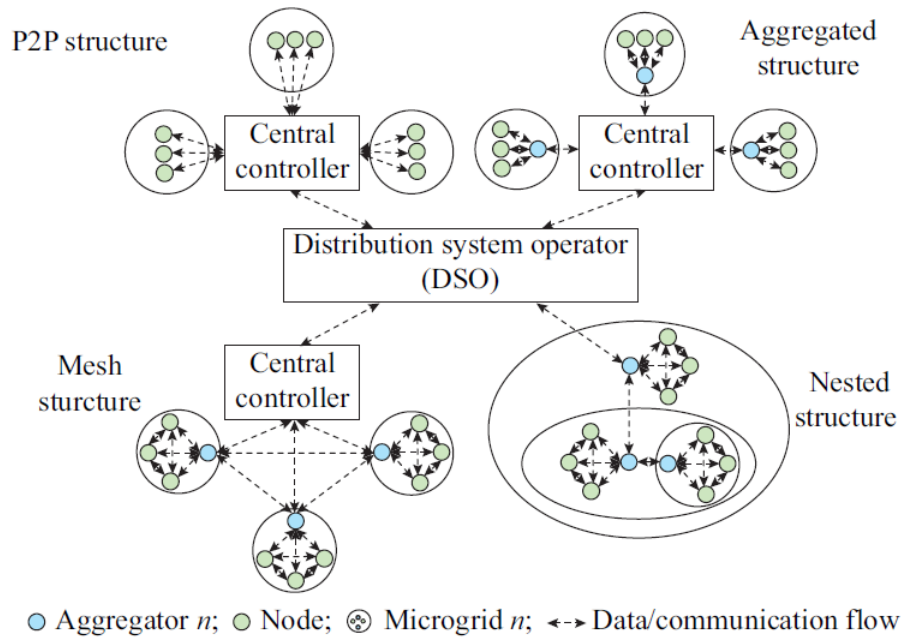


Figura 2.24: Estructura de comunicación para NMG [37]

En [57] implementan una arquitectura P2P por capas e interacción multiagente para NMG. Se implementan tres capas de control, cada capa está implementada de forma distribuida. Para el control primario, cada agente de la MG adopta un control droop para compartir la energía de forma localizada. Para el control secundario, se propone un algoritmo de consenso distribuido para el restablecimiento de la frecuencia, la tensión y el reparto arbitrario de la potencia entre las MG. Para el control terciario, la pérdida de potencia en el sistema NMG se minimiza utilizando el método de multiplicadores en dirección alterna (ADMM). En el sistema multi-agente con arquitectura P2P, en lugar de recoger todos los datos para un controlador central, cada agente sólo requiere información local y adyacente, pero puede devolver señales a nivel de sistema para lograr objetivos globales. Los agentes vecinos se definen a partir de la conexión eléctrica de un sistema NMG.

En [58] se implementa un sistema de comunicación distribuido de dos capas basado en en el internet de las cosas (Internet of Things, IoT), se utiliza a nivel de control terciario intra microrred para una mayor penetración de DER y a un nivel de DSO para permitir el comercio de energía entre las microrredes. Se compara un método basado en algoritmos de difusión con uno basado en algoritmos de consenso en donde el primero es superior en términos de velocidad de convergencia. Entre las ventajas de este método están los costos ahorrados en infraestructura física y el aumento en la escalabilidad del sistema.

En [59] se estudia un método de estimación del estado distribuido (DSE) para NMG con la finalidad de la conservación de la privacidad de la información local de cada MG y para prever la inyección de datos falsos ante ataques cibernéticos. El método es completamente distribuido y se enfoca en aislar los nodos corruptos de la red. Para llevar a cabo la investigación se utilizan herramientas de internet de las cosas (IoT).

Tabla 2.6: Resumen

Referencia	Objetivo de la investigación	Característica primordial	Metodología	Nº MG
[59]	Comunicación NMG	Privacidad; Ataques cibernéticos	algoritmo SDSE	5
[58]	Comunicación NMG	Comunicación distribuida ; IoT	IEEE802.11s ; Experimental	4
[57]	Comunicación NMG	P2P; Comunicación distribuida	consenso; ADMM ; HIL	3

2.5.5. Discusión

De los trabajos mencionados se observa una clara tendencia a la utilización de esquemas distribuidos para la mayoría de los niveles del control jerárquico de una microrred, producto de sus ventajas mencionadas anteriormente. Por otro lado, algunas lecturas realizan una crítica sobre la robustez de la metodología de control distribuido ante la existencia de incertidumbres o fallas de comunicación, lo cual es tendencia en los últimos trabajos realizados, entregando soluciones como nuevos tipos de mercados de distribución o esquemas mixtos que permiten mayor robustez ante estos eventos.

Sobre el aprovechamiento de las energías renovables en el mercado de distribución, se observó una clara tendencia a mercados transactivos de energía con la participación de múltiples microrredes, obteniendo disminuciones de costos operativos de entre el 10-20%. La mención de servicios auxiliares en mercados a nivel de distribución se realiza pero no se aborda como una función importante de la red. Luego, por este hecho se ha restringido la funcionalidad, estabilidad y rentabilidad del mercado transactivo y del sistema de distribución con NMG. Recientemente, por primera vez en [48], se ha realizado una publicación que aborda la gestión del mercado con transacción bidireccional horaria de la energía y servicios complementarios pero apenas trata la variabilidad de los recursos y solo trabaja sobre reservas de bajada y subida sin considerar otros servicios auxiliares que podrían beneficiar a la red.

Los sistemas basados en control distribuidos son tendencia en las últimas investigaciones, algunas críticas a esta forma de comunicación y control es que los sistema pueden producir óptimos locales menos efectivos que los que podrían existir en un sistema de control centralizado, las razones son la protección de la información y topologías que solo permiten comunicación adyacente, por otro lado, existen investigaciones que promueven este tipo de trabajo ya que las ventajas obtenidas como mayor resiliencia y confiabilidad son mejoras del sistema que superan dichos costos.

En la mayoría de la literatura las MG modeladas no superan las 10 y se tiende a hacer simplificaciones en el modelo cuando la cantidad de MG es alta. También hay pocos trabajos que abarquen altas tasas de penetración de energías renovables y su efecto de incertidumbre sobre los métodos y algoritmos para gestionar el sistema.

La coordinación de la protección adecuada es uno de los requisitos clave para ejecutar

NMG con la máxima fiabilidad. El cambio en la topología de la red es frecuente en este sistema para obtener el mejor rendimiento. Sin embargo, este cambio frecuente en la topología causa problemas de coordinación de protección, ya que la magnitud y la dirección de las corrientes de falla pueden variar en el sistema al producirse cambios topológicos. Los ajustes óptimos de los dispositivos de protección son diferentes para el modo aislado y conectado a la red de una MG. Por otro lado, en las MG conectadas en red, es posible un gran número de topologías debido al cambio de modo de las MG al pasar a modo isla a través de los PCC, lo que dificulta enormemente los problemas generales de coordinación de la protección. El esquema de protección adaptable puede ser una mejor opción para la protección de las NMG [8].

La alta penetración de DER con incertidumbres puede dar lugar a graves problemas de estabilidad en NMG. La presencia de incertidumbres con las principales fuentes de energía (PV y WT) en el sistema provoca el frecuente desequilibrio entre generación y cargas. Por lo tanto, los problemas de estabilidad de frecuencia pueden ser más graves en la NMG que en un sistema de energía. Esto puede provocar problemas de voltaje y estabilidad de ángulo. Luego, hay una oportunidad para el mercado de servicios auxiliares a partir de NMG que puede ayudar a corregir dichos problemas, dichos esquemas pueden ser en un mercado interno de NMG como una relación bidireccional de energía entre NMG y red general con énfasis en tasas de penalización por agregación de incertidumbre.

De la literatura analizada no se encontró la utilización de localización estratégica de MG especializadas en algún tipo de servicio auxiliar para mitigar problemas de red específicos, por ejemplo, problemas de tensión en alimentadores producto de alta penetración de vehículos eléctricos, dichos problemas pueden ser trabajados con MG con capacidad de inyección de potencia reactiva en donde el PCC de la microrred esté cercano al alimentador.

Muy poca literatura se realiza experimentalmente. El rendimiento de los métodos y la factibilidad de estos mismos cambian al implementarse en sistemas reales, donde se pueden observar cambios en la estabilidad del sistema y en la respuesta de los controladores ante la variabilidad de las fuentes renovables. En el último tiempo, la investigación experimental con *Hardware in the loop* ha comenzado a tomar más importancia para el desarrollo industrial de los diferentes métodos que entrega la academia, se destacan las simulaciones tipo RMS (Root Mean Square) y EMT (Electromagnetic Transient) para los análisis dinámicos de la red. Entre los beneficios están el evitar el colapso de los instrumentos costosos producto de realizar simulaciones experimentales con instrumentación real, al mismo tiempo ofrece una cobertura de condiciones de prueba y réplicas rastreables. Otra de sus características es que no es necesario la implementación del sistema real por lo que los tiempos de espera y los costos para realizar las pruebas son menores.

La incertidumbre por comportamiento y los beneficios por las baterías de los vehículos eléctricos al usarlos como respuesta de la demanda, no se ha considerado como un factor de estudio en NMG. Dado que la penetración de EV es cada vez mayor en el mundo, el modelamiento de los vehículos eléctricos debe ser considerado dentro de las MG para mejorar la precisión del modelado de los futuros sistemas eléctricos y aprovechar la capacidad de prestar servicios a la red.

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se expone la propuesta metodológica de un sistema de gestión de la energía aplicado a la coordinación de microrredes para participar de un mercado mayorista con transacciones de compra y venta de energía como también de venta de servicios complementarios.

Para llevar a cabo la implementación del sistema de gestión energética para NMG y su experimentación en hardware se desarrolló una metodología como la que se puede observar en la Figura 3.1. El esquema comienza con la obtención de los diferentes perfiles, que luego serán utilizados como entradas en los elementos del conjunto de microrredes. Los datos considerados son la irradiancia, perfiles de carga residencial y precios de la energía del mercado mayorista. De forma conjunta con la etapa anterior se hace un modelamiento de las microrredes en el software Typhon HIL utilizando la herramienta *Script Editor*. Al modelar las MG se define el dimensionamiento de los elementos como cargas, generación distribuida, líneas de distribución, convertidores y transformadores, al mismo tiempo se trabaja buscando la mejor configuración del firmware (descrito en la Sección 2.3.1 y Figura 2.22), determinando la cantidad de SPC, solucionadores de máquina, convertidores DC-DC, necesarios para el modelo. Posteriormente se crea el código de automatización en Python para el comportamiento de la NMG ante señales del mercado y del sistema interno de cada MG. El siguiente paso es realizar la simulación en Typhon HIL (Hardware) para finalmente evaluar a través de métricas los diferentes escenarios planteados.

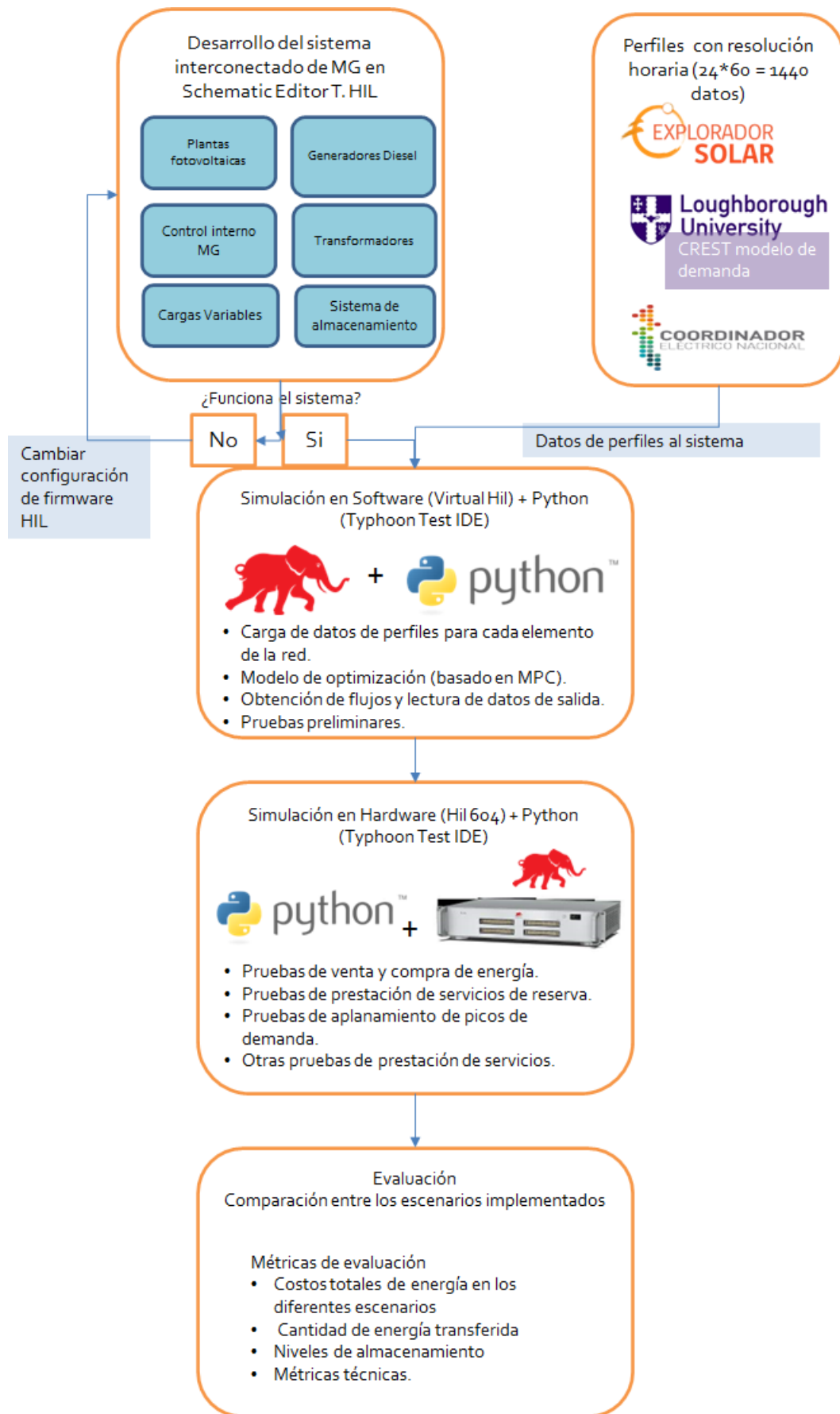


Figura 3.1: Metodología

3.1. Herramientas computacionales

3.1.1. Hardware in the loop

Los pasos para realizar las simulaciones en HIL son las siguientes:

1. Definir el modelo en el editor (Schematic Editor Figura 2.13b) usando los elementos de la librería de Typhon HIL.
2. Ejecutar el modelo desde el centro de control de simulación.
3. Capturar las señales necesarias para el control del sistema.
4. Automatizar los pasos 1 a 3 a través de scripts de Python.

Typhon Hil cuenta con una librería variada de elementos, para efectos del presente trabajo se utiliza la librería enfocada en microrredes. La librería de MG contiene una variedad de elementos cuyo propósito es permitir una construcción del modelo de forma rápida. Estos modelos de diferentes elementos se pueden ejecutar en una gran variedad de pruebas para diferentes escenarios de operación.

Los elementos de la librería de MG son:

- Grupo electrógeno diésel (genérico)
- Batería ESS
- Planta de energía fotovoltaica (con y sin convertidores)
- Planta de energía eólica (con y sin convertidores)
- Grupo electrógeno diésel
- Inversor de batería
- Inversor fotovoltaico
- Relé de protección de alimentador
- Protecciones estándar ANSI
- Bloque lógico de relé

3.1.2. Python

Typhon HIL tiene entre sus herramientas *Script Editor* donde el usuario puede escribir, abrir y ejecutar varios script automatizados en Python, utilizando las librerías API de Typhoon HIL. Las funciones de la API se dividen en 4:

- Funciones para controlar e inicializar el proceso de simulación (funciones para cargar modelo, iniciar/detener simulación).
- Funciones para configurar en tiempo real las diferentes entradas de los elementos de la microrred.

- Funciones para obtener información de la simulación.
- Funciones para llevar a cabo la optimización y el control.

Con diferentes librerías de Python como multiprocessing, CVXPY en conjunto con el solver MOSEK y la API de Typhon HIL se desarrolla el programa de automatización para realizar las pruebas de los controladores y la optimización de la operación económica de la interconexión de microrredes. Otros aspectos que se desarrollan en el programa de automatización son la carga de perfiles y la comunicación entre controladores de acuerdo a su jerarquía.

3.2. Perfiles de entrada

Los diferentes bloques a utilizar en el software Typhon HIL necesitan datos de entrada para determinar la generación o el comportamiento que deben tener durante la simulación. Dentro del conjunto de los diferentes datos de entrada se destacan los que son en base al recurso disponible como la irradiación en los paneles solares o la velocidad del viento en las turbinas eólicas. La importancia de tener una entrada de datos representativa a la realidad recae en el efecto de incertidumbre de los recursos renovables y como este parámetro afecta al comportamiento del sistema.

Para efectos de este trabajo de memoria se simularan escenarios mensuales con resolución horaria. Dado que se dispone de una herramienta con altas capacidades computacionales es posible que se aumente la resolución horaria a minutos o se realicen simulaciones mas largas, de todas formas, dado el contexto de documento preliminar se deja el factor de resolución temporal ligado al momento en que se pase a trabajar en Hardware.

3.2.1. Perfil solar

El perfil de irradiancia en w/m^2 se obtiene del explorador solar, una herramienta pública con una base de datos que detalla el recurso solar en Chile de los años 2006 a 2016. Esta herramienta es el resultado de colaboración entre el ministerio de energía, la sociedad alemana para la cooperación internacional (GIZ) y el departamento de geofísica de la Universidad de Chile, así como también la Corporación Nacional Forestal y la Universidad Austral de Chile [38].

Para efectos de este trabajo se realizara un dimensionamiento fotovoltaico a través del software Typhon HIL donde las plantas fotovoltaicas recibirán el perfil de radiación incidente por unidad de área obtenidos a través de la herramienta del explorador solar.

3.2.2. Perfil demanda

El perfil de demanda se obtiene del software de código abierto CREST (Centre for Renewable Energy Systems Technology) de la Universidad Loughborough, Reino Unido. CREST es un modelo integrado de demanda eléctrica que utiliza técnicas de programación estocástica para representar la diversidad de viviendas, produciendo una salida calibrada y validada a alta resolución. CREST se utiliza para modelar la demanda residencial [39].

3.3. Sistema de gestión energética EMS

3.3.1. MPC Centralizado Determinístico

El objetivo de sistema de gestión energética es minimizar los costos generales de la NMG mientras mantiene ciertas restricciones técnicas. Para eso se desarrolla una función objetivo que considera tres aspectos: La compra y venta de energía entre NMG y red general; los costos operacionales; y la convexidad de la función objetivo.

