



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

**CONTROL PREDICTIVO PARA UN SISTEMA DE COORDINACIÓN DE
MICRO-REDES CONSIDERANDO GESTIÓN DE LA DEMANDA**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,
MENCION ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

ROBERTO IGNACIO BRAD BUSTOS MARAMBIO

PROFESORA GUÍA:
DORIS SÁEZ HUEICHAPAN

PROFESOR CO-GUÍA:
LUIS GABRIEL MARÍN COLLAZOS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
LORENZO REYES CHAMORRO

SANTIAGO DE CHILE

2022

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: ROBERTO IGNACIO BRAD BUSTOS MARAMBIO
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: DORIS SÁEZ HUEICHAPAN
PROF. CO-GUÍA: LUIS GABRIEL MARÍN COLLAZOS

CONTROL PREDICTIVO PARA UN SISTEMA DE COORDINACIÓN DE MICRO-REDES CONSIDERANDO GESTIÓN DE LA DEMANDA

Este trabajo presenta un sistema de gestión de energía para la coordinación de múltiples micro-redes. El sistema propuesto tiene una estructura de control jerárquica centralizada de dos niveles. El nivel superior busca minimizar costos a mediano plazo y el nivel inferior maneja la operación local de cada micro-red a partir de señales de referencia entregadas por el superior.

Se presentan cuatro posibles configuraciones para el sistema. La primera utiliza un controlador predictivo basado en modelos para el nivel superior y un controlador basado en reglas para el inferior. La segunda utiliza control predictivo en el nivel inferior. La tercera configuración agrega una estrategia de gestión de la demanda al controlador del nivel inferior. La cuarta configuración añade esa estrategia de gestión de demanda al nivel superior.

El objetivo de este trabajo es probar que un sistema de gestión de energía con gestión de demanda es capaz de reducir los costos de operación y aprovechar mejor los recursos energéticos de las micro-redes. Para ello se realizaron simulaciones de un sistema de tres micro-redes. Los resultados probaron que la configuración con DSM en ambos niveles pudo reducir al menos un 1.5 % los costos de operación y tuvo mejor seguimiento de las referencias.

*Dedicado a mis padres Roberto y Claudia que han dado tanto por mí.
Para que sepan que todos mis logros son tan suyos como míos.*

Su hijo Nacho

Agradecimientos

Quiero partir agradeciendo a mis padres Roberto y Claudia quienes siempre ha dado todo por mí y que han sacrificado tanto por verme feliz. Sé que no ha sido tan fácil el camino, pero nunca habría podido llegar tan lejos si no hubieran estado ahí para mí apoyándome y dándome tanto cariño de forma incondicional. Quiero agradecer también al resto de mi familia y amigos, particularmente quiero agradecer a mi abuela Isabel que me ha cuidado cuando mis padres trabajaban y que también ha sacrificado tanto por mí, agradecer también a mi abuelo Victor que nos cuida desde arriba y a mis abuelos Roberto y Flor que siempre me reciben con los brazos abiertos y una gran sonrisa.

Quiero agradecer también a todas las personas que me apoyaron en este trabajo. De partida agradecer a la profesora Doris Sáez quien me apoyó y motivó durante todo el trayecto, agradezco particularmente la paciencia que me tuvo, los aportes que me dio y la dedicación que tiene por todos sus alumnos. Dedicación que mantuvo firme y constante incluso en tiempos tan complicados como lo fue el periodo de pandemia. Quiero agradecer también a mi profesor co-guía Luis Marín y a Alex Navas por el apoyo constante a este proyecto, por los aportes que me dieron para seguir adelante cuando me quedaba estancado y por todo el tiempo que le dedicaron a reunirse conmigo para resolver dudas.

Agradezco también a toda la gente que me apoyó durante la carrera, desde los profesores y personal de la Universidad hasta los compañeros y amigos de toda la vida. Todos ellos hicieron de mi vida universitaria una gran experiencia llenas de maravillosos recuerdos. Es gracias a todo esto que puedo terminar tranquilo esta parte de mi vida y seguir adelante sin mirar atrás.

Finalmente me gustaría agradecer al Solar Energy Research Center SERC-Chile ANID/-FONDAP/15110019, al Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) ANID PIA/BASAL AFB180003, al proyecto ANID/CONICYT/FONDECYT 1220507 “Distributed Predictive Control Strategies based on Evolving Prediction Intervals for Energy-Water Microgrids” y al Project VID UChile ENL08/21 “Design of Prediction Intervals based on Computational Intelligence and Evolving Systems for Modeling and Control of a Water and Energy Management System” por su apoyo financiero para el desarrollo de esta tesis y los trabajos de investigación relacionados.

I. Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Solución Propuesta	2
1.2. Hipótesis	4
1.3. Objetivos	4
1.4. Estructura del trabajo	5
1.5. Publicaciones generadas durante esta tesis	5
2. Control predictivo basado en modelos	6
2.1. Fundamentos de control predictivo	6
2.2. Modelos difusos Takagi-Sugeno	8
3. Estado del Arte en Sistemas de gestión de energía y demanda	11
3.1. Sistemas de gestión de energía (EMS)	11
3.2. Sistemas de gestión de demanda (DSM)	15
3.3. Coordinación de micro-redes	19
3.4. Discusión	20
4. EMS propuesto para coordinación de micro-redes	22
4.1. Planteamiento del problema	22
4.2. Modelos de predicción	25
4.3. Configuraciones del EMS	25
4.3.1. Nivel red principal - MPC supervisor	27
4.3.2. Nivel micro-red - Controlador basado en reglas	28
4.3.3. Nivel micro-red - MPC local	29
4.3.4. Estrategia de gestión de demanda	29
4.3.5. Nivel red principal - MPC-DSM Supervisor	30
4.3.6. Nivel micro-red - MPC-DSM Local	31
4.4. Operación de estrategia EMS propuesta	32
4.5. Discusión	32
5. Caso de Estudio	34
5.1. Datos y parámetros	34
5.2. Métricas de evaluación	37
5.2.1. Métricas para los modelos de predicción	37
5.2.2. Métricas para desempeño de cada micro-red	38
5.2.3. Métricas para desempeño de las configuraciones del EMS	39
5.3. Resultados de modelos predictivos	39
5.4. Resultados de la estrategia EMS para coordinación de micro-redes	43

5.4.1.	Configuración MPC / Reglas	43
5.4.2.	Configuración MPC / MPC	47
5.4.3.	Configuración MPC / MPC-DSM	50
5.4.4.	Configuración MPC-DSM / MPC-DSM	54
5.5.	Discusión	58
6.	Conclusiones	59
6.1.	Trabajo Futuro	60
	Bibliografía	61

Índice de Tablas

5.1.	Características eléctricas de cada micro-red.	34
5.2.	Especificaciones eléctricas de “ <i>Trojan T-105</i> ”.	36
5.3.	Costo de la energía durante el día en pesos Chilenos (CLP).	36
5.4.	Parámetros de la simulación.	37
5.5.	Configuración Óptima de modelos Takagi & Sugeno.	40
5.6.	RMSE de modelos del nivel superior al variar el número de pasos en 7 días del conjunto de test.	41
5.7.	RMSE de modelos del nivel inferior al variar el número de pasos en 7 días del conjunto de datos de test.	42
5.8.	Métricas de desempeño al utilizar la configuración MPC/Reglas.	46
5.9.	Métricas de desempeño general al usar MPC/Reglas.	46
5.10.	Métricas de desempeño al utilizar la configuración MPC/MPC.	49
5.11.	Métricas de desempeño general al usar MPC/MPC.	49
5.12.	Métricas de desempeño al utilizar MPC/MPC-DSM.	53
5.13.	Métricas de desempeño general al usar MPC/MPC-DSM.	54
5.14.	Métricas de desempeño para todas las configuraciones.	57
5.15.	Métricas de desempeño general al usar todas las configuraciones.	58

Índice de Ilustraciones

1.1.	Sistema energético distribuido formado por múltiples micro-redes conectadas a la red principal.	3
1.2.	Diagrama simplificado del esquema EMS propuesto.	3
3.1.	Estructura de un sistema de gestión de energía.	12
3.2.	Ejemplos de modos de operación utilizados en [8].	13
3.3.	Entrenamiento y operación del EMS propuesto en [9].	14
3.4.	Categorías de DSM de acuerdo al impacto y tiempo de duración de su efecto [13].	16
3.5.	Efecto en el perfil de consumo de las estrategias DSM [13].	17
3.6.	Estructuras de control básicas. (a) Centralizado. (b) Descentralizado. (c) Distribuido. (d) Jerárquico [35].	19
4.1.	Conexión entre micro-redes.	23
4.2.	EMS-DSM Jerárquico centralizado.	24
4.3.	Diagrama de metodologías de identificación.	26
4.4.	Diagramas de configuraciones de EMS utilizado.	26
4.5.	Efecto del factor del desplazamiento en la demanda.	30
5.1.	Sistema energético de tres micro-redes utilizado en este trabajo.	35
5.2.	Datos de generación, consumo y costo utilizados para simulación.	35
5.3.	Ejemplo de metodología gráfica para encontrar el número óptimo de regresores.	40
5.4.	Predicciones a 48 pasos de los modelos para el nivel superior.	41
5.5.	Predicciones a 15 pasos de los modelos para el nivel inferior.	42
5.6.	Potencia intercambiada con el DNO al usar MPC/Reglas.	43
5.7.	Potencia intercambiada por cada micro-red con el resto.	44
5.8.	Potencia cargada o descargada en BESS de cada micro-red.	45
5.9.	Estado de carga (SoC) del BESS en cada micro-red.	45
5.10.	Potencia intercambiada con el DNO al usar MPC/MPC.	47
5.11.	Potencia intercambiada por cada micro-red con el resto.	48
5.12.	Potencia cargada o descargada en BESS de cada micro-red.	48
5.13.	Estado de carga (SoC) del BESS en cada micro-red.	49
5.14.	Potencia intercambiada con el DNO al usar MPC/MPC-DSM.	50
5.15.	Potencia intercambiada por cada micro-red con el resto.	51
5.16.	Potencia cargada o descargada en BESS de cada micro-red.	51
5.17.	Potencia cargada o descargada en BESS de cada micro-red.	52
5.18.	Factor de desplazamiento de demanda para cada micro-red y costo energético.	53
5.19.	Intercambio con el DNO usando MPC-DSM/MPC-DSM.	54
5.20.	Potencia intercambiada por cada micro-red con el resto.	55
5.21.	Potencia cargada o descargada en BESS de cada micro-red.	55
5.22.	Potencia cargada o descargada en BESS de cada micro-red.	56
5.23.	Factor de desplazamiento de demanda para cada micro-red.	56