Para la compra y venta de energía se consideran los costos marginales de un mercado mayorista, dichos costos suelen variar en el tiempo usualmente en tasas de 1 hora. Por otro lado, el costo nivelado de la energía (LCOE ¹) de cada comunidad para representar el precio de venta de energía de la MG. Al restarse ambos términos se consigue que la decisión de compra y venta de energía se decida a través del MPC considerando el horizonte de predicción. El término que representa lo explicado se puede ver en la expresión 3.1.

$$\sum_{j=0}^{N-1} \left(\sum_{i=1}^M C_{ISO}(k+j) P_{MGbuy}^i(k+j) T_s - \sum_{i=1}^M C_{LCOE_i} P_{MGsell}^i(k+j) T_s \right) \quad (3.1)$$

donde C_{ISO} es el vector que contiene el precio de la energía horaria del mercado mayorista definido por los procesos que conlleva el operador independiente del sistema (ISO) para definir los costos marginales; C_{LCOE_i} es el costo normalizado de la energía de la comunidad i ; $P_{MGbuy}^i(k+j)$ corresponde a la potencia comprada a la red en el instante $(k+j)$ por la MG i , por convención toma solo valores positivos; y $P_{MGsell}^i(k+j)$ corresponde a la potencia vendida a la red en el instante $(k+j)$ por la microrred i , por convención toma solo valores positivos.

Los costos internos de la MG son los costos de mantenimiento, combustible y operacionales de las diferentes tecnologías que contenga la MG. Los costos tomados en consideración en el presente trabajo son los costos de combustible del DG y los costos de operación y mantención del ESS. El término que representa dichos costos se puede ver en la expresión 3.2.

$$\sum_{i=1}^M \sum_{j=0}^{N-1} T_s C_{ESS} (P_{Bdisch}^i(k+j) + P_{Bcharg}^i(k+j)) + \sum_{i=1}^M \sum_{j=0}^{N-1} T_s C_{DG} P_{DG}^i(k+j) \quad (3.2)$$

donde C_{ESS} corresponde al costo de operación y mantención de cada sistema de almacenamiento. Las variables $P_{Bdisch}^i(k+j)$ y $P_{Bcharg}^i(k+j)$ son las potencias de carga y descarga de los ESS. C_{DG} corresponde al costo del combustible de cada generador Diesel operando en un rango de su capacidad nominal. $P_{DG}^i(k+j)$ es la potencia inyectada por el generador diésel.

La convexidad del problema es lo que asegura la obtención de una solución óptima. Un problema con función objetivo cuadrática y restricciones lineales es convexo si cumple con

¹ El costo nivelado de la energía se define como el costo esperado de la energía de una planta o proyecto eléctrico sin construir, es decir, el LCOE estima el costo futuro de la electricidad a partir de una tecnología en particular, o en su defecto, de un proyecto que considere varias tecnologías [60].

ciertos criterios como se menciona en la sección 2.4.2.

Luego, se considera una penalización en la variación de la potencia inyectada de un instante a otro, vista desde el PCC, en donde también se agrega una componente cuadrática para las variables de compra y venta de energía.

$$\sum_{i=1}^M \sum_{j=0}^{N-1} Q[\Delta P_{MGbuy}^i(k+j)^2 + \Delta P_{MGsell}^i(k+j)^2] \quad (3.3)$$

donde Q es la penalización sobre la variación en la potencia inyectada vista desde cada PCC. Esta variable se sintoniza fuera de línea de forma que los costos de optimización no aumenten en cuanto a la solución óptima lineal, es decir, inicialmente se toma un valor lo suficientemente pequeño de Q tal que el costo agregado de la función cuadrática no aumenta el valor de la solución óptima, luego se aumenta Q hasta que el costo de la optimización aumente y así definir Q .

Finalmente la función objetivo queda descrita como en 3.4.

$$\begin{aligned} \min_x \quad & \sum_{j=0}^{N-1} \left(\sum_{i=1}^M C_{ISO}(k+j) P_{MGbuy}^i(k+j) T_s - \sum_{i=1}^M C_{LCOE_i} P_{MGsell}^i(k+j) T_s \right) \\ & \sum_{i=1}^M \sum_{j=0}^{N-1} T_s C_{ESS} (P_{Bdisch}^i(k+j) + P_{Bcharg}^i(k+j)) + \sum_{i=1}^M \sum_{j=0}^{N-1} T_s C_{DG} P_{DG}^i(k+j) \\ & + \sum_{i=1}^M \sum_{j=0}^{N-1} Q[\Delta P_{MGbuy}^i(k+j)^2 + \Delta P_{MGsell}^i(k+j)^2] \end{aligned} \quad (3.4)$$

Se define una restricción de acople entre el conjunto de microrredes. Esta restricción define los límites máximos y mínimos para la compra y venta de energía. También se puede hacer una analogía a la capacidad de transmisión de la línea de media tensión a la cual estén conectadas todas las comunidades. Dado que una línea la ocupan más entes participantes independientes de las microrredes, se pueden tomar valores arbitrarios de la capacidad de transmisión para el caso de estudio, se identifican como constantes P_{ISO}^{min} y P_{ISO}^{max} en la restricción 3.5 como dichas capacidades de la línea de transmisión.

$$P_{ISO}^{min} \leq \sum_{i=0}^M P_{MGbuy}^i(k+j) - P_{MGsell}^i(k+j) \leq P_{ISO}^{max} \quad (3.5)$$

Las variable P_{MGbuy}^i y P_{MGsell}^i indican la potencia inyectada por cada microrred i a la línea de media tensión, es decir, representa la potencia que pasa por cada PCC. Al mismo tiempo esta variable determina el balance entre la red y la microrred, mientras que internamente esta relacionada con el balance de la potencia de los recursos y la carga. Luego se impone la restricción (3.6):

$$P_{MGbuy}^i(k+j) - P_{MGsell}^i(k+j) = P_{net}(k+j) - P_{Bdisch}^i(k+j) + P_{Bcharg}(k+j) - P_{DG}^i(k+j) \quad (3.6)$$

donde las variables $P_{Bdisch}^i(k+j)$, $P_{Bcharg}(k+j)$ y $P_{DG}^i(k+j)$ se discuten más adelante en la presente sección. P_{net} es la variable que considera la demanda o carga residencial y la generación a partir de recursos renovables, en el presente trabajo $P_{net} = P_{VBR} - P_{sol}$ donde P_{VBR} es la carga o demanda interna de una MG y P_{sol} es la potencia generada por una planta fotovoltaica de la MG.

Las variables de compra y venta de energía no pueden funcionar simultáneamente ya que cada una representa respectivamente un flujo positivo o negativo de energía visto desde el PCC, para solucionarlo se utiliza el método *big M* el cual por medio de una variable binaria ϕ_M^i y una constante M lo suficientemente grande permite la utilización de una sola de estas variables, la restricción se muestra en (3.7).

$$\begin{aligned} P_{MGbuy}^i(k+j) &\leq \phi_M^i M \\ P_{MGsell}^i(k+j) &\leq (1 - \phi_M^i) M \end{aligned} \quad (3.7)$$

De forma similar se utiliza el método *big M* para manejar la potencia de carga P_{Bcharg}^i y descarga P_{Bdisch}^i de los sistemas de almacenamiento ESS, ambas positivas por convención, a la vez, se implementan las cotas de operación respectivas a dichos eventos, las restricciones se muestran en (3.8):

$$\begin{aligned} P_{Bdisch}^i(k+j) &\leq \phi_B^i M \\ P_{Bcharg}^i(k+j) &\leq (1 - \phi_B^i) M \\ P_{Bdisch}^i(k+j) &\leq P_{Bdisch}^{max} \\ P_{Bcharg}^i(k+j) &\leq P_{Bcharg}^{max} \end{aligned} \quad (3.8)$$

donde P_{Bdisch}^{max} y P_{Bcharg}^{max} son las potencias máximas nominal de carga y descarga respectivamente en los sistema de almacenamiento.

La dinámica de la batería se representa por el estado actual de energía almacenada menos la carga o descarga en una ventana de tiempo respectiva al tiempo de muestreo como se representa en la aproximación lineal (3.9).

$$E_B(k+j+1)^i = E_B(k+j)^i - T_s P_{Bdisch}^i(k+j) + T_s P_{Bcharg}^i(k+j) \quad (3.9)$$

Los límites del estado de carga del sistema de almacenamiento se define por la restricción (3.10):

$$E_{min} \leq E_B(k+j)^i \leq E_{max} \quad (3.10)$$

donde $E_{min} = 0.2C_n$ y $E_{max} = 0.8C_n$ corresponden a estados de carga de 0.2 y 0.8 de la capacidad nominal C_n de las baterías.

Un generador diésel suele operar en bandas cuyo rendimiento cambia y por lo tanto sus costos de combustible, para asignar cierta banda de operación del generador diésel, en (3.11) se designa una variable binaria ϕ_i que representa la condición de encendido o apagado en la banda de operación con un respectivo precio.

$$\phi_i P_{DG}^{min} \leq P_{DG}^i(k+j) \leq \phi_i P_{DG}^{max} \quad (3.11)$$

donde

- $P_{DG}^i(k+j)$ es la potencia inyectada por el generador diésel de la microrred i en el instante $(k+j)$.
- P_{DG}^{min} es la cota inferior del rango de operación del generador diésel.
- P_{DG}^{max} es la cota superior del rango de operación del generador diésel..

Luego el problema de optimización queda definido con la función objetivo y las restricciones presentadas en (3.12) y (3.13) respectivamente.

$$\begin{aligned} \min_x \quad & \sum_{j=0}^{N-1} \left(\sum_{i=1}^M C_{ISO}(k+j) P_{MGbuy}^i(k+j) T_s - \sum_{i=1}^M C_{LCOE_i} P_{MGsell}^i(k+j) T_s \right) \\ & \sum_{i=1}^M \sum_{j=0}^{N-1} T_s C_{ESS} (P_{Bdisch}^i(k+j) + P_{Bcharg}^i(k+j)) + \sum_{i=1}^M \sum_{j=0}^{N-1} T_s C_{DG} P_{DG}^i(k+j) \\ & + \sum_{i=1}^M \sum_{j=0}^{N-1} Q [\Delta P_{MGbuy}^i(k+j)^2 + \Delta P_{MGsell}^i(k+j)^2] \end{aligned} \quad (3.12)$$

s.a

$$\begin{aligned}
P_{ISO}^{min} &\leq \sum_{i=0}^M P_{MGbuy}^i(k+j) - P_{MGsell}^i(k+j) \leq P_{ISO}^{max} \\
P_{MGbuy}^i(k+j) &\leq \phi_M^i M \\
P_{MGsell}^i(k+j) &\leq (1 - \phi_M^i) M \\
P_{MGbuy}^i(k+j) - P_{MGsell}^i(k+j) &= P_{net}(k+j) \\
P_{B\ disch}^i(k+j) + P_{B\ charg}^i(k+j) - P_{DG}^i(k+j) & \\
P_{B\ disch}^i(k+j) &\leq \phi_B^i M \\
P_{B\ charg}^i(k+j) &\leq (1 - \phi_B^i) M \\
P_{B\ disch}^i(k+j) &\leq P_{B\ disch}^{max} \\
P_{B\ charg}^i(k+j) &\leq P_{B\ charg}^{max} \\
E_B(k+j+1)^i &= E_B(k+j)^i - T_s P_{B\ disch}^i(k+j) + T_s P_{B\ charg}^i(k+j) \\
E_{min} &\leq E_B(k+j)^i \leq E_{max} \\
\phi_{i,s} P_{DG}^{min} &\leq P_{DG}^i(k+j) \leq \phi_i P_{DG}^{max} \\
\forall i \in 1, \dots, M; j \in 1, \dots, N-1 &
\end{aligned} \tag{3.13}$$

Se destacan las variables de optimización como los vectores que contiene las potencias de referencia para compra y venta de energía en cada instante, para cada microrred (3.14):

$$x_1 = \begin{bmatrix} P_{MGbuy}^1(k) \\ \vdots \\ P_{MGbuy}^i(k+N-1) \\ P_{MGbuy}^2(k) \\ \vdots \\ P_{MGbuy}^{M-1}(k+N-1) \\ P_{MGbuy}^M(k) \\ \vdots \\ P_{MGbuy}^M(k+N-1) \end{bmatrix} \quad x_2 = \begin{bmatrix} P_{MGsell}^1(k) \\ \vdots \\ P_{MGsell}^i(k+N-1) \\ P_{MGsell}^2(k) \\ \vdots \\ P_{MGsell}^{M-1}(k+N-1) \\ P_{MGsell}^M(k) \\ \vdots \\ P_{MGsell}^M(k+N-1) \end{bmatrix} \tag{3.14}$$

3.3.2. MPC para reservas de SSCC

Para un conjunto de microrredes los servicios de control de frecuencia se pueden considerar similares para la formulación de restricciones en un esquema de controlador predictivo ya que su diferencia es principalmente en los tiempos de activación y de operación. El control de frecuencia por medio de carga interrumpible puede ser análogo a cambiar a una operación en isla de la microrred, a disminuir la capacidad máxima de inyección de la microrred en un determinado instante u a operar con reservas suficientes para representar una desconexión de carga vista desde el PCC a partir de dichas reservas.

La valorización de los servicios complementarios para el caso de estudio se considerarán como determinados a partir de licitaciones o subastas, esto implica que se definen reservas, potencias y tiempos que se deben cumplir a pedido del operador del sistema (ISO) en el instante que lo determine e independientes de la valorización para la operación de las comunidades. Dicho pedido puede ser, o no ser, pedido por el ISO, los servicios complementarios suelen ser demandados ante contingencias o desviaciones que rara vez se pueden predecir tanto en magnitud como en el instante en que ocurren. Por otro lado, debe existir siempre la disponibilidad de prestar el servicio lo que se traduce en mantener las reservas de energía suficientes durante la operación con el fin de estar preparados para inyectar las potencias determinadas para el servicio. Luego, la función objetivo de los costos de operación del grupo de microrredes se mantiene al presentado en la sección 3.3.1 ya que es independiente del pago de servicios complementarios.

Para que sea posible la prestación del servicio es necesario que exista la posibilidad de inyectar o absorber energía a la red desde la interconexión de microrredes, es decir, es necesario que exista una capacidad de transmisión suficiente y que la inyección de potencia hacia la red o a la microrred no impliquen saturaciones de línea en ningún sistema de transmisión o distribución. Los estudios y normas establecen que estas capacidades se cumplan antes de permitir que un agente se considere apto para conectarse a la red y prestar algún servicio, además, el hecho de operar con cotas menores de potencia a la demanda pico del conjunto de microrredes puede implicar en una operación más restringida de lo deseado, es decir, existen escenarios en que tener limitaciones de transmisión ante altas demandas internas de la MG pueden afectar la operación, haciéndola más cara o incluso llegar a casos en que no se cumple el equilibrio de demanda y generación, luego esto es tanto un tema de diseño previo de las MG como también de las líneas de transmisión.

Para efectos del caso de estudio se utilizan cotas de holgura sobre la potencia para representar la capacidad del conjunto de microrredes de prestar potencias de reserva para subida o bajada como se muestra en la restricción (3.15), dichas cotas están representadas por las variables $\mathbb{P}_{res}^-(k+l)$ y $\mathbb{P}_{res}^+(k+l)$, que en otras palabras, son una holgura que considera el EMS para poder prestar el servicio. También como supuesto, se trabajara con líneas que tienen capacidades de transmisión suficientes, es decir, se diseñaron con capacidades mayores a la demanda pico o mayores a la máxima potencia inyectada por todos los DER disponibles.

$$P_{ISO}^{min} + \mathbb{P}_{res}^-(k+l) \leq \sum_{i=0}^M P_{MGbuy}^i(k+j) - P_{MGsell}^i(k+j) \leq P_{ISO}^{max} - \mathbb{P}_{res}^+(k+l) \quad (3.15)$$

Las reservas se liberan en el momento en que el operador del sistema lo indica, dependiendo de la naturaleza del servicio puede ser en algún bloque horario específico o de forma directa en el instante que se dé aviso. Para efectos de las restricciones, las cotas son puestas para dichos bloques horarios en la formulación de (3.15), los que se representan por los instantes $(k + l)$, dado que no se sabe el momento en que el ISO pedirá dichos servicios, las cotas se imponen para los siguientes n_l instantes que coinciden con la duración de la prestación del servicio, el resto de instantes del vector tienen valor nulo.

Para representar la potencia de subida o bajada se aplican cotas extras para los recursos internos de las comunidades por lo que se impone la restricción (3.16) para la potencia a inyectar de los sistemas de almacenamiento.

$$\begin{aligned}
0 &\leq P_{B\ disch}(k + j)^i \leq P_B^{max} - P_{B\ res}^{i+}(k + j) \\
P_{B\ res}^{i-}(k + j) + |P_B^{min}| &\leq -P_{B\ charg}(k + j)^i \leq 0 \\
0 &\leq P_{B\ res}^{i+}(k + j) \leq P_B^{max} \\
0 &\leq P_{B\ res}^{i-}(k + j) \leq |P_B^{min}| \\
P_{B\ disch}^i(k + j) &\leq \phi_M^i M \\
P_{B\ charg}^i(k + j) &\leq (1 - \phi_M^i) M
\end{aligned} \tag{3.16}$$

donde $P_{B\ res}^{i+}(k + j)$ y $P_{B\ res}^{i-}(k + j)$ son las potencias de reserva para subida y bajada respectivamente las que tomarán valores positivos por notación.

Para garantizar la inyección de potencia de subida o bajada de los sistemas de almacenamiento para un determinado tiempo, es necesario que exista cierta cantidad de energía almacenada en las baterías para el caso de reservas de subida o que exista el espacio de almacenamiento de carga para el caso de potencia de reserva de bajada, esto se representa con las variables de holgura $E_{B\ res}^{i+}(k + l)$ y $E_{B\ res}^{i-}(k + l)$ en la restricción (3.17) para las energías de reserva que se utilizan para la inyección de potencia de subida y bajada respectivamente.

$$E_{B\ res}^{i+}(k + l) + E_{min} \leq E_B^i(k + j + 1) \leq E_{max} - E_{B\ res}^{i-}(k + l) \tag{3.17}$$

Para asegurar la suficiencia de energía se relacionan las cotas de holgura de potencia de reserva del sistema de almacenamiento con la de energía de reserva como se muestra en la restricción (3.18).

$$\begin{aligned}
T_s \sum_{j=0}^{N_{sc}} P_{B_{res}}^{i+}(k+j) &= E_{B_{res}}^{i+}(k+j) \\
T_s \sum_{j=0}^{N_{sc}} P_{B_{res}}^{i-}(k+j) &= E_{B_{res}}^{i-}(k+j)
\end{aligned} \tag{3.18}$$

donde N_{sc} indica los instantes en que se prestara el servicio y la suma es para indicar que el sistema de almacenamiento debe tener las reservas suficiente para suministrar en todos los instantes respectivos al servicio. Para efectos de potencias que se deben inyectar en tiempos menores al tiempos de muestreo $T_s = 30[min]$ como es el caso de los servicios complementarios de control primario o secundario, se tendrá que la energía dispuesta por (3.18) no corresponde y será sobre dimensionada, para evitar esto se puede utilizar directamente una variable de tiempo que represente el tiempo de prestación del servicio $T_{SSCC} < T_s$, de esta forma la energía queda definida por la potencia y el tiempo de inyección respectivo del servicio.