Capítulo 1

Introducción

La mayor accesibilidad a nuevas fuentes de energía renovables, así como también el mayor uso de dispositivos inteligentes, han despertado el interés de la comunidad científica y la industria, entre otros, en el tópico de las micro-redes [1–5]. Una micro-red es definida como un conjunto de fuentes de energía y cargas de baja tensión que actúan como una única entidad controlable, la cual puede operar de forma aislada o conectada a la red principal [2]. Comúnmente, las micro-redes aisladas consisten en poblados remotos [3] o sistemas eléctricos de vehículos de transporte [6] mientras que las micro-redes conectadas se encuentran generalmente en comunidades o plantas industriales que buscan aprovechar el uso de las fuentes de energía renovable para cubrir parte de su consumo [7].

Independiente del tipo de micro-red usada, es necesario poder gestionar los recursos energéticos distribuidos (DER, del inglés *Distributed Energy Resources*) que conforman la micro-red de la forma más eficiente posible. Una gestión eficiente busca aprovechar al máximo las fuentes de energía renovable para reducir los costos de operación y la cantidad de energía comprada a la red principal, esto facilita el trabajo de los operadores de red y aligera el gasto del consumidor final. Para lograr el manejo óptimo de la micro-red se utilizan los sistemas de gestión de energía (EMS, del inglés *Energy Management Systems*) cuya labor consiste en dirigir los flujos de energía entre los DERs de la micro-red [5]. La implementación de un EMS se puede hacer de múltiples formas, los autores de [8] proponen una estrategia de lógica difusa, mientras que los autores de [9] proponen una estrategia dinámica que involucra redes neuronales y múltiples algoritmos. En este trabajo, el EMS está compuesto por un conjunto de controladores predictivos (MPC, del inglés *Model based Predictive Controls*) que toman las decisiones a partir del resultado de un problema de optimización.

El problema de optimización que rige este trabajo busca minimizar el costo de operación modificando variables como la cantidad de energía a comprar, la carga o descarga de un banco de baterías y la demanda misma, esto último se hace de manera similar a la utilizada en [3, 4, 10]. El problema de optimización también cuenta con restricciones que buscan establecer los límites físicos de las variables y del sistema completo, así como también restricciones de operación impuestas por el operador de la red principal (DNO, del inglés *Distributed Network Operator*). Ejemplos de restricciones físicas serían el balance de potencia dentro de la micro-red y la capacidad del banco de baterías, mientras que ejemplos de restricciones del operador sería la cantidad de energía que se puede comprar en un día o la potencia máxima que se puede extraer de la red en un determinado momento.

Aparte de administrar los recursos disponibles en una micro-red, los EMS se utilizan comúnmente para coordinar el flujo de energías en sistemas de múltiples micro-redes. Los sistemas compuestos por más de una micro-red se denominan también en la literatura como multi-micro-redes (MMG, del inglés *Multimicrogrid*) [11] o micro-redes en red (*Networked Microgrid* en inglés) [12]. Los EMS que trabajan con múltiples micro-redes pueden tener una estructura centralizada o distribuida. En el caso de los EMS centralizados, existe una relación jerárquica entre un nodo central supervisor y los sistemas de control ubicados en cada micro-red. Por otra parte, un EMS distribuido utiliza nodos locales en cada micro-red, estos se comunican entre sí y tienen en consideración la situación en la que se encuentra el resto para tomar decisiones.

Pese a que los EMS presentan una buena solución al problema de gestión energética en una micro-red, existen formas de mejorar aún más los resultados. Una de las formas de mejorar un EMS es modificar la potencia consumida en la carga, es con esta idea que surgió el concepto de gestión de la demanda (DSM, del inglés *Demand Side Management*). En [13] se establece que el concepto de gestión de la demanda engloba las posibles medidas que el consumidor puede tomar para mejorar el sistema energético, ya sea reduciendo el costo o distribuyendo mejor el consumo durante el día. Las estrategias para gestión de la demanda pueden ir desde el reemplazo de los equipos por una versión más eficiente, hasta el uso de dispositivos inteligentes que sean capaces de regular el consumo energético. En [13] se agrupan las distintas medidas en cinco categorías, siendo las más comunes aquellas que pertenecen a la familia de respuesta de demanda (DR, del inglés *Demand Response*). Las estrategias DR asumen que siempre se tiene control directo del consumo, ya sea con cargas programables o regulando el consumo de cierto dispositivo eléctrico como los sistemas de aire acondicionado descritos en [14]. La estrategia de gestión del consumo utilizada en esta tesis es del tipo DR y se centra en el uso de una variable llamada factor de desplazamiento (SF, del inglés *Shifting Factor*) cuyo valor corresponde a un porcentaje que modifica la demanda en cada instante.

En resumen, este trabajo se enfoca en la gestión de energía en sistemas conformados por múltiples micro-redes o MMG. Esta gestión se hace por medio de un EMS que controla el flujo de energía. La siguiente parte de este capítulo propone una novedosa estructura de EMS que incorpora estrategias de gestión de demanda o DSM para un sistema MMG.

1.1. Solución Propuesta

Esta tesis propone una nueva estrategia para la administración de los recursos energéticos de un sistema multi-micro-red como el de la Figura 1.1 que se encuentra conectado a la red principal. El objetivo de esta estrategia es usar un EMS que se beneficie de la estructura del sistema y pueda intercambiar energía entre las micro-redes para cubrir el consumo completo del sistema. La diferencia que tiene el EMS propuesto en este trabajo comparado a otros similares [15, 16] es que este utiliza gestión de demanda (DSM) para controlar el consumo que hay en cada micro-red. El beneficio de usar una estrategia EMS con DSM es que proporciona un nuevo grado de libertad al sistema que le permite desplazar parte del consumo a un punto en la operación donde sea más conveniente [7, 10, 17]. Comúnmente, el tipo de estrategia utilizado mueve la demanda a puntos donde se tenga un exceso de generación o donde el costo de comprar energía sea menor.

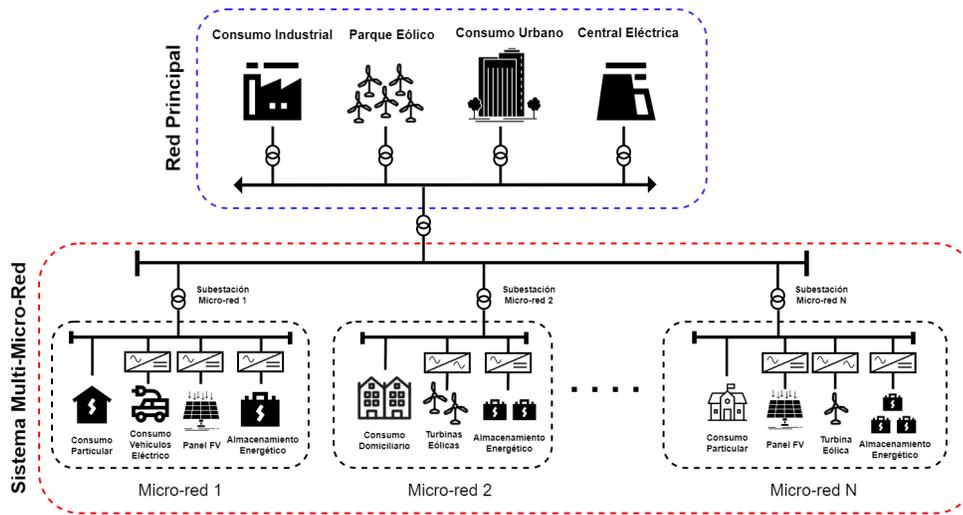


Figura 1.1: Sistema energético distribuido formado por múltiples micro-redes conectadas a la red principal.

El EMS propuesto tiene una estructura de control jerárquica como se muestra en la Figura 1.2, dicha estructura está separada en dos niveles denominados como “Nivel Red Principal” y “Nivel Micro-red”. El EMS de este trabajo se va a operar con cuatro configuraciones distintas que varían de acuerdo a los controladores utilizados. El controlador implementado en el nivel micro-red dependerá de la configuración utilizada, mientras que el nivel red principal siempre utiliza controladores predictivos basados en modelos (MPC, del inglés *Model Predictive Control*) para la toma de decisiones. En la Figura 1.2 se tiene que el nivel superior está compuesto por un solo MPC que funciona como nodo central del sistema, gestionando el flujo de energía entre las micro-redes por medio de señales de referencia que definen la potencia a intercambiar y la cantidad de demanda a desplazar a partir de los costos de importar energía de la red principal. El nivel micro-red está compuesto por múltiples controladores que operan a nivel local en cada micro-red, es decir, se encargan de la gestionar los recursos energéticos de su propia micro-red. De las cuatro configuraciones del EMS tres de ellas utilizan MPCs en el nivel micro-red y una utiliza un controlador basado en reglas como el diseñado en [15, 16].