De forma análoga a las potencias de reserva del sistema de almacenamiento, se imponen variables para representar las potencias de reserva en el generador diésel lo que está representado por la restricción (3.19), las variables solo toman valor positivo si la optimización decide que el generador esté encendido por medio de la variable binaria ϕ de lo contrario son nulas.

$$\begin{aligned}
P_{DG_{res}}^{i-}(k+j) + \phi_i P_{DG}^{min} &\leq P_{DG}^i(k+j) \leq \phi_i P_{DG}^{max} - P_{DG_{res}}^{i+}(k+j) \\
0 &\leq P_{DG_{res}}^{i-}(k+j) \leq |P_{DG}^{min}| \\
0 &\leq P_{DG_{res}}^{i+}(k+j) \leq P_{DG}^{max}
\end{aligned} \tag{3.19}$$

Finalmente para lograr una coordinación entre las comunidades de tal forma de obtener un aporte óptimo para las reservas, se relacionan las potencias totales con los aportes parciales de los distintos recursos distribuidos, es necesario que durante la operación los sistemas de almacenamiento no pasen a operar a estados de carga *SOC* que no permitan el suministro de reservas durante el tiempo informado por el ISO por lo que se imponen como restricciones cotas de energía extra con respecto al tiempo y potencias necesarios para el estado de carga de los sistemas de almacenamiento, variables denominadas $E_{B_{res}}^{i+}$ y $E_{B_{res}}^{i-}$, se representa con las restricciones de (3.20).

$$\begin{aligned}
\mathbb{P}_{res}^+(k+l) &= \sum_{i=1}^M P_{B_{res}}^{i+}(k+j) + P_{DG_{res}}^{i+}(k+j) \\
\mathbb{P}_{res}^-(k+l) &= \sum_{i=1}^M P_{B_{res}}^{i-}(k+j) + P_{DG_{res}}^{i-}(k+j) \\
\mathbb{E}_{res}^+ &\leq \sum_{i=1}^M E_{B_{res}}^{i+}(k+j) + T_s \sum_{j=0}^{N_{sc}} P_{DG_{res}}^{i+}(k+j) \\
\mathbb{E}_{res}^- &\leq \sum_{i=1}^M E_{B_{res}}^{i-}(k+j) + T_s \sum_{j=0}^{N_{sc}} P_{DG_{res}}^{i-}(k+j)
\end{aligned} \tag{3.20}$$

La operación interna de la microrred es independiente a la prestación de los servicios por lo que las restricciones de balance y las restricciones de dinámica de los sistemas de almacenamiento así como también la función objetivo se mantienen como los de la sección 3.3.1:

$$\begin{aligned}
\min_x \quad & \sum_{j=0}^{N-1} \left(\sum_{i=1}^M C_{ISO}(k+j) P_{MGbuy}^i(k+j) T_s - \sum_{i=1}^M C_{LCOE_i} P_{MGsell}^i(k+j) T_s \right) \\
& \sum_{i=1}^M \sum_{j=0}^{N-1} T_s C_{ESS} (P_{Bdisch}^i(k+j) + P_{Bcharg}^i(k+j)) + \sum_{i=1}^M \sum_{j=0}^{N-1} T_s C_{DG} P_{DG}^i(k+j) \\
& + \sum_{i=1}^M \sum_{j=0}^{N-1} Q [\Delta P_{MGbuy}^i(k+j)^2 + \Delta P_{MGsell}^i(k+j)^2]
\end{aligned} \tag{3.21}$$

Luego las restricciones del problema queda descrito como restricciones de operación para coordinar la compra y venta de energía (3.22):

sujeto a :

$$\begin{aligned}
P_{ISO}^{min} + \mathbb{P}_{res}^-(k+l) &\leq \sum_{i=0}^M P_{MGbuy}^i(k+j) - P_{MGsell}^i(k+j) \leq P_{ISO}^{max} - \mathbb{P}_{res}^+(k+l) \\
P_{MGbuy}^i(k+j) - P_{MGsell}^i(k+j) &= P_{net}(k+j) - P_{Bdisch}^i(k+j) + P_{Bcharg}^i(k+j) - P_{DG}^i(k+j) \\
P_{MGbuy}^i(k+j) &\leq \phi_M^i M \\
P_{MGsell}^i(k+j) &\leq (1 - \phi_M^i) M \\
0 \leq P_{Bdisch}(k+j)^i &\leq P_B^{max} - P_{Bres}^{i+}(k+j) \\
P_{Bres}^{i-}(k+j) + |P_B^{min}| &\leq -P_{Bcharg}(k+j)^i \leq 0 \\
P_{Bdisch}^i(k+j) &\leq \phi_B^i M \\
P_{Bcharg}^i(k+j) &\leq (1 - \phi_B^i) M \\
E_B(k+j+1)^i &= E_B(k+j)^i - T_s P_{Bdisch}^i(k+j) + T_s P_{Bcharg}^i(k+j) \\
E_{Bres}^{i+}(k+j) + E_{min} &\leq E_B^i(k+j) \leq E_{max} - E_{Bres}^{i-}(k+j) \\
P_{DGres}^{i-}(k+j) + \phi_i P_{DG}^{min} &\leq P_{DG}^i(k+j) \leq \phi_i P_{DG}^{max} - P_{DGres}^{i+}(k+j) \\
\forall i \in 1, \dots, M; j \in 0, \dots, N-1 &
\end{aligned} \tag{3.22}$$

Restricciones de acople entre comunidades para establecer reservas de forma coordinada (3.23):

$$\begin{aligned}
0 \leq P_{Bres}^{i+}(k+j) &\leq P_B^{max} \\
0 \leq P_{DGres}^{i+}(k+j) &\leq P_{DG}^{max} \\
0 \leq P_{Bres}^{i-}(k+j) &\leq |P_B^{min}| \\
0 \leq P_{DGres}^{i-}(k+j) &\leq |P_{DG}^{min}| \\
\mathbb{P}_{res}^+ &= \sum_{i=1}^M P_{Bres}^{i+}(k+j) + P_{DGres}^{i+}(k+j) \\
\mathbb{P}_{res}^- &= \sum_{i=1}^M P_{Bres}^{i-}(k+j) + P_{DGres}^{i-}(k+j) \\
\mathbb{E}_{res}^+ &\leq \sum_{i=1}^M E_{Bres}^{i+}(k+j) + T_s \sum_{j=0}^{N_{sc}} P_{DGres}^{i+}(k+j) \\
\mathbb{E}_{res}^- &\leq \sum_{i=1}^M E_{Bres}^{i-}(k+j) + T_s \sum_{j=0}^{N_{sc}} P_{DGres}^{i-}(k+j) \\
T_s \sum_{j=0}^{N_{sc}} P_{Bres}^{i+}(k+j) &= E_{Bres}^{i+}(k+j) \\
T_s \sum_{j=0}^{N_{sc}} P_{Bres}^{i-}(k+j) &= E_{Bres}^{i-}(k+j) \\
\forall i \in 1, \dots, M; j \in 0, \dots, N-1 &
\end{aligned} \tag{3.23}$$

Luego, las variables de optimización (sin olvidar las variables binarias) que se utilizan sobre el modelo son las determinadas por los vectores de (3.24) (3.25) (3.26) y (3.27),:

$$x_1 = \begin{bmatrix} P_{MGbuy}^1(k) \\ \vdots \\ P_{MGbuy}^i(k+N-1) \\ P_{MGbuy}^2(k) \\ \vdots \\ P_{MGbuy}^{M-1}(k+N-1) \\ P_{MGbuy}^M(k) \\ \vdots \\ P_{MGbuy}^M(k+N-1) \end{bmatrix} \quad x_2 = \begin{bmatrix} P_{MGsell}^1(k) \\ \vdots \\ P_{MGsell}^i(k+N-1) \\ P_{MGsell}^2(k) \\ \vdots \\ P_{MGsell}^{M-1}(k+N-1) \\ P_{MGsell}^M(k) \\ \vdots \\ P_{MGsell}^M(k+N-1) \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

$$P_B^+ = \begin{bmatrix} P_{Bres}^{+,1}(k) \\ \vdots \\ P_{Bres}^{+,1}(k+j)(k+N-1) \\ P_{Bres}^{+,2}(k) \\ \vdots \\ P_{Bres}^{+,M-1}(k+N-1) \\ P_{Bres}^{+,M}(k) \\ \vdots \\ P_{Bres}^{+,M}(k+N-1) \end{bmatrix} \quad P_B^- = \begin{bmatrix} P_{Bres}^{-,1}(k) \\ \vdots \\ P_{Bres}^{-,1}(k+j)(k+N-1) \\ P_{Bres}^{-,2}(k) \\ \vdots \\ P_{Bres}^{-,M-1}(k+N-1) \\ P_{Bres}^{-,M}(k) \\ \vdots \\ P_{Bres}^{-,M}(k+N-1) \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

$$P_{DG}^+ = \begin{bmatrix} P_{DGres}^{+,1}(k) \\ \vdots \\ P_{DGres}^{+,1}(k+j)(k+N-1) \\ P_{DGres}^{+,2}(k) \\ \vdots \\ P_{DGres}^{+,M-1}(k+N-1) \\ P_{DGres}^{+,M}(k) \\ \vdots \\ P_{DGres}^{+,M}(k+N-1) \end{bmatrix} \quad P_{DG}^- = \begin{bmatrix} P_{DGres}^{-,1}(k) \\ \vdots \\ P_{DGres}^{-,1}(k+j)(k+N-1) \\ P_{DGres}^{-,2}(k) \\ \vdots \\ P_{DGres}^{-,M-1}(k+N-1) \\ P_{DGres}^{-,M}(k) \\ \vdots \\ P_{DGres}^{-,M}(k+N-1) \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

$$E_B^+ = \left[\begin{array}{c} E_{B_{res}}^{+,1}(k) \\ \vdots \\ E_{B_{res}}^{+,1}(k+j)(k+N-1) \\ E_{B_{res}}^{+,2}(k) \\ \vdots \\ E_{B_{res}}^{+,M-1}(k+N-1) \\ E_{B_{res}}^{+,M}(k) \\ \vdots \\ E_{B_{res}}^{+,M}(k+N-1) \end{array} \right] \quad E_B^- = \left[\begin{array}{c} E_{B_{res}}^{-,1}(k) \\ \vdots \\ E_{B_{res}}^{-,1}(k+j)(k+N-1) \\ E_{B_{res}}^{-,2}(k) \\ \vdots \\ E_{B_{res}}^{-,M-1}(k+N-1) \\ E_{B_{res}}^{-,M}(k) \\ \vdots \\ E_{B_{res}}^{-,M}(k+N-1) \end{array} \right] \quad (3.27)$$

3.3.3. MPC para operación con SSCC

Al momento en que el operador del sistema indique a un agente que debe proporcionar los servicios complementarios a la red, se diferencian aquellos servicios cuya naturaleza implica operar en un tiempo menor al de muestreo $T_s = 30[min]$ y aquellos que operan en un tiempo mayor, ya que se debe tener cuidado al determinar los niveles de reserva de energía con la finalidad de no sobre restringir, por ejemplo, si $T_{sscc} < T_s$ donde T_{sscc} es el tiempo que se presta algún servicio complementario de la sección 2.2.2 implica que la energía de reservas a mantener es menor, $T_{sscc}P_{sscc} < T_sP_{sscc}$, donde P_{sscc} es la potencia a inyectar para prestar el servicio.

Por otro lado, aquellos servicios complementarios que operan en un tiempo de muestreo mayor deben asegurar que los servicios se proporcionen durante el periodo establecido por el ISO, para cumplir esto solo hace falta obtener los vectores de (3.25), (3.26), (3.27) y usarlos como cotas de holgura para las potencias máximas de inyección (o carga en el caso de ESS) de los DER, en los instantes respectivos al servicio y actualizar las restricciones a medida que el horizonte se desplaza. Para efectos del presente trabajo se estudian servicios con tiempos de operación mayores al de T_s .

Cabe mencionar que las constantes dependen de si el servicio es de subida o bajada, luego para la restricción de capacidad máxima a transmitir entre las microrredes y la red se tiene que:

$$P_{ISO}^{min} \leq \bar{P}_{res}^{\pm}(k+l) + \sum_{i=1}^M [P_{MGbuy}^i(k+j) - P_{MGsell}^i(k+j)] \leq P_{ISO}^{max} \quad (3.28)$$

donde \bar{P}_{res}^{\pm} es la potencia de subida o bajada que se esta suministrando en los instantes $(k+l)$ por parte de la interconexión de microrredes.

La operación de los sistemas de almacenamiento se realiza inyectando tanto la potencia para el servicio complementario como la potencia para la operación óptima de las comunidades sin sobrepasar los límites de inyección, al mismo tiempo se actualizan las cotas del almacenamiento de energía. Para esto se toman los valores obtenidos de la optimización de reservas en los vectores P_B^+ o P_B^- de tal forma que la restricción queda como (3.29).

$$\begin{aligned}
0 &\leq P_{B\ disch}(k+j)^i \leq P_B^{max} - \bar{P}_{B_{res}}^{i+} \\
\bar{P}_{B_{res}}^{i-}(k+j) + |P_B^{min}| &\leq -P_{B\ charg}(k+j)^i \leq 0 \\
0 &\leq P_{B_{res}}^{i+}(k+j) \leq P_B^{max} \\
0 &\leq P_{B_{res}}^{i-}(k+j) \leq |P_B^{min}| \\
P_{B\ disch}^i(k+j) &\leq \phi_M^i M \\
P_{B\ charg}^i(k+j) &\leq (1 - \phi_M^i) M
\end{aligned} \tag{3.29}$$

$$\bar{E}_{B_{res}}^i + E_{min} \leq E_B^i(k+j) \leq E_{max} - \bar{E}_{B_{res}}^i(k+j)$$

donde $\bar{P}_{B_{res}}^{-i}(k+l)$, $\bar{P}_{B_{res}}^{i+}(k+l)$, $\bar{E}_{B_{res}}^i$ y $\bar{E}_{B_{res}}^i$ son constantes obtenidas de los vectores mencionados¹. Dependiendo de si el servicio es de potencias de subida o bajada se imponen valores nulos para indicar que solo uno de estos dos servicios opera.

La dinámica del sistema de almacenamiento debe considerar la inyección o carga de potencia para servicios y para operación, esto se describe en (3.30):

$$E_B(k+j+1)^i = E_B(k+j)^i - T_s P_B^i(k+j) \pm T_s \bar{P}_{B_{res}}^{\pm i} \tag{3.30}$$

donde P_B^i indica la potencia para la operación de la microrred y $\bar{P}_{B_{res}}^{\pm i}$ indica la potencia de inyección para los servicios.

De forma análoga al sistema de almacenamiento, se ponen cotas de holgura a la potencia del generador diésel obtenidas de la optimización (3.12), respectivamente del vector (3.25). La restricción queda como en (3.31).

$$\bar{P}_{DG_{res}}^{i-} + \phi_{i,s} P_{DG}^{min} \leq P_{DG}^i \leq \phi_i P_{DG}^{max} - \bar{P}_{DG_{res}}^{i+} \tag{3.31}$$

Finalmente la formulación del problema de optimización de la interconexión de microrredes para su operación y para la prestación de servicios es similar a la formulación de (3.32) y (3.33) pero mas restringida en términos de cotas de holgura que representan la participación entregando los servicios en los instantes respectivos.

¹ La notación de variables de optimización para definir reservas a partir de variables de holgura (sección anterior) y de constantes de holgura para reservas puede ser similar, para diferenciarlas se utiliza una barra sobre la notación para definir una constante.

$$\begin{aligned}
\min_x \quad & \sum_{j=0}^{N-1} \sum_{i=1}^M C_{ISO}(k+j) P_{MGbuy}^i(k+j) T_s - \sum_{i=1}^M C_{LCOE_i} P_{MGsell}^i(k+j) T_s \\
& \sum_{i=1}^M \sum_{j=0}^{N-1} T_s C_{ESS} (P_{Bdisch}^i(k+j) + P_{Bcharg}^i(k+j)) + \sum_{i=1}^M \sum_{j=0}^{N-1} T_s C_{DG} P_{DG}^i(k+j) \\
& + \sum_{i=1}^M \sum_{j=0}^{N-1} Q [\Delta P_{MGbuy}^i(k+j)^2 + \Delta P_{MGsell}^i(k+j)^2] \quad (3.32)
\end{aligned}$$

s.a

$$\begin{aligned}
P_{ISO}^{min} &\leq \bar{P}_{res}^{\pm}(k+l) + \sum_{i=1}^M [P_{MGbuy}^i(k+j) - P_{MGsell}^i(k+j)] \leq P_{ISO}^{max} \\
P_{MGbuy}^i(k+j) - P_{MGsell}^i(k+j) &= P_{net}(k+j) - P_{Bdisch}^i(k+j) + P_{Bcharg}^i(k+j) - P_{DG}^i(k+j) \\
P_{MGbuy}^i(k+j) &\leq \phi_M^i M \\
P_{MGsell}^i(k+j) &\leq (1 - \phi_M^i) M \\
0 &\leq P_{Bdisch}(k+j)^i \leq P_B^{max} - \bar{P}_{Bres}^{i+} \\
\bar{P}_{Bres}^{i-}(k+j) + |P_B^{min}| &\leq -P_{Bcharg}(k+j)^i \leq 0 \\
0 &\leq P_{Bres}^{i+}(k+j) \leq P_B^{max} \\
0 &\leq P_{Bres}^{i-}(k+j) \leq |P_B^{min}| \\
P_{Bdisch}^i(k+j) &\leq \phi_B^i M \\
P_{Bcharg}^i(k+j) &\leq (1 - \phi_B^i) M \\
E_B(k+j+1)^i &= E_B(k+j)^i - T_s P_{Bdisch}^i(k+j) + T_s P_{Bcharg}^i(k+j) \pm T_s \bar{P}_{Bres}^i \\
\bar{E}_{Bres}^{i+} + E_{min} &\leq E_B^i(k+j) \leq E_{max} - \bar{E}_{Bres}^{i-}(k+j) \\
\bar{P}_{DGres}^{i-} + \phi_i P_{DG}^{min} &\leq P_{DG}^i \leq \phi_i P_{DG}^{max} - \bar{P}_{DGres}^{i+} \\
\forall i \in 1, \dots, M; j \in 1, \dots, N-1 & \quad (3.33)
\end{aligned}$$

En la Figura 3.2 se muestra como opera el EMS utilizando los controladores predictivos para la prestación de servicios complementarios.