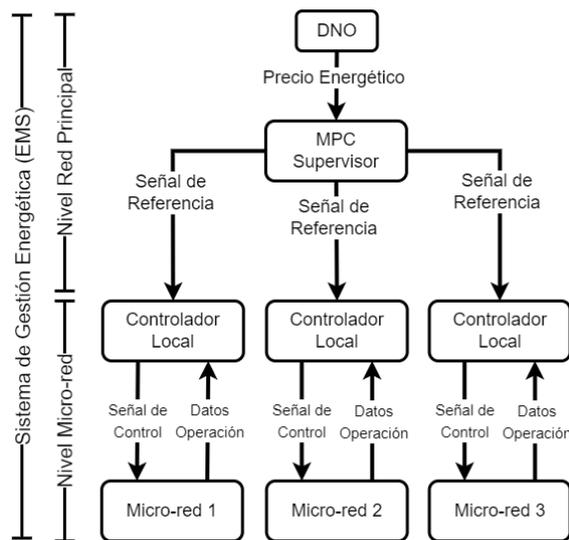


Figura 1.2: Diagrama simplificado del esquema EMS propuesto.

1.2. Hipótesis

La propuesta de esta tesis se centra en el diseño de un Sistema de Gestión de Energía para la coordinación de micro-redes que pueda realizar gestión de la demanda. Teniendo esto en consideración, las hipótesis planteadas en este trabajo son las siguientes:

1. Implementar un sistema de gestión energética para la coordinación de micro-redes permite el uso óptimo de los recursos disponibles en todas las micro-redes. Esto permitirá al EMS compensar las deficiencias energéticas y reducir el costo de importar energía desde la red principal.
2. Las configuraciones con esquema de control jerárquico donde se utiliza control predictivo tanto a nivel global como local podrían mejorar el seguimiento de las señales de referencia enviadas desde el nivel superior. Esto se puede interpretar como una coordinación más eficiente entre los dos niveles.
3. La estrategia de gestión de demanda integrada en el EMS permitirá desplazar los peak de consumo eléctrico cerca de los instantes donde las predicciones indiquen un mayor potencial de generación.
4. Implementar un sistema EMS centralizado que tenga una estrategia de DSM conlleva un menor costo operacional y hace mejor uso de los recursos energéticos al compararse con alternativas sin DSM.

1.3. Objetivos

El objetivo general de esta tesis es diseñar un EMS que permita la coordinación de un sistema eléctrico conformado por múltiples micro-redes interconectadas. El EMS propuesto debe ser capaz de hacer uso de los recursos de todas las micro-redes para reducir los costos de operación y maximizar el uso de energías renovables. Para esto se utilizan múltiples controladores en un esquema jerárquico de manera que sean capaces de operar a mediano y corto plazo. El sistema de control debe también emplear una estrategia de gestión de demanda para reducir aún más los costos y bajar los peaks de consumo sin empeorar el rendimiento.

Los objetivos específicos de esta tesis son:

1. Diseñar una estrategia de control que optimice en el largo plazo los costos de operación de un sistema de micro-redes interconectadas. Esta estrategia estará basada en control predictivo, el cual utiliza modelos numéricos para realizar predicciones de la generación y el consumo futuro.
2. Diseñar una estrategia de control local para cada micro-red que permita la toma de decisiones a corto plazo. La estrategia también se basa en el uso de control predictivo a un menor tiempo de muestreo, donde los modelos realizarán predicciones a pocos pasos.
3. Implementar una estrategia de gestión de demanda sobre el EMS jerárquico propuesto, denominada a lo largo de este trabajo como EMS-DSM. Para ello el controlador global debe entregar una referencia a los controladores locales para modificar el consumo de cada micro-red.

4. Analizar el desempeño del sistema EMS-DSM propuesto utilizando simulaciones. Para ello se debe comparar y validar la propuesta junto con estrategias que no consideren manejo de demanda o que solo lo ocupen a nivel micro-red.

1.4. Estructura del trabajo

La estructura de este trabajo de tesis se divide en los siguientes 6 capítulos:

- **Capítulo 1:** Presenta la introducción del trabajo que explica la motivación, el planteamiento del problema a abordar, las hipótesis y objetivos de este trabajo.
- **Capítulo 2:** Describe los fundamentos de la estrategia de control predictivo utilizada en el EMS así como también las bases de los modelos difusos tipo Takagi-Sugeno utilizados para identificar los modelos de predicción de generación y demanda.
- **Capítulo 3:** Describe el estado del arte de los sistemas de gestión de energía y demanda así como también las estrategias de coordinación de micro-redes.
- **Capítulo 4:** Detalla la estructura del sistema energético propuesto y la estrategia de gestión de demanda utilizada. Aquí también se detalla el proceso de elección de los modelos que se utilizaron.
- **Capítulo 5:** Describe el caso de estudio así como también las métricas de evaluación de desempeño. Este capítulo cierra con un análisis de los resultados obtenidos.
- **Capítulo 6:** Este capítulo entrega las conclusiones del trabajo y propone posibles trabajos futuros.