El operador del sistema indica cuando se debe prestar el servicio por lo que la operación del sistema cambia de una operación con reservas a una operación de prestación de servicios. El ISO manda una señal para el cambio de operación tanto a nivel del EMS como a nivel de microrred. A nivel de EMS se hace el cambio a operación con cotas (3.12 y 3.33) para permitir la inyección de las reservas previamente informadas por el MPC con operación de reservas (3.22) al controlador de reglas.

El controlador de reglas es un controlador local en cada MG que busca verificar que no se sobrepasen los límites operativos de los diferentes DER, esto como producto de que el MPC con reservas entregue señales de referencia que sobrepasen dichos límites, es decir, el controlador de reglas recibe las señales del EMS para verificar los límites operativos, y si existen

discrepancias entonces opera tomando la mejor decisión y dando las señales de referencia a los DER.

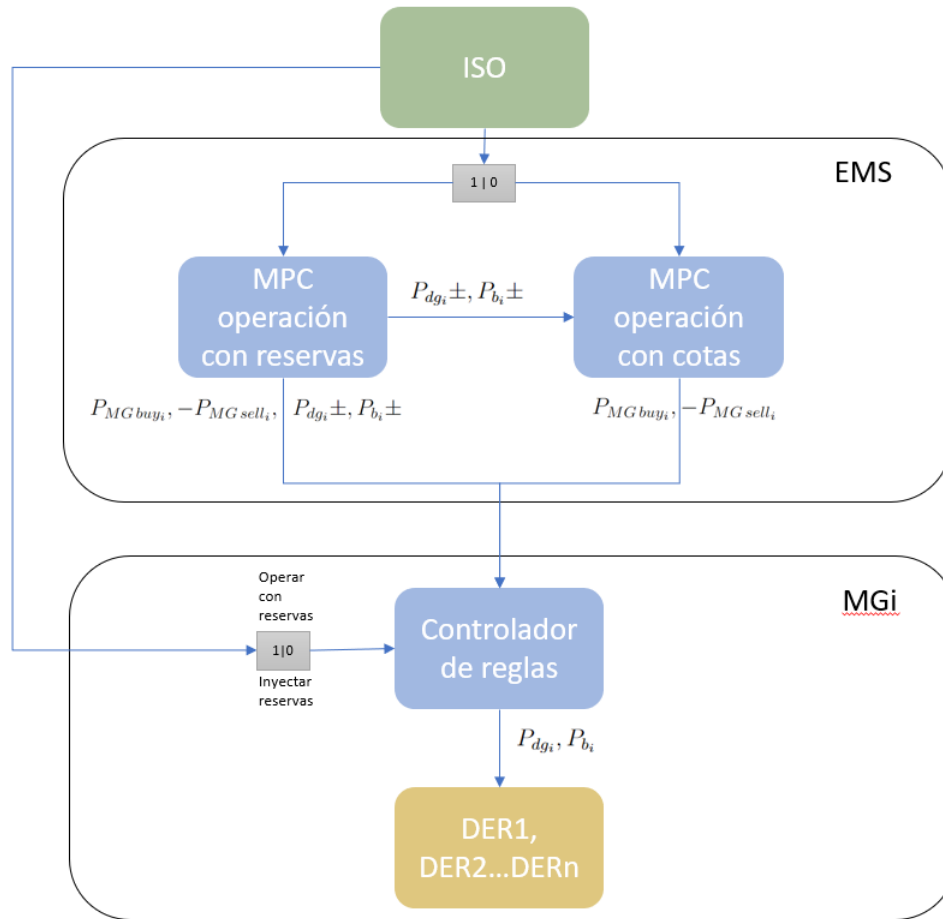


Figura 3.2: Operación del EMS

3.4. Caso de estudio

Para el estudio del desempeño del EMS se considera una interconexión de dos microrredes con un nivel de tensión de 480 V a un sistema de media tensión de 12 kV. Ambas microrredes tienen la capacidad de comprar y vender energía desde su punto de acoplamiento (PCC) considerando las consignas de precio internas y de la red con el supuesto de participación en el mercado mayorista del cual se utilizan costos marginales.

Las comunidades están implementadas a partir de los elementos de la sección 2.3.1, los elementos son:

- batería e inversor modelo average (inversor modelado a partir de fuentes de voltaje controladas).
- planta fotovoltaica
- grupo electrógeno diésel tipo genérico.

- Carga variable VBR.
- Transformador trifásico.
- fuente trifásica.
- Componente de acoplamiento de núcleo TLM
- Controladores para sincronización y *plug and play*.
- Medidores de tensión, corriente y fase (PCC monitor).

Las dos microrredes a simular tienen perfiles de carga e irradiancia como los que se muestran en las Figuras 3.3 y 3.4. El consumo de las microrredes es mayor entre las 18:00 a 22:00 hrs y la irradiancia tiene su pick entre las 12:00 y 13:00 hrs.

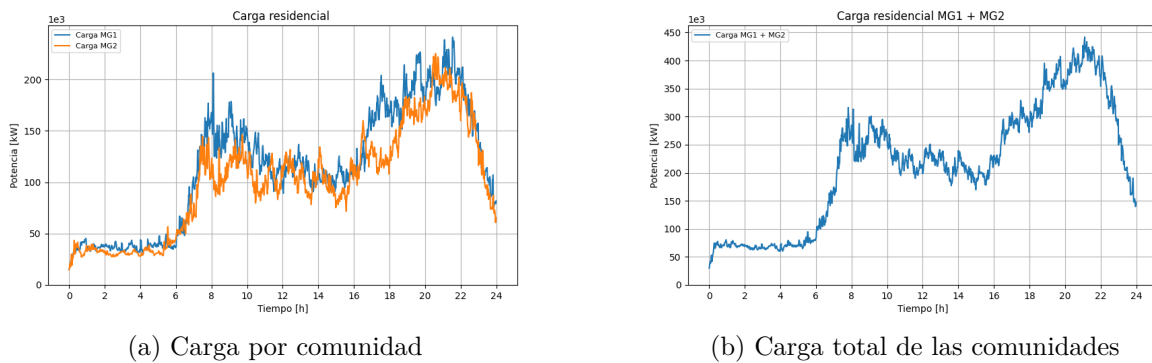


Figura 3.3: Carga residencial

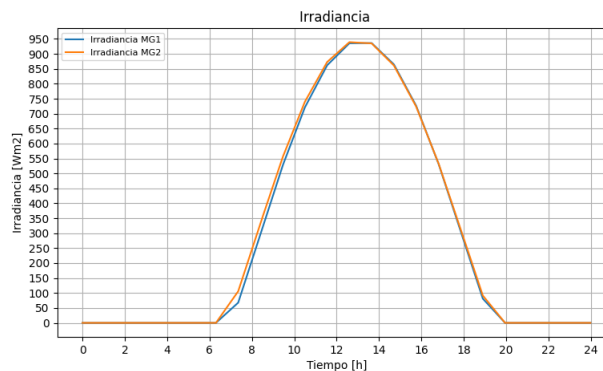


Figura 3.4: Perfiles de irradiancia

Para la generación se utilizan principalmente las plantas fotovoltaica y ocasionalmente los generadores diésel. Los perfiles de consumo fueron generados utilizando la herramienta CREST a partir del consumo residencial de hogares para una ciudad del Reino Unido y para los perfiles de irradiancia se utilizó el explorador solar en una zona del norte de Chile para la irradiancia en temporadas de verano.

Cada microrred cuenta con una planta fotovoltaica con una eficiencia del 20% y un área de aproximadamente $940 m^2$; un sistemas de almacenamiento basado en baterías ion-litio de 1300 Ah con voltaje nominal de 1000 V y potencias máxima de carga y descarga de 60 kW; y un generador diésel con una potencia nominal de 40 kW, además, en la MG se incluyen conversores y transformadores con la capacidad suficiente para operar con los DER. Los datos de los consumos y capacidad instalada de los recursos se muestran en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Capacidad instalada en DER

	Consumos	Planta fotovoltaica	Sistema de almacenamiento	Generador Diesel
microrred 1	1000	180 kW	1300 Ah	40 kW
microrred 2	1000	180 kW	1300 Ah	40 kW

El costo de la energía suministrada por el mercado mayorista seguirá una tarifa horaria definida por la Figura 3.5 que corresponden a una barra del sistema de transmisión de media tensión en Chile, datos obtenidos a partir de la página del coordinador eléctrico nacional. Los precios más bajos ocurren entre las 15:00 y 18:00 hrs. y los más altos entre las 19:00 y 22:00 hrs. coincidente con la mayor demanda residencial. La decisión de compra y venta se realiza a través del EMS tomando en consideración el costos nivelado de la energía (LCOE) en MG que para el caso de estudio son los mostrados en la Tabla 3.2. El precio del combustible para la operación del generador diésel se estableció para 4 rangos de operación diferentes, estos costos son los que representan la variable C_{DG} en la formulación, el detalle se muestra en la Tabla 3.3. Los costos operativos y de mantención para los sistemas de almacenamiento se estimaron a partir de [61] considerando la capacidad nominal del ESS, para el caso de estudio se define dicho costo como $C_{ESS} = 48.4$ clp/kWh.

Tabla 3.2: Costo normalizado de energía

	LCOE
microrred 1	195 clp/kwh
microrred 2	185 clp/kwh

Tabla 3.3: Costo por rango de operación generador diésel

Rango 1	Rango 2	Rango 3	Rango 4
0-25 %	25-50 %	50-75 %	75-100 %
240 clp/kwh	230 clp/kwh	220 clp/kwh	210 clp/kwh

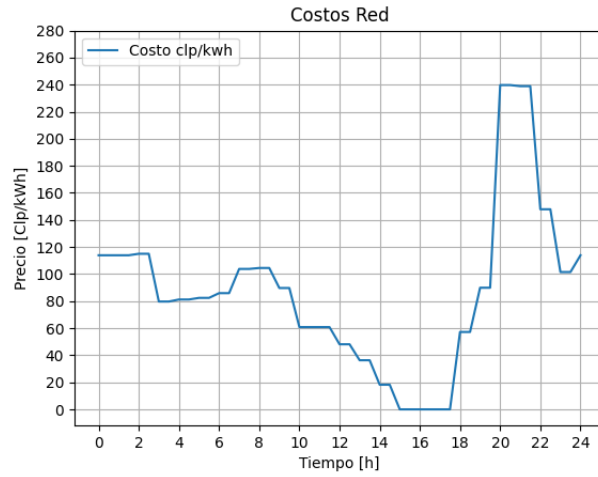


Figura 3.5: Precios mercado mayorista

Se utilizan métricas para cuantificar el desempeño de la estrategia del EMS operando sin servicios, operando con reservas y operando realizando la prestación de servicios complementarios. Se utiliza el error de seguimiento de la referencia de potencia P_{MGref}^i para tener una medida de cómo el EMS sobrepasa los límites técnicos de los elementos internos de las microrredes, esto considerando que el P_{MGref}^i pasa a un controlador de reglas que considera los parámetros técnicos del sistema de almacenamiento y el generador diésel. Para tener una medida de la desviación entre las variables mencionadas se utiliza la raíz del error cuadrático medio (RMSE por sus siglas en inglés) que se define como en 3.34:

$$RMSE_i = \sqrt{\frac{\sum_{t=0}^T (P_{MGref}^i(t) - P_{mg}^i(t))^2}{T}} \quad (3.34)$$

Se utiliza la métrica de ciclos completos efectivos (3.35) del sistema de almacenamiento (EFC por sus siglas en inglés "*Effective Full Cycles*") que determina el número de descargas completas que realiza el banco de baterías durante el periodo de operación. Esta métrica está asociada con la salud del banco de baterías .

$$EFC_i = \frac{E_{dis}^i(Ah)}{C_n^i} \quad (3.35)$$

donde $E_{dis}^i(Ah)$ es la energía descargada durante el periodo de la simulación y C_n es la capacidad nominal del banco de baterías.

Se incluyen métricas para medir la variación media APD (3.36) y máxima MPD (3.37) de la potencia entregada por la red principal.

$$MPD = \max(| \Delta P_{grid}(t) |) \quad (3.36)$$

$$APD = \frac{1}{T} \sum_{t=0}^T | \Delta P_{grid}(t) | \quad (3.37)$$

Se incluyen métricas económicas para medir los ingresos por ventas de energía a la red calculadas a partir de la expresión (3.38) y los costos de compra de energía con la expresión (3.39). Además, para hacer un contraste del costo de alimentar la demanda de las comunidades sin el EMS de las MG, se utiliza la métrica (3.40).

$$I_{venta}^i = \sum_{t=1}^T C_{ISO}(t) P_{PCC}^i(t) \quad \forall i \in [t : P_{PCC}^i(t) > 0] \quad (3.38)$$

$$C_{compra}^i = \sum_{t=1}^T C_{ISO}(t) P_{PCC}^i(t) \quad \forall i \in [t : P_{PCC}^i(t) < 0] \quad (3.39)$$

$$C_{load}^i = \sum_{t=1}^T C_{ISO}(t) P_{PCC}^i(t) \quad (3.40)$$

donde $C_{ISO}(t)$ son las señales económicas horarias entregadas por el ISO y P_{PCC}^i es la potencia vista desde el PCC en la microrred i en el minuto t .

Capítulo 4

Resultados y Análisis

En esta sección se muestran los resultados del EMS determinístico centralizado con y sin reservas para servicios complementarios. Se utilizan diferentes métricas técnicas y económicas para observar y medir la influencia de diferentes niveles de reservas sobre el comportamiento de la interconexión de microrredes en cuanto a la optimización de su operación.

Los resultados a continuación se implementaron en tiempo real en el dispositivo HIL604, se realizaron simulaciones de 8 horas entre las 15:00 y 23:00 hrs, el tiempo de muestreo T_s es de 30 minutos, el valor inicial del estado de carga del sistema de almacenamiento es de 50 % de su capacidad nominal. El horizonte de predicción considerado para el MPC es de 24 horas, es decir, $N = 48$ instantes.

Para resolver el MIOQP del control predictivo con enteros mixtos se utilizó un encendido en caliente o más conocido como *warm start*¹ combinado con un *branch and bound* heurístico, dicho algoritmo está enfocado en las señales económicas del ISO para definir las relajaciones de las variables binarias. El algoritmo logra disminuir los tiempos de convergencia del orden de 20 minutos a menos de 1 minuto en el respectivo caso de estudio. Utilizando el solucionador MOSEK en conjunto con CVXPY se definió que el algoritmo entregue la mejor solución con un margen del 5 % en un tiempo máximo de 1 minuto, de lo contrario, la solución no era aceptada. Para lograr las condiciones mencionadas, se observaron las variables que más influyen sobre el tiempo de convergencia para fijarlas a valores convenientes. Las más destacadas son la capacidad del sistema de almacenamiento y los niveles de reservas de energía considerados para la prestación de los servicios complementarios. Cabe mencionar que ambas variables están relacionadas directamente ya que las reservas dependen de los ESS.

El presente trabajo considera ciertos datos deterministas por lo que el caso de estudio esta bajo el supuesto de que los controladores tienen “mediciones y predicciones perfectas” sobre la demanda y la generación de los recursos renovables. Este supuesto tiene efectos sobre las señales de control obtenidas del controlador de reglas, dichas señales son P_{mg1} y P_{mg2} , y se obtienen como resultado de verificar los límites técnicos de los DER, cumplen con $P_{mg_i} = P_{net_i} - P_{dg_i} - P_{b_i}$. Estas señales presentan un comportamiento ideal producto del supuesto, como resultado el control de reglas no encuentra errores provenientes de las señales del MPC. Es necesario mencionar que dichos errores si se observaría en el caso de que si se

¹ El encendido en caliente o *warm start* es un método que consiste en entregar un candidato a solución con el fin de acelerar la convergencia de la optimización [29].

hubiesen considerado los efectos de la variabilidad ya que realizar predicciones perfectas no es prácticamente posible.

Operación Normal

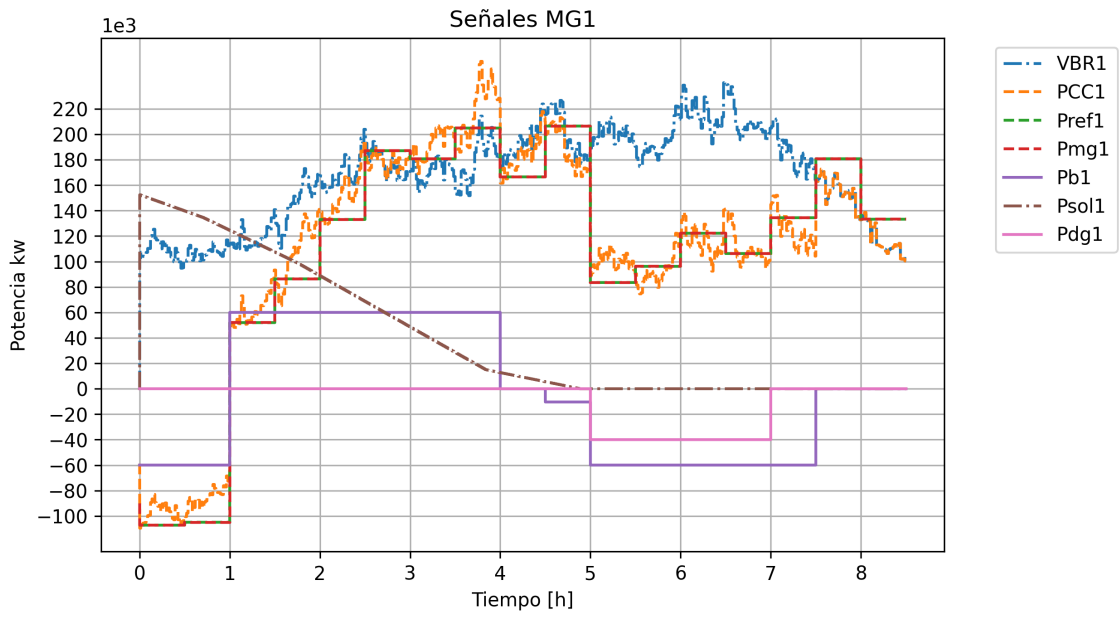
En las Figuras 4.1 y 4.2 se muestran los resultados de utilizar el EMS descrito en la sección 3.3.1 para el caso de operación sin reservas. Los valores obtenidos de la optimización son los descritos por las curvas P_{ref} , que tiene relación con las variables de compra y venta de energía del MPC:

$$P_{ref} = P_{MGbuy} - P_{MGsell} \quad (4.1)$$

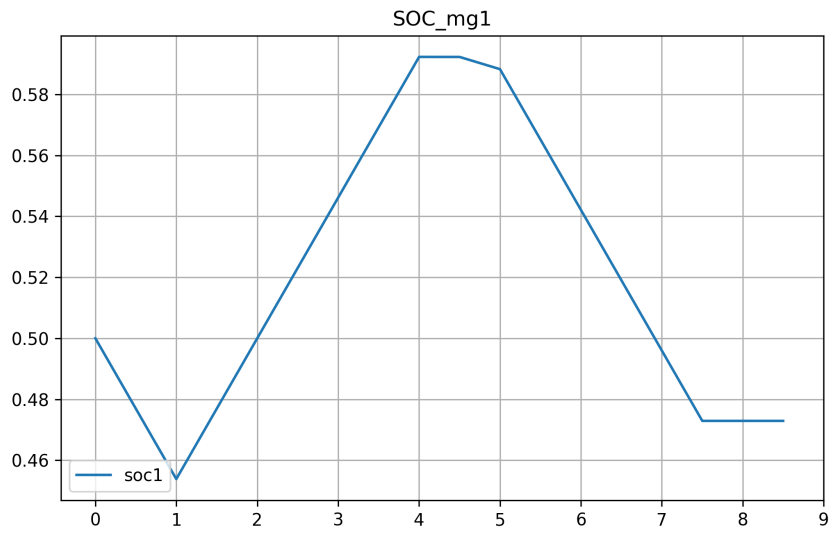
donde producto de la formulación con variables binarias las variables de compra y venta de energía se intercalan, de esta forma los valores negativos de P_{ref} corresponden a P_{MGsell} y los positivos a P_{MGbuy} .

Otras señales que se muestran en las Figuras 4.1 y 4.2 son la potencia inyectada por la planta fotovoltaica P_{sol} cuyo signo positivo en el gráfico indica inyección y que en el diseño de los controladores MPC se considera como un vector conocido en la variable $P_{net} = P_{vbr} - P_{sol}$. El valor de la carga o demanda residencial P_{vbr} esta representado por la señal VBR_i (las siglas corresponden a *voltage behind reactance* por la componente VBR de la librería Typhoon) que se representa por la curva de la Figura 3.3. La potencia de carga o descarga del sistema de almacenamiento ESS (cuyo signo positivo indica carga y signo negativo indica descarga) esta representado por la variable P_b que en este caso de estudio coinciden con las variables P_{Bdisch} y P_{Bcharg} obtenidas del MPC. La señal de potencia activa por parte del generador diésel (cuyo signo negativo en los gráficos indica inyección de potencia) esta representada por la variable P_{dg_i} coincidiendo con la obtenida del MPC P_{DG}^i . La carga vista por el sistema desde el PCC cuya resolución en el gráfico es en minutos esta representada por la señal PCC_i en el gráfico y es la señal definida por todas las otras señales¹.

¹ Las señales presentadas en esta sección tienen nombres diferentes, pero similares a las de las variables de optimización del MPC, esto con el objetivo de diferenciar la data obtenida de la planta y las señales de control del MPC

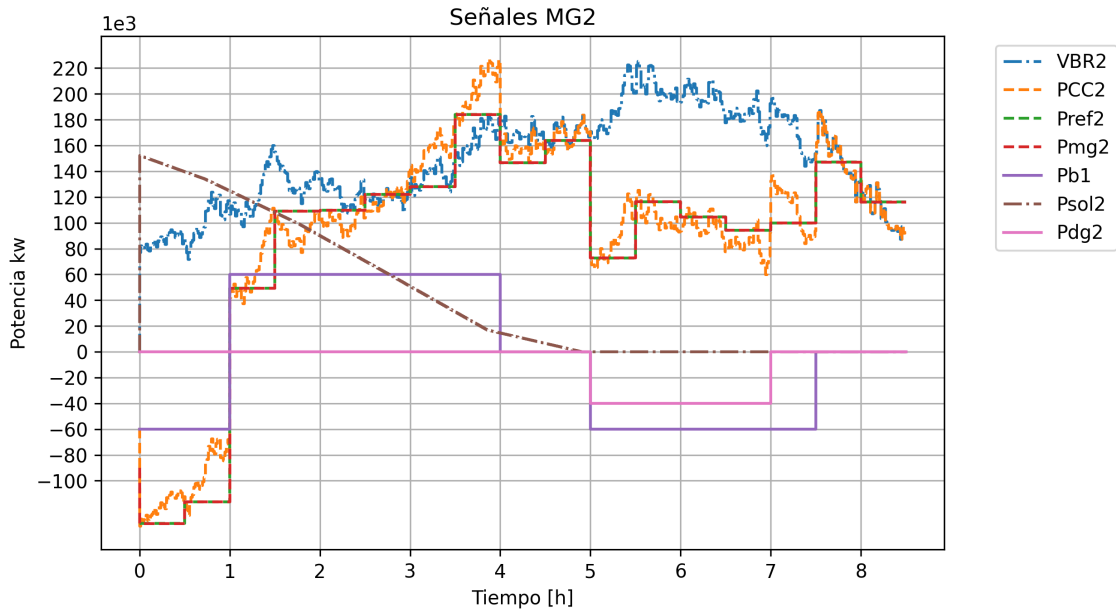


(a) Operación MG1

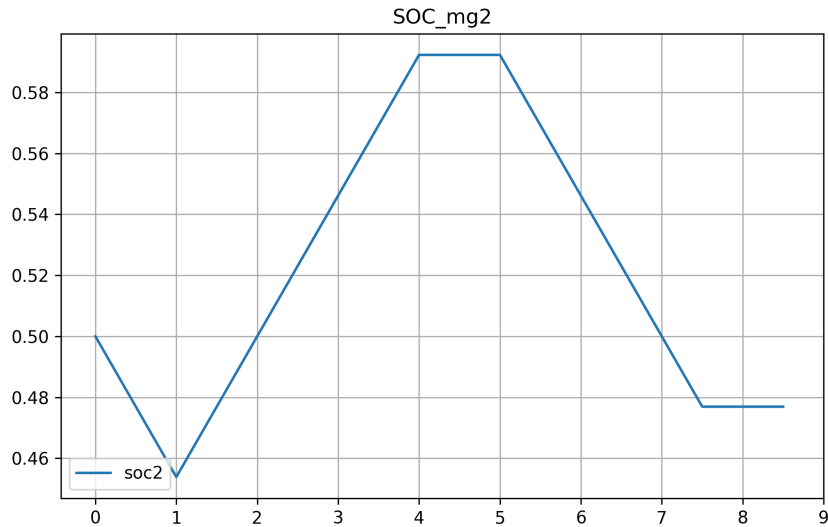


(b) Estado de carga ESS MG1

Figura 4.1: 8 hrs de operación EMS centralizado sin reservas MG1



(a) Operación MG 2



(b) Estado de carga ESS MG 2

Figura 4.2: 8 hrs de operación EMS centralizado sin reservas MG2

En las curvas de demanda (Figura 3.3) y precio (Figura 3.4), se observa en general que los costos más elevados ocurren a las horas de mayor demanda de energía. En relación a esto último, de los resultados de las Figuras 4.1a y 4.2a se observa que la potencia demandada a la red vista desde el PCC de cada microrred, disminuye principalmente en los horarios con mayor demanda VBR_i , lo que representa una respuesta de la optimización ante las consignas de precio y como consecuencia produce una descongestión del sistema local en esos horarios. Además, este efecto se puede considerar un *peak-shaving* o desplazamiento de picos de la demanda por tener menores niveles de potencia demandada con respecto al peak de demanda, es decir, la demanda es desplazada a horarios con menor precio o es abastecida por los recursos de la MG por lo que la red general observa una descongestión en esos hora-

rios. En este efecto hay una participación activa los sistemas de almacenamiento cargándose previamente en horarios de precios bajos para entregar energía en horarios con alta demanda.

Los generadores diésel aportan energía a las comunidades entre las 20:00 y 22:00 hrs, tiempo que corresponden a los instantes que tienen el mayor costo de la energía superando también al costo de combustible del generador diésel², acá por ser energía de alto costo el EMS determinó en la optimización realizar todo el esfuerzo posible por parte de los DER para disminuir la compra de energía y así disminuir los costos operativos.

Los resultados de los niveles de almacenamiento de energía o estado de carga *SOC* en las Figuras 4.1b y 4.2b no superan en gran medida los puntos iniciales de operación, esto es una señal de un sobre dimensionamiento del sistema ESS en las capacidades necesarias para la operación de la microrred relacionadas al horizonte de tiempo estudiado. Como se menciono anteriormente, los valores utilizados para la simulación fueron previamente sintonizados para que la velocidad de la optimización fuese menor a un minuto y que alcance el rango de 5% de mejor solución propuesta por el solucionador MOSEK.

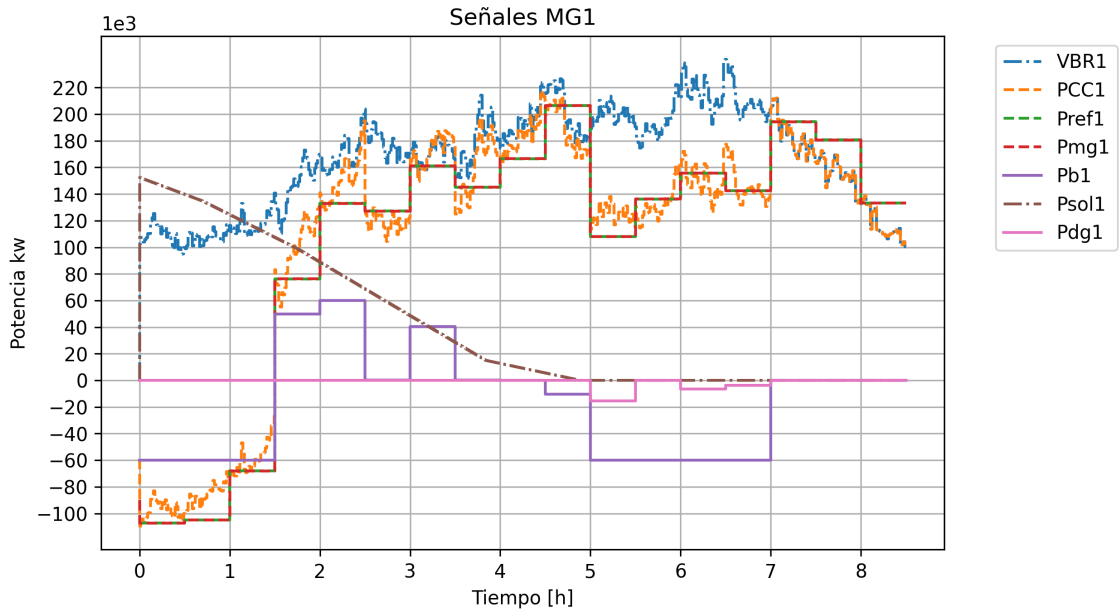
Operación con Reservas de Energía y Potencia

En las Figuras a continuación se muestran los resultados de implementar un sistema de reservas para servicios complementarios en conjunto con la operación de un sistema de microrredes interconectadas como el descrito en la sección 3.3.2. Se utilizaron niveles de reserva de 50 y 100 kW con consideración de los niveles de energía necesarios para su implementación, además, se programaron de forma simultánea reservas simétricas de subida y bajada para los niveles ya mencionados. La operación con reservas hace referencia a que el sistema MMG opera con dichas reservas pero no realiza la inyección de potencia, esto con el fin de visualizar los efectos de operar con variables de holgura para las reservas.

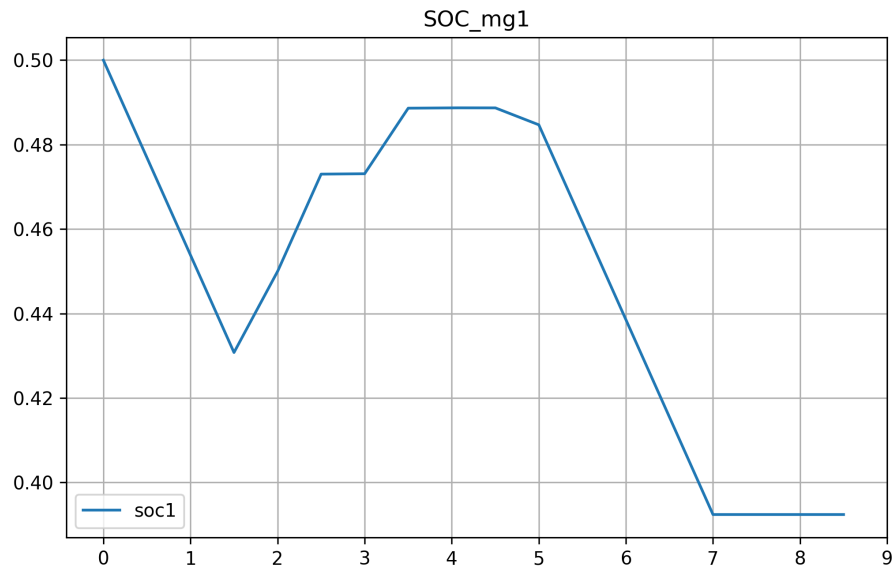
De forma análoga a los resultados de la operación normal, se muestran las diferentes señales obtenidas de la simulación en hardware utilizadas para el control de la MG. Las leyendas de las Figuras son las mismas que se mencionaron en la operación sin reservas.

Las reservas de energía están consideradas para dos horas de operación de servicios complementarios. Toma un valor de $\mathbb{E}_{reservas}^{\pm} = \mathbb{P}_{reservas}^{\pm} * 2hrs$, donde $\mathbb{P}_{reservas}^{\pm}$ es la potencia designada a inyectarse a la red general cuando el ISO lo indique, las 2 hrs corresponden al tiempo de operación del SSCC que depende del servicio (mencionado en la sección 2.2.2).

² Para efectos del caso de estudio se tomaron valores arbitrarios para el precio del combustible, en la realidad suelen ser mayores.

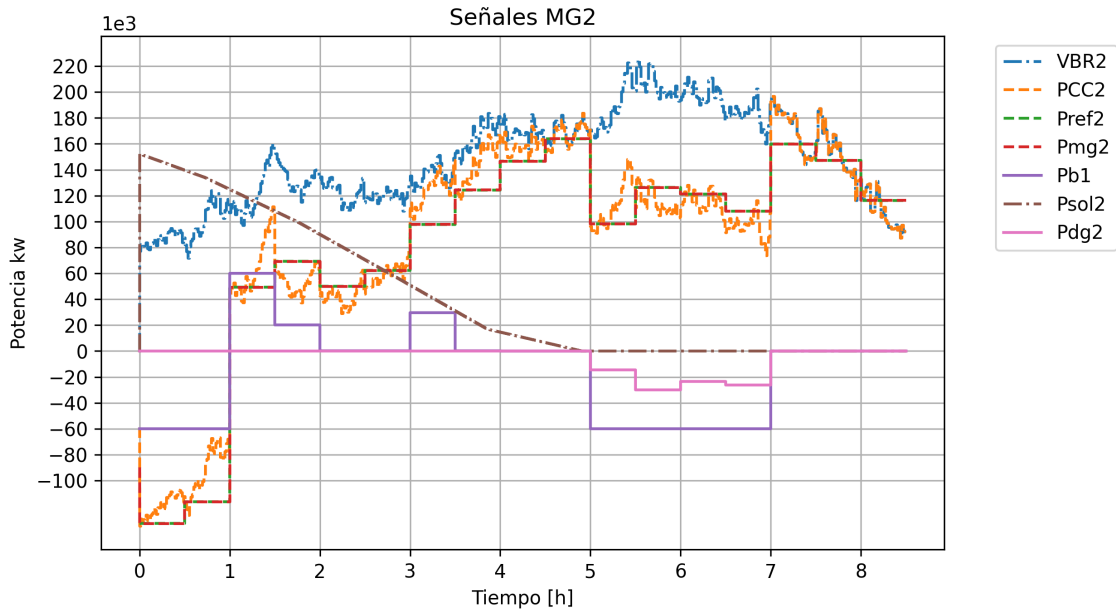


(a) Operación MG1

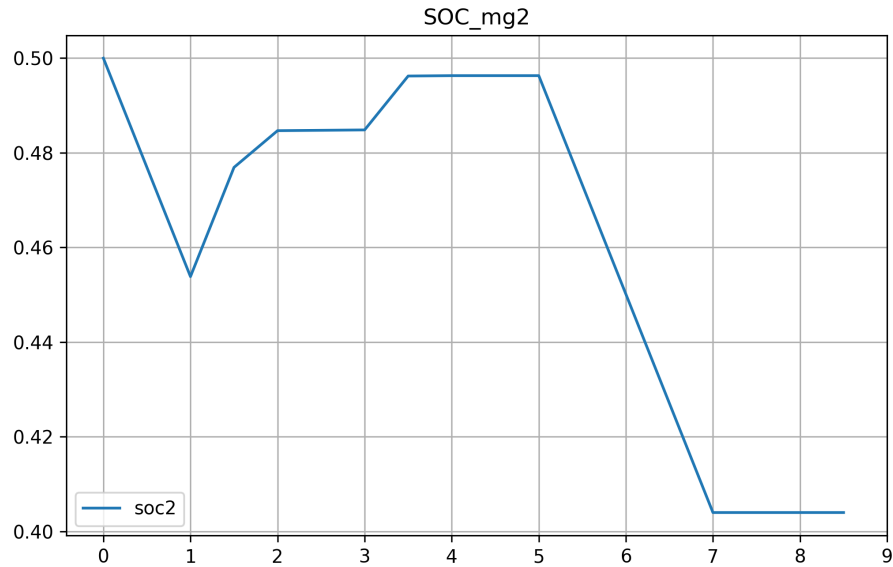


(b) Estado de carga MG1

Figura 4.3: 8 hrs de operación EMS centralizado en MG1; 50 kW de reservas de subida y bajada



(a) Operación MG 2



(b) Estado de carga MG2

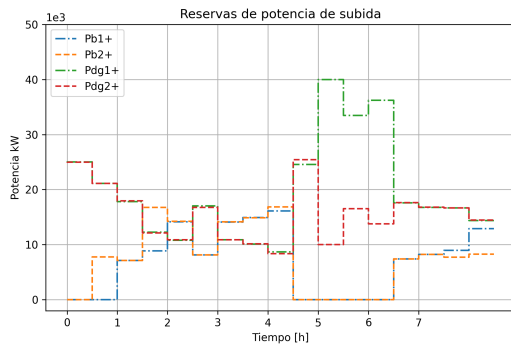
Figura 4.4: 8 hrs de operación EMS centralizado en MG 2; 50 kW de reservas de subida y bajada

En las Figuras 4.3a y 4.4a se pueden observar las diferentes señales de las comunidades al utilizar un EMS que considera reservas de 50 kW para subida y bajada. Ninguna de las señales sobrepasa los límites técnicos de los diferentes elementos de la microrred por lo que las señales P_{mg} y P_{mgref} coinciden. Al mismo tiempo se cumple la restricción de transmisión por la línea de media tensión que permite compartir energía entre ambas microrredes, es decir, la suma de los picos de potencia de ambas microrredes no superan los 550 kW. Por otro lado, al igual que en la operación sin reservas se obtiene una señal vista desde el PCC como un desplazamiento de picos de la demanda o peak-shaving con respecto a la demanda.