1.5. Publicaciones generadas durante esta tesis

- 1 R. Bustos, L. Marín, A. Navas-Fonseca, D. Sáez, G. Jiménez. “Demand Side Management for Microgrids based on Fuzzy Prediction Intervals”, *IEEE International Conference on Fuzzy Systems (FUZZ-IEEE 2022)*, July 18-23, 2022, Padua, Italy.
- 2 R. Bustos, L. Marín, A. Navas-Fonseca, D. Sáez. “Hierarchical energy management system for microgrid coordination with demand side management”, En preperación para ser enviada a la revista *IEEE Transactions on smart grid*.

Capítulo 2

Control predictivo basado en modelos

En este capítulo se introducen las bases del control predictivo basado en modelos (MPC), así como también el tipo de modelo que se utiliza en esta tesis. La primera parte describirá los conceptos clave del control predictivo clásico, es decir, control óptimo con función objetivo cuadrática y restricciones lineales. La segunda parte se enfoca en los modelos difusos tipo Takagi-Sugeno (T&S) para la identificación de sistemas.

2.1. Fundamentos de control predictivo

En esta sección se describen las bases del control predictivo basado en modelos clásico. Los MPC son controladores óptimos que toman decisiones a partir de predicciones de las salidas y entradas del sistema obtenidas a partir de modelos numéricos. El término MPC clásico refiere al tipo de control que involucra sistemas lineales invariantes en el tiempo (LIT) cuya dinámica es representada con modelos de tiempo discreto [18].

Los modelos LIT discretos se representan comúnmente de la forma descrita en la ecuación (2.1) donde k corresponde al instante actual donde se toman las muestras, $x(k)$ es el vector de estados de tamaño n_x , $u(k)$ es el vector de entradas de tamaño n_u e $y(k)$ es el vector de salidas. Los parámetros que describen la dinámica del modelo se encuentran condensados en las matrices $A \in \mathbb{R}^{n_x \times n_x}$, $B \in \mathbb{R}^{n_x \times n_u}$ y $C \in \mathbb{R}^{n_x \times n_x}$ de valores constantes. Para implementar un MPC, es importante verificar que las matrices de la dinámica formen un par $[A,B]$ controlable y que C describa completamente la salida.

$$\begin{aligned}x(k+1) &= Ax(k) + Bu(k) \\y(k) &= Cx(k)\end{aligned}\tag{2.1}$$

La idea detrás de un MPC es buscar la secuencia de acciones de control óptima que se pueda aplicar sobre este sistema para cumplir ciertos objetivos durante un horizonte de tiempo. Los objetivos que busca un MPC son comúnmente el seguimiento de una referencia en cierta salida o la minimización de algún costo. Tanto los objetivos como la dinámica y las restricciones del sistema se modelan como un problema de optimización que debe ser resuelto en cada iteración, dentro del tiempo de muestreo.

Los objetivos del MPC se representan en la función de costos del problema de optimización, el objetivo general es que la salida alcance cierta valor penalizando el esfuerzo de control requerido [19]. Los controladores clásicos son diseñados tradicionalmente con una función de costos cuadrática como la presentada en (2.2) donde N corresponde al horizonte de predicción, es decir, el número de pasos futuros que se van a predecir. Este tipo de función de costo en particular permite llevar el estado al origen usando la menor cantidad de energía de control. Las variables a optimizar son las acciones de control futuras, sin embargo, la acción de control que aplica el controlador en cada iteración corresponde solo a la entrada $u(k)$ actual.

$$\min_{u(k), \dots, u(k+N-1)} x^T(k+N)Q_Nx(k+N) + \sum_{j=0}^{N-1} x^T(k+j)Qx(k+j) + u^T(k+j)Ru(k+j) \quad (2.2)$$

Para sintonizar el MPC se utilizan tanto el horizonte de predicción (para estado y salida) como también las matrices $Q \in \mathbb{R}^{n_x \times n_x}$, $Q_N \in \mathbb{R}^{n_x \times n_x}$ y $R \in \mathbb{R}^{n_u \times n_u}$ que sirven para penalizar las desviaciones del estado y la entrada del origen, Q_N en particular se denomina costo terminal. Si las matrices utilizadas son definidas positivas se puede garantizar la estabilidad del sistema. Usando un cambio de variables, es posible transformar estas matrices para penalizar el seguimiento de una referencia o la variación de una variable. En el caso de este trabajo, fueron necesarios estos cambios de variable para plantear el problema de optimización de los controladores locales, dado que estos debían seguir la referencia entregada por el MPC central.