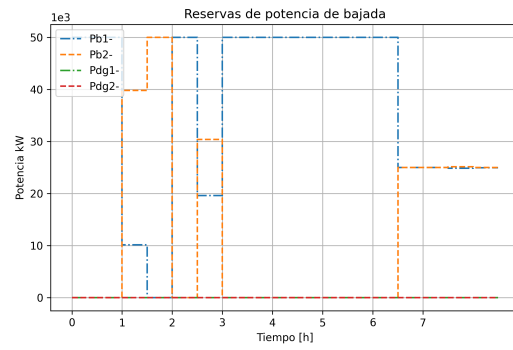
Las curvas del estado de carga SOC tienen un comportamiento esperado con respecto a las señales de carga y descarga de potencia en los sistemas de almacenamiento de energía. Se puede observar en las Figuras 4.3b, 4.4b que existen periodos en que no hay carga ni descarga lo que es efecto del costo de operación de los sistemas de almacenamiento, es decir, en esos instantes el costo de operación de los ESS es mayor al costo de comprar energía a la red.

La resolución temporal de los datos de carga residencial e irradiancia fue de 1 minuto, luego el efecto de la incertidumbre de la carga es la que más se pronuncia en los datos obtenidos de los respectivos PCC en cada comunidad. Luego, los efectos de variación de potencia producto de la incertidumbre de la carga son asumidos por la red general, tanto en venta como en compra de energía. Además la red general se diseñó con el supuesto que es lo suficientemente robusta para lidiar con el desbalance que aportan las cargas de la MMG, este supuesto se sustenta con la consideración de que la red general es mucho más grande que la MMG.

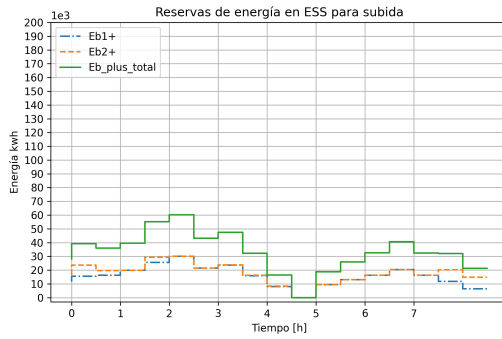
En la Figura 4.5 para el caso 50 kW de potencia de reservas, se puede observar cómo se reparten las reservas de potencia y energía en los diferentes instantes de la simulación para los diferentes DER. En la Figura 4.5a se ve como se disponen las reservas de potencia de subida en los ESS y en los DG. Las leyendas $P_{b_i}+$ indican la reserva de subida que debe asumir el sistema de almacenamiento de la MG i , de forma similar la leyenda $P_{d_{gi}+}$ corresponde a la potencia de subida que debe asumir el generador diésel de la MG i , ambas son asumidas como cotas de holgura sobre los DER y varían a medida que transcurre la simulación producto de los cambios en las decisiones de la optimización. En la Figura 4.5b se observa la disposición de las reservas de bajada de los diferentes DER, en este caso la leyenda cambia a signo negativo $-$ para indicar que son potencias de bajada. En la Figura 4.5c y en 4.5d se observa la disposición de las reservas de energía de subida y bajada que deben mantener los sistemas de almacenamiento.



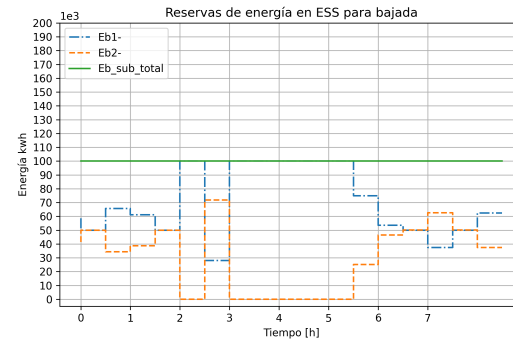
(a) Reservas potencia de subida



(b) Reservas potencia de bajada



(c) Reservas energía de subida

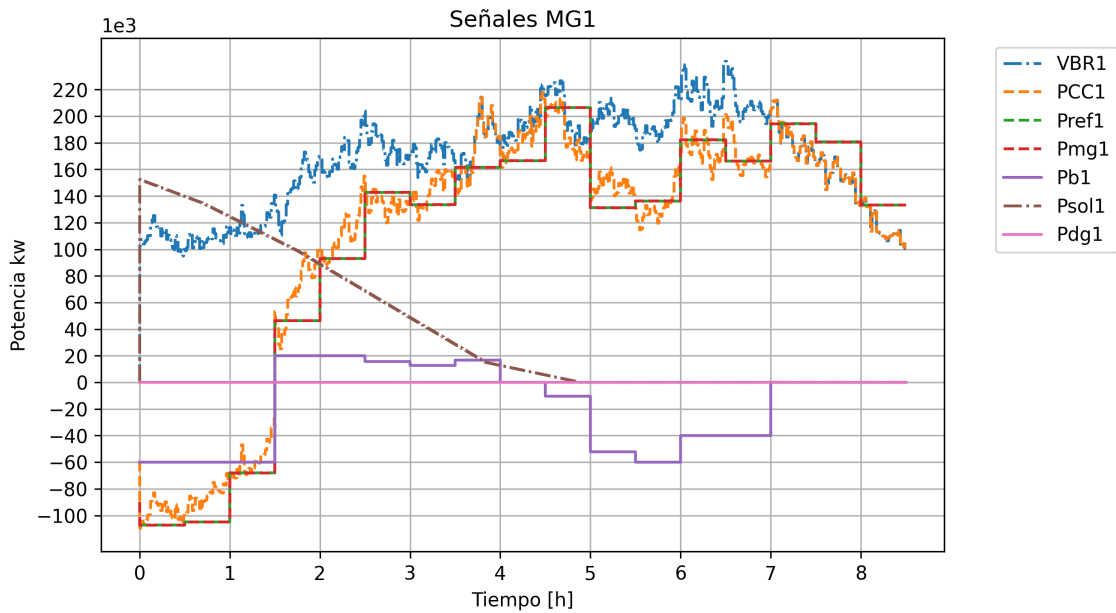


(d) Reservas energía de bajada

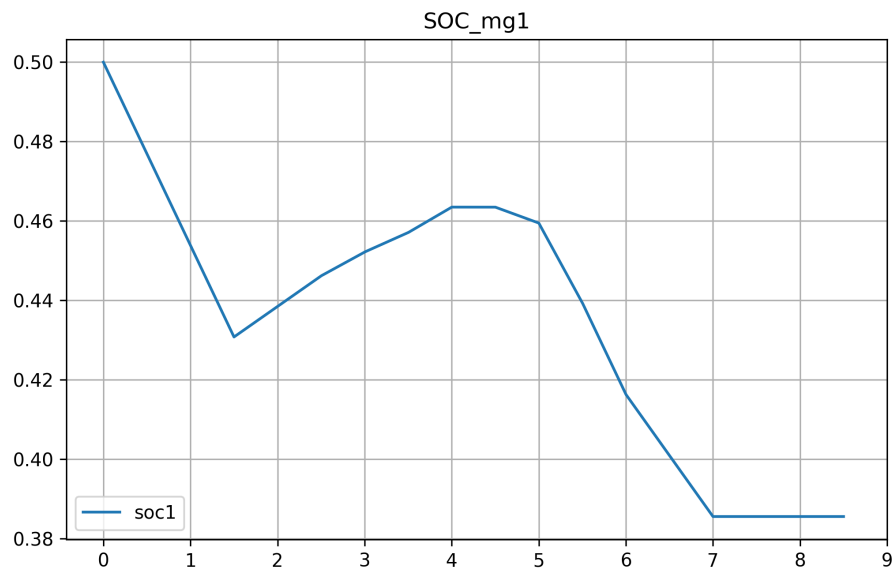
Figura 4.5: 8 hrs de operación EMS centralizado; 50 kW de reservas de subida y bajada ; reservas de energía

De las Figuras 4.5 se distingue que las reservas designadas para cada DER varían en el transcurso de la simulación pero siempre la suma del aporte de todos cumplen con el nivel requerido de potencia, esto último es una condición que se debe cumplir para la prestación de servicios complementarios como concepto de suficiencia de energía de reservas para la inyección de potencia. Para las reservas de subida en las Figuras 4.5a y 4.5c se puede observar participación de todos los elementos incluyendo los generadores diésel, es necesario mencionar que en este caso de estudio no existe una exigencia de costos para las variables de reserva por lo que son repartidas considerando solo la operación más económica de las comunidades en cuanto a compra y venta de energía según lo definido en la función objetivo del MPC. La participación de los generadores diésel en las reservas de subida permite que la suficiencia de energía sea menos exigente para los sistemas de almacenamiento, es decir, la energía de reservas de subida $\mathbb{E}^{\pm} = \pm 50[kw] \cdot 2[hr]$ se asume en parte por el ESS y por el DG. Por otro lado, el DG no tiene capacidad de almacenar energía por lo que las reservas de bajada son asumidas completamente por el ESS.

En las Figuras 4.6 y 4.7 se muestran los resultados de una simulación para la operación de MMG con reservas de energía y potencia de 100 kW de para SSCC.

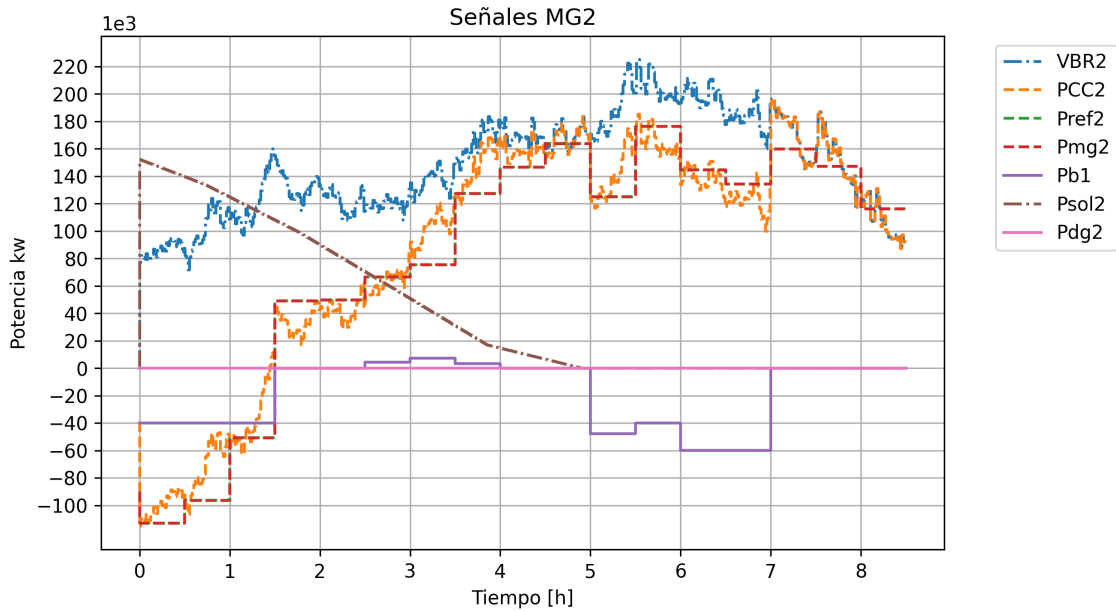


(a) Operación MG 1

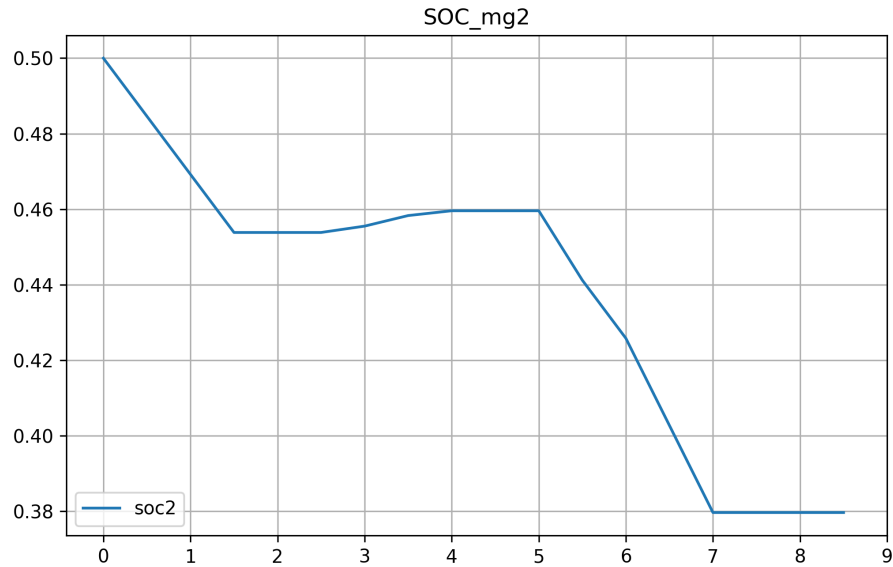


(b) Estado de carga MG 1

Figura 4.6: 8 hrs de operación EMS centralizado en MG 1; 100 kW de reservas de subida y bajada



(a) Operación MG 2



(b) Estado de carga MG 2

Figura 4.7: 8 hrs de operación EMS centralizado en MG 2; 100 kW de reservas de subida y bajada

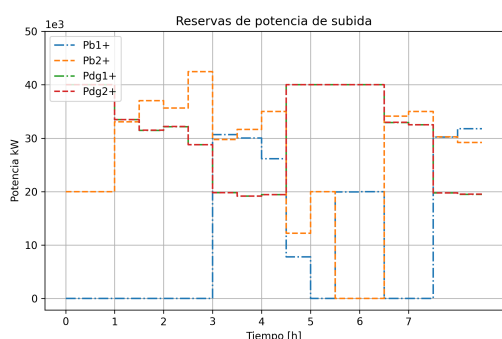
En las Figuras 4.6a y 4.7a se observan las diferentes señales de las comunidades al utilizar un EMS que considera reservas de 100 kW para subida y bajada. Ninguna de las señales sobrepasa los límites técnicos de los diferentes elementos de la microrred por lo que las señales P_{mg} y P_{mgref} coinciden. Al mismo tiempo se cumple la restricción de transmisión por la línea de media tensión que permite compartir energía entre ambas microrredes, es decir, la suma de los picos de potencia de ambas microrredes no superan los 550 kW. Por otro lado, al igual que en la operación sin reservas y la operación con reservas de 50 kW, se obtiene un desplazamiento de picos de la demanda o peak-shaving visto desde el PCC. Además se observa que

este efecto es mucho menor que en los casos anteriores, esto es consecuencia de los mayores niveles de reserva que a su vez imponen mayores niveles de holgura sobre la potencia máxima a inyectar de los DER, dichas holguras significan una operación más restringida para los ESS lo que implica en una menor respuesta a los precios de la energía.

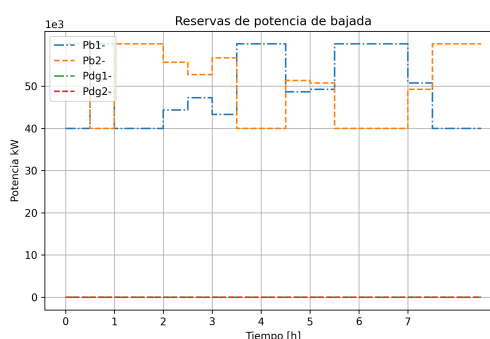
Los generadores diésel no operan para los casos de operación con reservas, a diferencia de la operación normal. Esto es consecuencia de que el optimizador determino que la decisión óptima era disponer el DG para la prestación de servicios complementarios y así utilizar los ESS en los horarios de mayor costo de la energía.

Los resultados de los niveles de almacenamiento de energía o estado de carga *SOC* en las Figuras 4.6b y 4.7b no superan en gran medida los puntos iniciales de operación al igual que en los casos anteriores, esto producto del dimensionamiento mencionado. Además, en este caso la curva de *SOC* es más plana indicando una menor carga y descarga de los ESS.

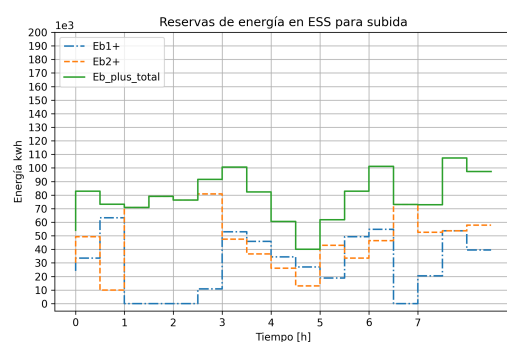
En la Figura 4.8 para el caso 100 kW de potencia de reservas, se puede observar cómo se reparten las reservas de potencia y energía en los diferentes instantes de la simulación para los diferentes DER.



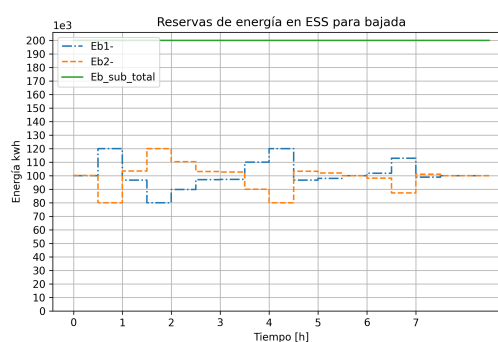
(a) Reservas potencia de subida



(b) Reservas potencia de bajada



(c) Reservas energía de subida



(d) Reservas energía de bajada

Figura 4.8: 8 hrs de operación EMS centralizado; 100 kW de reservas de subida y bajada ; reservas de energía

Al igual que en el caso de 50 kW, para 100 kW en la Figura 4.8 se distingue que las reservas designadas para cada DER varían en el transcurso de la simulación pero siempre la suma del aporte de todos cumplen con el nivel requerido de potencia para las reservas de SSCC.

Para las reservas de subida de potencia y energía en las Figuras 4.8a y 4.8c respectivamente, se puede observar la participación de todos los DER incluyendo los generadores diésel. La participación de los generadores diésel en las reservas de subida permite que la suficiencia de energía sea menos exigente para los sistemas de almacenamiento, es decir, la energía de reservas de subida $\mathbb{E}^{\pm} = \pm 100[kw] \cdot 2[hr]$ se asume en parte por el ESS y por el DG. Por otro lado, el DG no tiene capacidad de almacenar energía por lo que las reservas de bajada son asumidas completamente por el ESS.

La potencia teórica máxima que puede asumir el conjunto de comunidades para potencia de subida es de:

$$\sum_i^N P_{ESS_i}^{max\ disch} + \sum_i^N P_{DG_i}^{max} = 200[kW] \quad (4.2)$$

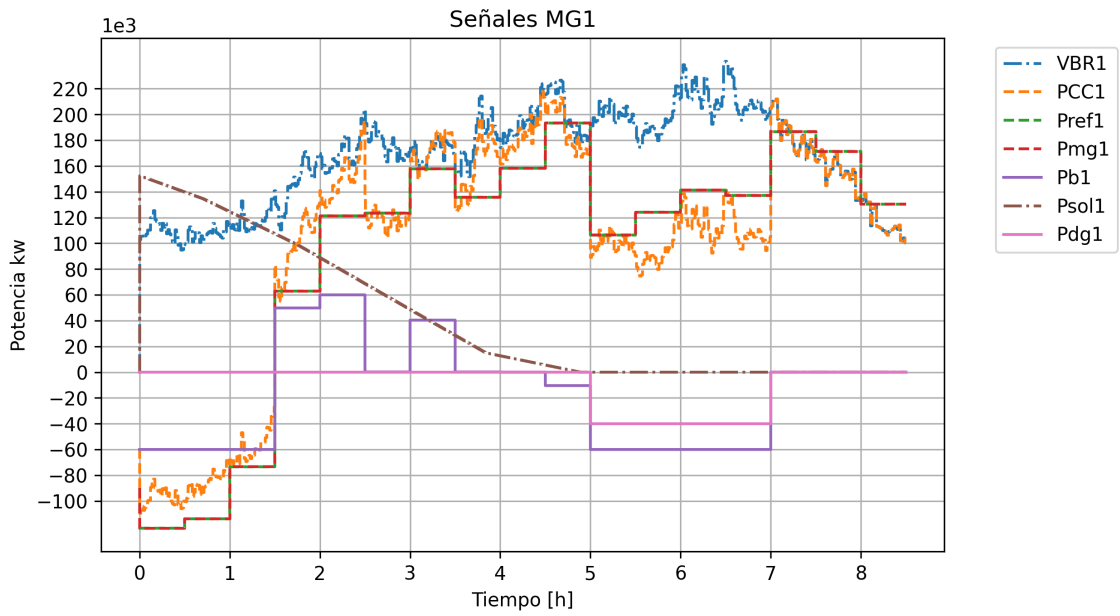
Por otro lado, la potencia de bajada teórica máxima solo puede ser suministrada por los ESS:

$$\sum_i^N P_{ESS_i}^{max\ charg} = -120[kW] \quad (4.3)$$

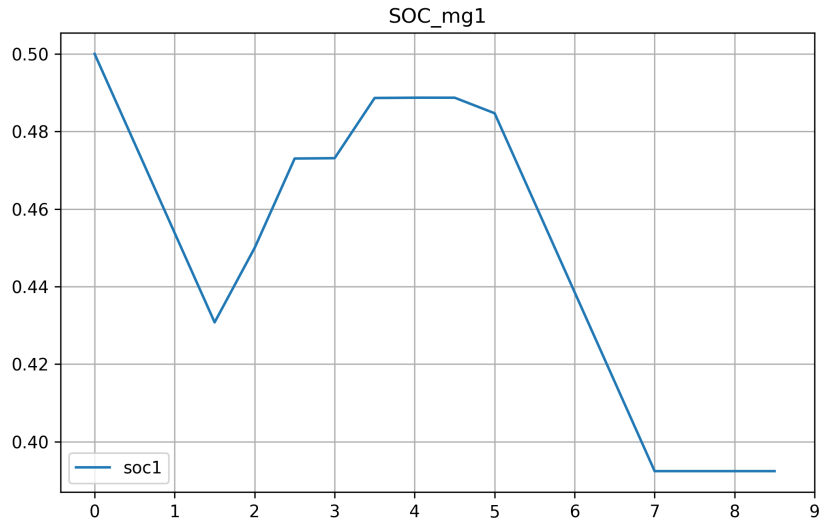
En ambas simulaciones de 50 y 100 kW se observa que el efecto de las reservas implica un comportamiento de cotas de holgura extras sobre los máximos y mínimos técnicos de carga y descarga en los ESS, esto se evidencia en que la curva de potencia de los sistemas de almacenamiento casi no llega a operar en sus mínimos y máximos, además, el efecto es más pronunciado con reservas mayores. El límite teórico de reservas son la suma de las respectivas potencias máximas y mínimas (para reservas de subida y bajada respectivamente) de los DER. Realizando pruebas fuera de línea se observó que operar en torno a las potencias máximas que podrían suministrar los DER para SSCC conlleva problemas de convergencia del algoritmo, esto tiene sentido ya que el ESS se ve más restringido al operar con reservas lo que podría verse como una operación sin sistema de almacenamiento para la operación normal, es decir, la capacidad del ESS en ese caso estaría siendo utilizada solo para reservas y no para la operación de la MG. Por otro lado, la operación con reservas con los niveles de 50 kW y 100 kW no implicó problemas y ninguna restricción fue incumplida.

Prestación de SSCC

En las Figuras 4.9 y 4.10 se observan los resultados de la inyección de potencia en las horas de mayor demanda, la operación comienza con reservas de 50 kW para luego realizar la inyección de dichas reservas a las 20:00 hrs, el procedimiento para obtener los resultados es el explicado en la sección 3.3.3.

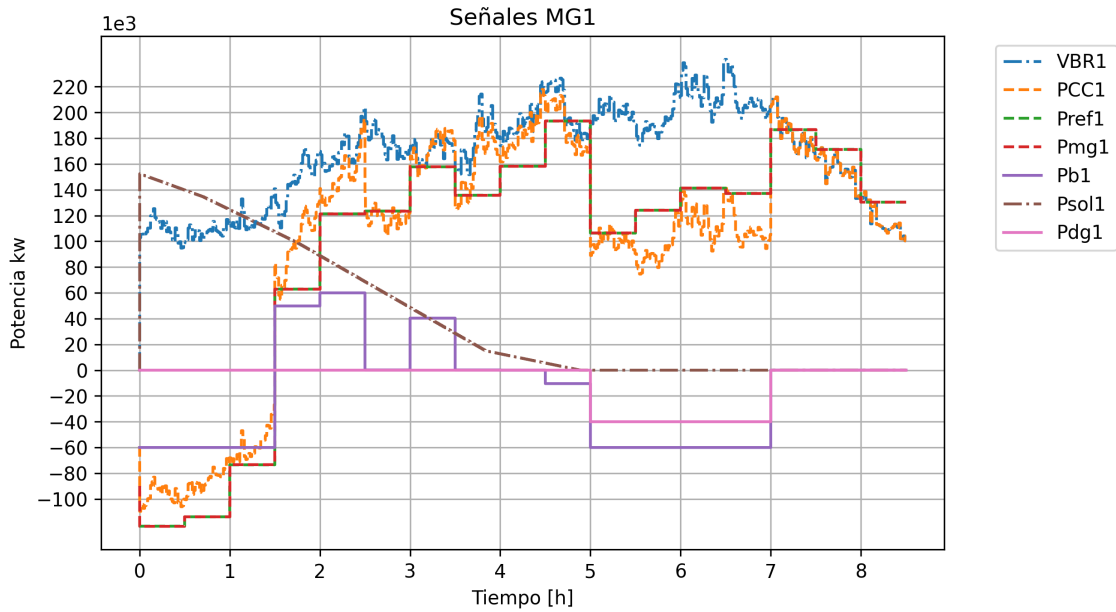


(a) Operación MG1

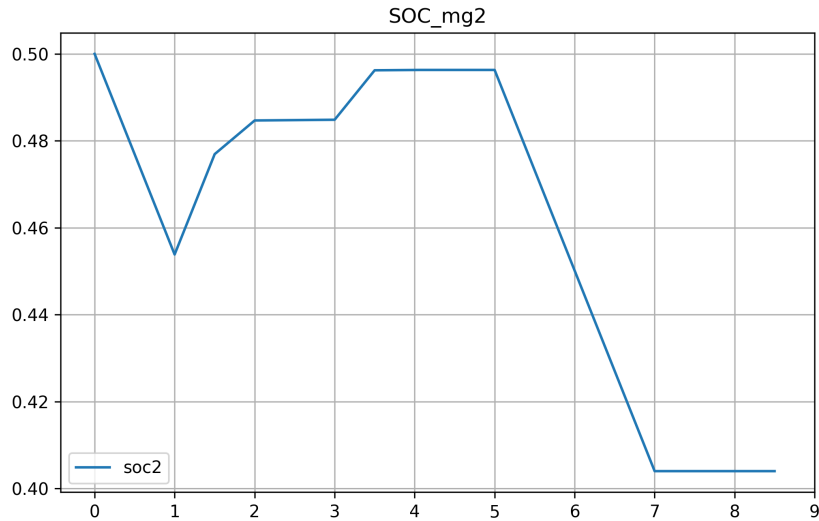


(b) Estado de carga MG 1

Figura 4.9: 8 hrs de operación EMS centralizado en MG 1; inyección de 50 kW para prestación de SSCC



(a) Operación MG2



(b) Estado de carga MG 2

Figura 4.10: 8 hrs de operación EMS centralizado en MG 2; inyección de 50 kW para prestación de SSCC

Ambas microrredes operan con reservas de potencia de subida y bajada hasta que el ISO indica la prestación de servicios de bajada entre las 20:00 hrs y 22:00 hrs. El consumo de energía disminuye en una cantidad igual a la potencia inyectada para la prestación del servicio lo cual se observa comparando con la operación con reservas de 50 kW. Por otro lado, al igual que en los casos anteriores se observa un peak-shaving que en este caso es mayor que la operación con solo reservas.

En las Figuras 4.9b y 4.10b el estado de carga es similar a la operación de solo reservas ya que en este caso la inyección de potencia para los SSCC es suministrada principalmente por los DG.

Métricas de evaluación

En la Tabla 4.1 se tiene un resumen de las métricas de operación para los diferentes casos. Se puede observar un error cuadrático medio nulo en todos los casos, el cual se utiliza para medir la desviación entre P_{mg} y P_{mgref} , estos resultados se obtuvieron producto de que el controlador MPC opera con data determinista de la generación de la planta fotovoltaica y las cargas residenciales, es decir, con toda certeza de los valores que se deberían pronosticar. En trabajos que consideren un modelo que pueda pronosticar dichas variables debería observarse un error del RMSE al comparar estas variables he indicaría la efectividad del modelo de predicción de dichas variables.

Tabla 4.1: Métricas de operación

	RMSE (kW)	EFC	MPD (kW)	APD (kW)	Energía (kwh)
Sin reservas					
MG 1	0	0.17	120.0	43.2	959.5
MG 2	0	0.16	120.4	37.7	798.7
Promedio	0	0.16	120.2	40.4	879.1
Reservas 50 kW					
MG 1	0	0.16	109.8	38.9	922.0
MG 2	0	0.14	120.4	33.7	736.7
Promedio	0	0.15	115.1	36.3	829.4
Reservas 100 kW					
MG 1	0	0.14	114.3	35.0	925.9
MG 2	0	0.12	99.8	29.9	752.2
Promedio	0	0.13	107.1	32.5	839.1
+50kW de SSCC					
MG 1	0	0.16	109.8	40.4	854.8
MG 2	0	0.14	120.3	36.6	703.9
Promedio	0	0.15	115.0	38.5	779.4

La métrica de ciclos completos efectivos (EFC) en la Tabla 4.1 son bajos con una tendencia a disminuir a medida que aumentan los niveles de reservas. El hecho de que tome valores bajos implica que el sistema de almacenamiento está sobre dimensionado como se mencionó con anterioridad. Por otro lado, la tendencia a disminuir se debe al menor espacio o margen que tienen los sistemas de almacenamiento para cargarse o descargarse en términos de la potencia que inyectan o absorben, esto ocurre por las cotas de holgura para las reservas. El MPD también tiene tendencia a disminuir por razones similares, al operar en un rango menor de la capacidad de potencia de los sistemas de almacenamiento implica en menores variaciones ya que la potencia máxima a inyectar por el ESS se ve afectada por la cota de holgura. Por otro lado, el APD tiene una componente dada por la incertidumbre de la carga residencial y otra por el control de la referencia del sistema donde esta última da el carácter

de disminución al haber mayores niveles de reservas.

El comportamiento del consumo de energía es menos intuitivo ya que se observa un mayor consumo en el caso de 50 kW de reservas, esto solo tiene la explicación de que las cotas de reservas implican un mayor consumo, y por el contrario, en el caso de 100 kW de reservas implica que el sistema no puede abastecerse lo suficiente en términos de utilizar sus sistemas de almacenamiento (hay un periodo de oportunidad de carga más extenso que de descarga).

En la Tabla 4.2 se pueden observar algunas métricas económicas. La MG1 en comparación a la MG2 consume más energía y por lo tanto sus costos por compra de energía son mayores, además, la MG1 tiene una carga mayor que la MG2. Comparando la reducción de costos con respecto a si toda la demanda de las comunidades fuera alimentada por la red, se tiene que el porcentual de C_{compra}/C_{load} es cercano para ambas comunidades siendo menor en la MG2 con un 65% mientras que para la MG1 un 67% para el caso sin reservas, lo que quiere decir que la MG2 redujo en mayor cantidad sus costos con respecto a la MG1, en este resultado pueden interferir muchos factores que podrían estar ocultos al considerar una programación de 24 horas.

Tabla 4.2: Métricas de costo operacional

	C_{compra} M\$	I_{venta}	Total	C_{load}
Sin reservas				
MG 1	105.4	17.8	87.6	156.4
MG 2	94.5	19.5	75.0	145.7
Promedio	100.0	18.7	81.3	151.0
Reservas de 50 kW				
MG 1	123.6	23.5	100.1	156.8
MG 2	104.3	19.5	84.8	145.7
Promedio	114.0	21.5	92.5	151.3
Reservas de 100 kW				
MG 1	132.1	23.5	108.6	156.6
MG 2	118.8	19.1	99.7	145.5
Promedio	125.4	21.3	104.1	151.1
+50kW de SSCC				
MG 1	107.6	23.5	84.1	156.5
MG 2	96.4	19.5	76.9	144.1
Promedio	102.0	21.5	80.5	150.3

La condición de venta de energía se da cuando la interconexión de microrredes puede abastecer la carga a un menor costo del que lo haría la red y a la vez tener energía de sobra para vender bajo el supuesto de que obtendrá beneficios a precio de su costo variable. La venta a costo variable solo se podría dar en caso de contratos con un tercero en un mercado con modelo bilateral ya que bajo las reglas de un mercado tipo pool se le pagaría a costo marginal

del instante que inyecta implicando en pérdidas económicas. Las fórmulas de función objetivo en la sección 3.3 implican la venta de energía a costo variable, se propone en trabajo futuro explorar la formulación de una función objetivo para un mercado tipo pool.

Con respecto a las ventas en la Tabla 4.2, se observa un aumento en la MG1 que en relación al aumento de los niveles de reservas no hay una relación directa intuitiva, se puede observar que también hay una mayor compra de energía por lo que el solver optimizo en base a la mejor operación económica.

Al aumentar los niveles de reserva también aumentan el costo promedio, es decir, las comunidades tienen una operación económica mas cara lo que se debe a la menor disposición de recursos dadas las cotas de reservas.

La Tabla 4.3 muestra las potencias máximas y mínimas para los diferentes casos. Se puede observar que en ningún caso se supera la potencia máxima ni mínima de transmisión de energía por el PCC.

Tabla 4.3: Potencias máximas y mínimas

PCC	$P_{min}(kW)$	$P_{max}(kW)$
Sin reservas		
MG 1	-109.6	257.3
MG 2	-135.2	226.8
Promedio	-122.4	242.1
Reservas de 50 kW		
MG 1	-109.6	217.8
MG 2	-135.2	196.6
Promedio	-122.4	207.2
Reservas de 100 kW		
MG 1	-109.6	196.6
MG 2	-115.2	217.8
Promedio	-112.4	207.2
+50kW de SSCC		
MG 1	-109.6	217.8
MG 2	-135.2	196.6
Promedio	-122.4	207.2

Capítulo 5

Conclusiones

En el presente informe de memoria se reporta la implementación de un EMS y sus resultados al coordinar microrredes para la compra y venta de energía en un mercado mayorista así como también la prestación de servicios complementarios. Se propuso un esquema basado en control predictivo centralizado con consideración de dinámicas y restricciones enfocadas en el funcionamiento y coordinación del conjunto de microrredes interconectadas.

Se implementó la interconexión de dos microrredes utilizando el software Typhoon HIL enfocado en simulaciones de alta fidelidad mediante el dispositivo HIL604. Para implementar la MMG se utilizaron diferentes modelos de plantas y recursos distribuidos de la librería del software Typhoon, al mismo tiempo se buscó configurar el acople de los núcleos de procesamiento interno del dispositivo de la forma más conveniente con respecto a la disposición de los elementos del sistema y a las configuraciones disponibles de firmware. El modelo final logró simulaciones estables de tipo RMS.

Para implementar los controladores se utilizó el software Python que en conjunto con la API de Typhoon hil, la librería de CVXPY y el solver MOSEK se desarrolla y resuelve el problema de optimización de control predictivo con enteros mixtos catalogado como un problema MIOQP, para lograr soluciones factibles se desarrolló un algoritmo que utiliza un encendido en caliente y un *branch and bound* para reducir los tiempos de convergencia a menos de un minuto. También se desarrollaron códigos para el perfilado de la carga residencial y recursos renovables de tal forma que actuaran paralelamente a los controladores y funcionaran en tiempo real. Todo esto fue sincronizado a partir de un test de automatización que considero la operación de las comunidades para 8 horas de simulación entre las 15:00 y 23:00 hrs.

Se evaluó la coordinación de las microrredes utilizando datos reales de consumo residencial y generación renovable a partir de fuentes como CREST y el explorador solar.

Se desarrollaron simulaciones con diferentes niveles de reservas de SSCC sin realizar la prestación del servicio para así observar el comportamiento. En todas las simulaciones las restricciones se cumplieron por lo que no se sobrepasaron los límites técnicos de los DER ni ningún otro. De los resultados se obtuvo que un aumento de reservas para SSCC implica en un aumento de los costos de operación del conjunto de microrredes interconectadas producto de existir una mayor restricción de los recursos a utilizar en el transcurso de la simulación. Estos resultados abre la oportunidad de explorar diferentes parámetros como niveles de potencias

de reserva óptimos y sus costos respectivos para la posibilidad de participar en licitaciones o subastas de SSCC.