Las restricciones del MPC clásico son comúnmente de forma lineal como en (2.3), donde $F \in \mathbb{R}^{n_c \times n_x}$ y $G \in \mathbb{R}^{n_c \times n_u}$ son matrices constantes con n_c filas dadas por el número de restricciones. Al problema de optimización también se le agregan N restricciones de igualdad que corresponden a la evolución del sistema en el horizonte de predicción. En (2.4) se muestra la forma que se agregan las restricciones asociadas a la dinámica del modelo.

$$Fx(k+j-1) + Gu(k+j-1) \leq 1 \quad (2.3)$$

$$x(k+j+1) = Ax(k+j) + Bu(k+j) \quad j = 1, \dots, N-1 \quad (2.4)$$

A las restricciones anteriormente descritas, se agrega comúnmente una restricción al estado terminal $x(k+N)$ como la mostrada en la ecuación (2.5). En esta ecuación $V_N \in \mathbb{R}^{n_{cf} \times n_x}$ es una matriz de valores constantes con n_{cf} filas, número que equivale a la cantidad de restricciones terminales. Agregar esta restricción al problema de optimización permite garantizar la estabilidad del sistema, para ello se debe definir el conjunto $X_N = \{x | V_Nx \leq 1\}$ como el conjunto terminal.

$$V_Nx(k) \leq 1 \quad (2.5)$$

El conjunto X_N debe satisfacer que, para cualquier estado x dentro de él, la acción de control $u(k) = -Kx(k)$ es factible con respecto a (2.3). En este caso, la matriz K de retroalimentación es la que se obtiene al resolver el problema LQR (*Linear Quadratic Regulator*, en inglés) respectivo. Esto significa que, una vez el sistema se encuentra dentro del conjunto terminal, existe al menos una solución factible [20]. Es importante destacar que es necesario elegir un conjunto terminal V_N tal que el conjunto terminal X_N sea positivamente invariante, es decir, se cumplan las condiciones descritas en (2.6)-(2.8), donde \mathbb{U} es el conjunto donde $u(k)$ cumple sus restricciones correspondientes.

$$x(k) \in X_N \quad (2.6)$$

$$Ax(k) + Bu(k) \in X_N \quad (2.7)$$

$$u(k) \in \mathbb{U} \quad (2.8)$$

Juntando la función de costos y las restricciones ya descritas se tiene entonces que el problema de optimización de un MPC clásico tiene la forma descrita en (2.9). Es importante denotar que se agregó una restricción que sirve para retro-alimentar el estado observado en el instante actual x_o . De la misma forma es posible también implementar una restricción para retro alimentar la acción de control previa u_0 en caso de ser necesaria.

$$\begin{aligned} \min_{\substack{x(k), \dots, x(k+N) \\ u(k), \dots, u(k+N-1)}} \quad & x^T(k+N)Q_Nx(k+N) + \sum_{j=0}^{N-1} x^T(k+j)Qx(k+j) + u^T(k+j)Ru(k+j) \quad (2.9) \\ \text{sueto a:} \quad & x(k) = x_0 \\ & x(k+j+1) = Ax(k+j) + Bu(k+j) \quad j = 1, \dots, N-1 \\ & Fx(k) + Gu(k) \leq 1 \\ & V_Nx(k) \leq 1 \end{aligned}$$

La operación de un MPC inicializa tomando las muestras correspondientes de estado x_o y entrada u_0 que sean necesarias para la condición inicial. Ya definida la condición inicial se resuelve el problema de optimización por medio de alguna herramienta de software. De la solución se extrae solo la acción de control correspondiente al instante actual $u(k)$ y se aplica al actuador. Es importante denotar que el problema de optimización debe ser resuelto en un tiempo menor al de muestreo para que se pueda aplicar debidamente la acción de control al sistema.

Finalmente, cabe recordar que en este trabajo se utiliza la estructura de MPC descrita a lo largo de esta sección para diseñar los controladores del EMS propuesto. El sistema propuesto estará conformado por dos tipos de MPC que operarán con distintas funciones objetivo, pero restricciones bastante similares. Los detalles sobre estos controladores se explicarán en el Capítulo 4.

2.2. Modelos difusos Takagi-Sugeno

Dado que la base de un MPC es encontrar una acción de control óptima a partir de predicciones, es necesario diseñar previamente modelos para la dinámica del proceso a controlar y para las perturbaciones externas que se puedan predecir. En el diseño clásico de los MPC se utiliza un modelo lineal para representar al sistema, sin embargo, puede ser necesario predecir información sobre ciertas variables externas que pueden tener un comportamiento no lineal. Este es el caso en este trabajo pues, aunque la dinámica modelada del banco de baterías es lineal, es necesario predecir la generación y el consumo en las micro-redes. En este trabajo, dichas predicciones se realizan con modelos difusos tipo Takagi-Sugeno [21] pues son capaces de cubrir distintos modos de operación. La siguiente parte de esta sección entrará en detalle sobre los modelos Takagi-Sugeno y su formulación.