En términos generales, la operación de MMG con un sistema de gestión energética que permite la compra y venta de energía es más económico que un sistema común sin la capacidad de responder a señales de precio. Por otro lado, una MMG capacitada para entregar SSCC es más restringida por lo que tiene una operación más cara con respecto a una MMG normal, pero abre la oportunidad de obtener mayores beneficios económicos en licitaciones y subastas de SSCC.

El presente trabajo propone una metodología de operación con reservas de energía e inyección de potencia para SSCC a partir de una señal del operador independiente del sistema (ISO).

Por último, se realizó una prueba de prestación de servicios complementarios utilizando la metodología diseñada de forma que se mantuviera una operación óptima de la interconexión de las microrredes para la compra y venta de energía en conjunto con la prestación del SSCC. De los resultados se puede concluir que una operación de MMG habilitada para prestar SSCC es más cara por restringir las capacidades de los DER con la finalidad de mantener reservas durante la operación. Es necesario mencionar que dichos costos extras se deben pagar por concepto de SSCC, algo que se debe explorar como trabajo futuro.

Trabajo futuro

Los costos extras de la MMG habilitada para entregar SSCC se deben sustentar de alguna forma. En proyectos de generación de energía, las plantas que prestan SSCC consideran su operación restringida como costos que deben ser pagados por concepto de SSCC, luego trabajan de forma interna los valores que les permiten participar en subastas y licitaciones para así obtener un beneficio económico. Realizar este tipo de estudio para MMG puede ser un trabajo que permita justificar los costos extras de la operación vistos en el presente trabajo.

El fenómeno de microrredes en red puede llegar a ser una oportunidad de abrir la agregación de demanda en distribución pero aún hay muchos desafíos que superar para que sea una realidad. La oportunidad de establecer diferentes grupos de microrredes coordinadas puede permitir una disminución de precios al operar directamente en un mercado mayorista en donde los precios de la energía son menores que los que se disponen en distribución. El efecto de disminuir los precios de la energía a nivel de distribución no solo es una oportunidad de una economía energética basada en mejores precios con una dinámica de comprar barato y vender caro sino que tiene mejoras de carácter social y ambiental al permitir una mayor penetración de recursos renovables. También es posible que el avance en este tipo de iniciativas tenga influencia en otras opciones sustentables como la electro-movilidad, una disminución de precios de la energía puede permitir una mayor penetración de vehículos eléctricos.

El presente trabajo se destacó por ser un modelo con el supuesto de datos deterministas. Como trabajo futuro se propone implementar un modelo que sea capaz de predecir los efectos de la variabilidad e incertidumbre dispuesta por los recursos renovables y la demanda del sistema. Existen estudios con modelos basados en redes neuronales, lógica difusa y modelos

estadísticos que pueden ser utilizados en conjunto con una estrategia de reservas similares a la implementada en la presente memoria pero con el objetivo de ser utilizadas para mitigar dichos efectos.

Las desventajas en los sistemas centralizados en comparación con los distribuidos dejan una oportunidad para llevar a cabo un trabajo similar sobre servicios complementarios y esquemas de gestión de la energía distribuidos y al mismo tiempo explorar otro tipo de SSCC. También es posible integrar el algoritmo de encendido en caliente y *branch and bound* para un esquema distribuido, esto considerando que el algoritmo es más lento a medida que aumenta la cantidad de MG (ya que aumenta la cantidad de variables binarias). Al ser distribuido, el algoritmo puede mantener su eficiencia.

De los resultados se observó cierta influencia de los niveles de reserva de servicios sobre la operación óptima de la MMG, tal que el aumento de reservas puede implicar en el aumento de costos de la microrred. Es necesario estudiar los niveles óptimos en que un MMG pueda prestar servicios sin que afecte en gran medida la operación con la red, su economía y la factibilidad del problema.

Para el desarrollo del trabajo se utilizaron elementos como generadores diésel, plantas fotovoltaicas, sistemas de almacenamiento y cargas residenciales los que son los elementos que participan en la dinámica de la operación de la MG. Existen escenarios en donde la energía renovable puede implicar vertimiento, condiciones en que los sistemas de almacenamiento están en su máximo de capacidad y la demanda está abastecida lo que suele suceder cuando la energía renovable está a tope y los costos marginales bajos o nulos, este tipo de eventos podrían ser estudiados para la incorporación de celdas de combustibles en base a hidrógeno verde, la librería de Typhoon HIL contiene elementos que permiten la simulación de incorporación de este tipo de celdas a un modelo como el desarrollado en el presente trabajo. Otros elementos a estudiar con la capacidad de incorporarse dentro de la operación de la coordinación de microrredes pueden ser cargas controlables usualmente de tipo industrial y modelos que consideren una alta penetración de vehículos eléctricos.

El restablecimiento de las reservas para SSCC luego de utilizarlas puede ser un aspecto importante a estudiar para el caso de que sea una herramienta que se necesite diariamente.

Finalmente, es necesario observar el comportamiento económico interno de la MMG, cada MG debe tener un LCOE diferente pero se enfrentan en conjunto al mercado mayorista, luego existen escenarios en que compartir energía entre MG es mejor que comprar a la red. Es necesario estudiar los efectos de una transacción económica interna en MMG.

Bibliografía

- [1] IEA International Energy Agency (2020). World Energy Outlook 2020. Technical report, Paris.
- [2] Comisión nacional de energía, (2020), "Proyección de demanda eléctrica 2019 – 2039", Chile.
- [3] E. Espina, J. Llanos, C. Burgos-Mellado, R. Cárdenas-Dobson, M. Martínez-Gómez and D. Sáez, "Distributed Control Strategies for Microgrids: An Overview," in IEEE Access, vol. 8, pp. 193412-193448, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3032378.
- [4] IEA International Energy Agency (2021). World Energy Outlook 2021. Technical report, Paris.
- [5] H. S. Fesagandis, M. Jalali, K. Zare, M. Abapour and H. Karimipour, Resilient Scheduling of Networked Microgrids Against Real-Time Failures, in IEEE Access, vol. 9, pp. 21443-21456, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3052653.
- [6] Typhoon HIL, Typhoon HIL solutions, microgrids. (17 de octubre 2022). Verificación de microrred a todos los niveles. <https://www.typhoon-hil.com/solutions/microgrids/>
- [7] D. E. Olivares et al., "Trends in Microgrid Control," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 1905-1919, July 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2295514.
- [8] M. N. Alam, S. Chakrabarti and A. Ghosh, "Networked Microgrids: State-of-the-Art and Future Perspectives," in IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 15, no. 3, pp. 1238-1250, March 2019, doi: 10.1109/TII.2018.2881540.
- [9]] L. Meng et al., Review on Control of DC Microgrids and Multiple Microgrid Clusters, in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 5, no. 3, pp. 928-948, Sept. 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2690219.
- [10] Z. Cheng, J. Duan and M. Chow, "To Centralize or to Distribute: That Is the Question: A Comparison of Advanced Microgrid Management Systems," in IEEE Industrial Electronics Magazine, vol. 12, no. 1, pp. 6-24, March 2018, doi: 10.1109/MIE.2018.2789926.
- [11] W. Brokering, R. Palma. *Atrapando el Sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia*. -1a ed.- Santiago de Chile, diciembre, 2018.
- [12] D. Fuchs, G. Prudencio. Sistemas de almacenamiento con energía solar fotovoltaica en Chile.
- [13] S. Petrovic, Battery Technology Crash Course. Springer International Publishing, 2021. doi: 10.1007/978-3-030-57269-3.
- [14] A. Atieh, S. Charfi, and M. Chaabene, "Hybrid PV/Batteries Bank/Diesel Generator Solar-Renewable Energy System Design, Energy Management, and Economics," Advan-

- ces in Renewable Energies and Power Technologies. Elsevier, pp. 257–294, 2018. doi: 10.1016/b978-0-12-812959-3.00008-3.
- [15] Homer pro, Contenido. (2 de septiembre 2022). Coeficiente de intercepción de la curva de combustible del generador. https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/generator_fuel_curve_intercept_coefficient.html
- [16] J. A. Jardini, C. M. V. Tahan, M. R. Gouvea, S. U. Ahn and F. M. Figueiredo, "Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers, in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 15, no. 1, pp. 375-380, Jan. 2000, doi: 10.1109/61.847276.
- [17] R. Palma, R. Torres, A. Navarro, C. Benavides y G. Jiménez, "Análisis para el diseño e implementación, en el mercado mayorista, del comercializador de energía a usuarios finales en distribución", Centro de energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Santiago de Chile, (Informe Final, Rev. 2), (ID 610-8-LE20), Noviembre de 2020.
- [18] Comisión nacional de energía, "Norma Técnica de seguridad y calidad de servicio", Santiago de Chile, diciembre, 2019.
- [19] Comisión nacional de energía, 2018, "Informe de Definición de Servicios Complementarios", Chile.
- [20] Coordinador eléctrico nacional, 2022, "Informe de servicios complementarios años 2022", Chile.
- [21] Comisión nacional de energía, 2019, "Norma Técnica de servicios complementarios", Chile.
- [22] S. Y. R. Hui, K. K. Fung, and C. Christopoulos. "Decoupled Simulation of DC-Linked Power Electronic Systems Using Transmission-Line Links". IEEE Transactions on power electronics, Vol. 9, No. 1, January, 1994.
- [23] Typhoon HIL, Typhoon HIL documentation. (13 de septiembre 2022). Typhoon HIL Software Manual Component library. https://www.typhoon-hil.com/documentation/typhoon-hil-software-manual/topics/component_library.html
- [24] Typhoon HIL, Typhoon HIL documentation. (19 de octubre, 2022). Typhoon HIL Software Manual Component library. https://www.typhoon-hil.com/documentation/typhoon-hil-software-manual/concepts/typhoon_hil_control_center.html
- [25] S. Diamond and S. Boyd. "CVXPY: A Python-Embedded Modeling Language for Convex Optimization". Journal of Machine Learning Research 17, number 83, (2016) 1-5.
- [26] A. Agrawala, R. Verschuerenc, S. Diamonda and S. Boyd. "A rewriting system for convex optimization problems". Journal of Control and Decision. JOURNAL OF CONTROL AND DECISION, 2018 VOL. 5, NO. 1, 42–60. doi: 10.1080/23307706.2017.1397554
- [27] CVXPY, User guide. (28 de septiembre 2022). Advanced Features. <https://www.cvxpy.org/tutorial/advanced/index.html>
- [28] B. Kouvaritakis and M. Cannon, Model Predictive Control. Springer International Publishing, 2016. doi: 10.1007/978-3-319-24853-0.
- [29] C. Kirches, Fast Numerical Methods for Mixed-Integer Nonlinear Model-Predictive Control. Vieweg+Teubner Verlag, 2011. doi: 10.1007/978-3-8348-8202-8.

- [30] C. Bordons, F. Garcia-Torres, and M. A. Ridaou, Model Predictive Control of Microgrids. Springer International Publishing, 2020. doi: 10.1007/978-3-030-24570-2.
- [31] CVXPY, User guide. (28 de septiembre 2022). Disciplined Convex Programming. <https://www.cvxpy.org/tutorial/dep/index.html>
- [32] A. Ayastuy. *Optimización convexa aplicada a MPC*. -1a ed.- Sevilla, España, Septiembre, 2014. <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/5442/fichero/memoria.pdf>
- [33] MOSEK, Optimizers, microgrids. (17 de octubre 2022). The Optimizer for Mixed-Integer Problems. <https://docs.mosek.com/latest/toolbox/mip-optimizer.html#doc-shared-mip-log-desc>
- [34]] H. Zou, S. Mao, Y. Wang, F. Zhang, X. Chen and L. Cheng, .^A Survey of Energy Management in Interconnected Multi-Microgrids, in IEEE Access, vol. 7, pp. 72158-72169, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2920008.
- [35] J. A. Villanueva-Rosario, F. Santos-García, M. E. Aybar-Mejía, P. Mendoza-Araya, and A. Molina-García, “Coordinated ancillary services, market participation and communication of multi-microgrids: A review,” Applied Energy, vol. 308. Elsevier BV, p. 118332, Feb-2022.
- [36] B. Chen, J. Wang, X. Lu, C. Chen and S. Zhao, "Networked Microgrids for Grid Resilience, Robustness, and Efficiency: A Review, in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 12, no. 1, pp. 18-32, Jan. 2021, doi: 10.1109/TSG.2020.3010570.
- [37] B. Zhou et al., "Multi-Microgrid Energy Management Systems: Architecture, Communication, and Scheduling Strategies, in Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, doi: 10.35833/MPCE.2019.000237.
- [38] Explorador solar, (01 de enero 2022). Explorador recurso solar y datos. <https://solar.minennergia.cl/inicio>
- [39] Loughborough University, (22 de julio 2022). CREST Demand Model. https://repository.lboro.ac.uk/articles/dataset/CREST_Demand_Model_v2_0/2001129
- [40] Y. Zhao, J. Yu, M. Ban, Y. Liu and Z. Li, "Privacy-Preserving Economic Dispatch for An Active Distribution Network With Multiple Networked Microgrids, in IEEE Access, vol. 6, pp. 38802-38819, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2854280.
- [41] M. Daneshvar, B. Mohammadi-Ivatloo, K. Zare, S. Asadi and A. Anvari-Moghaddam, .^A Novel Operational Model for Interconnected Microgrids Participation in Transactive Energy Market: A Hybrid IGDT/Stochastic Approach, in IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 17, no. 6, pp. 4025-4035, June 2021, doi: 10.1109/TII.2020.3012446.
- [42]] L. Wang, Z. Zhu, C. Jiang and Z. Li, "Bi-Level Robust Optimization for Distribution System With Multiple Microgrids Considering Uncertainty Distribution Locational Marginal Price, in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 12, no. 2, pp. 1104-1117, March 2021, doi: 10.1109/TSG.2020.3037556.
- [43] A. Saad, T. Youssef, A. T. Elsayed, A. Amin, O. H. Abdalla and O. Mohammed, "Data-Centric Hierarchical Distributed Model Predictive Control for Smart Grid Energy Management, in IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 15, no. 7, pp. 4086-4098, July 2019, doi: 10.1109/TII.2018.2883911.
- [44] S. D. Manshadi and M. E. Khodayar, .^A Hierarchical Electricity Market Structure for the

- Smart Grid Paradigm, in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 7, no. 4, pp. 1866-1875, July 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2428194.
- [45] Z. Li, M. Shahidehpour, F. Aminifar, A. Alabdulwahab and Y. Al-Turki, "Networked Microgrids for Enhancing the Power System Resilience, in Proceedings of the IEEE, vol. 105, no. 7, pp. 1289-1310, July 2017, doi: 10.1109/JPROC.2017.2685558.
- [46] Q. Shafiee, T. Dragičević, J. C. Vasquez and J. M. Guerrero, "Hierarchical Control for Multiple DC-Microgrids Clusters, in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 29, no. 4, pp. 922-933, Dec. 2014, doi: 10.1109/TEC.2014.2362191.
- [47] X. Lu, J. Lai, X. Yu, Y. Wang and J. M. Guerrero, "Distributed Coordination of Islanded Microgrid Clusters Using a Two-Layer Intermittent Communication Network, in IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 14, no. 9, pp. 3956-3969, Sept. 2018, doi: 10.1109/TII.2017.2783334.
- [48] Y. Wu, J. Shi, G. J. Lim, L. Fan and A. Molavi, "Optimal Management of Transactive Distribution Electricity Markets With Co-Optimized Bidirectional Energy and Ancillary Service Exchanges, in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 6, pp. 4650-4661, Nov. 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.3003244.
- [49] L. Yang and Z. Hu, "Coordination of Generators and Energy Storage to Smooth Power Fluctuations for Multi-Area Microgrid Clusters: A Robust Decentralized Approach, in IEEE Access, vol. 9, pp. 12506-12520, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3052043.
- [50] W. Wan et al., "Distributed and Asynchronous Active Fault Management for Networked Microgrids, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 5, pp. 3857-3868, Sept. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2976044.
- [51] Z. Wang, B. Chen, J. Wang and C. Chen, "Networked Microgrids for Self-Healing Power Systems, in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 7, no. 1, pp. 310-319, Jan. 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2427513.
- [52] Y. Huo and G. Gruosso, "Hardware-in-the-Loop Framework for Validation of Ancillary Service in Microgrids: Feasibility, Problems and Improvement, in IEEE Access, vol. 7, pp. 58104-58112, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2914346.
- [53] F. Shen, Q. Wu, J. Zhao, W. Wei, N. D. Hatziargyriou and F. Liu, "Distributed Risk-Limiting Load Restoration in Unbalanced Distribution Systems With Networked Microgrids, in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 6, pp. 4574-4586, Nov. 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.2995099.
- [54] C. Yuen and A. Oudalov, "The Feasibility and Profitability of Ancillary Services Provision from Multi-MicroGrids," 2007 IEEE Lausanne Power Tech, 2007, pp. 598-603, doi: 10.1109/PCT.2007.4538384.
- [55] W. Huang, W. Zheng and D. J. Hill, "Distributionally Robust Optimal Power Flow in Multi-Microgrids With Decomposition and Guaranteed Convergence, in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 12, no. 1, pp. 43-55, Jan. 2021, doi: 10.1109/TSG.2020.3012025.
- [56] J. R. Nelson and N. G. Johnson, "Model predictive control of microgrids for real-time ancillary service market participation," Applied Energy, vol. 269. Elsevier BV, p. 114963, Jul. 2020. doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114963.
- [57] Y. Wang, T. -L. Nguyen, Y. Xu, Q. -T. Tran and R. Caire, "Peer-to-Peer Control for Networked Microgrids: Multi-Layer and Multi-Agent Architecture Design, in

- IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 6, pp. 4688-4699, Nov. 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.3006883.
- [58] E. Harmon, U. Ozgur, M. H. Cintuglu, R. de Azevedo, K. Akkaya and O. A. Mohammed, "The Internet of Microgrids: A Cloud-Based Framework for Wide Area Networked Microgrids," in IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 14, no. 3, pp. 1262-1274, March 2018, doi: 10.1109/TII.2017.2785317.
- [59] M. Zaery, P. Wang, X. Lu, W. Wang and D. Xu, "Fully Distributed Controller for Economic Load Sharing of DC Microgrid Clusters," 2020 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2020, pp. 597-602, doi: 10.1109/APEC39645.2020.9124512.
- [60] M. H. K. Tushar and C. Assi, "Optimal Energy Management and Marginal-Cost Electricity Pricing in Microgrid Network," in IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 13, no. 6, pp. 3286-3298, Dec. 2017, doi: 10.1109/TII.2017.2712652.
- [61] Lazard. Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis - Version 4.0; 2018.