Los modelos difusos Takagi-Sugeno (T&S) fueron diseñados para la identificación de sistemas no lineales y su lógica se basa en ponderar de manera difusa las salidas de múltiples modelos lineales. Este tipo de ponderación permite realizar una transición suave entre las salidas entregadas por modelos lineales diseñados para distintos puntos de operación. Cada uno de los modelos lineales se encuentra asociado a una regla que describe las condiciones que debe tener el estado del sistema para que la salida del modelo correspondiente tenga influencia.

La formulación matemática de cada regla y su modelo respectivo se presenta en (2.10) donde R^j corresponde a la j -ésima regla, $\hat{y}^j(k+1)$ corresponde a la salida predicha del modelo respectivo, θ_i^j a los parámetros del modelo, $z_i(k)$ a la i -ésima entrada y finalmente F_i^j denota el conjunto difuso asociado a la entrada i y a la regla j . Los conjuntos F_i^j comúnmente se obtienen a partir de proyecciones de un conjunto difuso obtenido en el espacio de entradas y salidas.

$$R^j : \text{si } z_1(k) \text{ es } F_1^j \text{ y } \dots \text{ y } z_p(k) \text{ es } F_p^j \quad (2.10)$$

$$\hat{y}^j(k+1) = \theta_0^j + \theta_1^j z_1^j(k) + \dots + \theta_p^j z_p^j(k)$$

Se tiene entonces en (2.10) un modelo donde el índice $i = 1, 2, \dots, p$ denota el número de la entrada y el índice $j = 1, 2, \dots, R$ denota el número de las reglas. La salida final del modelo se muestra en (2.11) y corresponde a la ponderación difusa de la salida del modelo en cada regla. El factor de ponderación $\bar{\omega}_j$ se denomina “grado de activación normalizado de la regla” y depende del valor actual de la entrada $Z(k) = [z_1(k), \dots, z_p(k)]$ y los conjuntos difusos utilizados.

$$\hat{y}(k+1) = \sum_{j=1}^R \bar{\omega}_j(Z(k)) \cdot \hat{y}^j(k+1) \quad (2.11)$$

El cálculo del grado de activación normalizado $\bar{\omega}_j$ se obtiene a partir de la fórmula (2.12), donde ω_j es el grado de activación de la regla j -ésima.

$$\bar{\omega}_j(Z(k)) = \frac{\omega_j(Z(k))}{\sum_{m=1}^R \omega_m(Z(k))} \quad (2.12)$$

El grado de activación de cada regla ω_j se obtiene al multiplicar las funciones de pertenencia de cada entrada $z_i(k)$ a su conjunto difuso F_i^j correspondiente. La función de pertenencia se denota como $\beta_{F_i^j}$ y su fórmula es la siguiente:

$$\omega_j(Z(k)) = \prod_{i=1}^P \beta_{F_i^j}(z_i(k)) \quad (2.13)$$

Finalmente, solo queda definir la función de pertenencia de la entrada $z_i(k)$ al conjunto difuso F_i^j . Para ello es necesario definir la forma del conjunto difuso utilizado. En este trabajo se asume que cada conjunto difuso tiene forma gaussiana debido a que es una proyección de una distribución gaussiana en el espacio de entradas. Con esto, la función de pertenencia se calcula como el valor correspondiente en la curva de la siguiente manera:

$$\beta_{F_i^j}(z_i(k)) = \exp\left(-\frac{(z_i(k) - \mu_{F_i^j})^2}{2\sigma_{F_i^j}^2}\right) \quad (2.14)$$

Utilizando esta formulación el modelo difuso queda definido completamente por los parámetros de cada modelo lineal θ_i^j y por la media $\mu_{F_i^j}$ y desviación estándar $\sigma_{F_i^j}$ de los conjuntos difusos. Estos dos últimos valores pueden obtenerse por medio de algoritmos de clustering como Fuzzy C-Means (FCM) [22] o Gustafson-Kessel (GK) [23]. De esta manera, las funciones de pertenencia de cada regla se obtienen a partir de las proyecciones de los clusters sobre cada entrada.

Una vez se han encontrado los clusters, se puede proceder a estimar los parámetros de cada modelo lineal θ_i^j . Para encontrar estos parámetros se debe realizar la minimización del error cuadrático medio entre las salidas predichas y las reales. La función objetivo de este problema de optimización es la siguiente:

$$\min_{\theta_i^j} \sum_{k=0}^{N-1} (y(k+1) - \hat{y}(k+1))^2 \quad (2.15)$$

El problema de optimización se puede reescribir de la siguiente forma matricial para facilitar la resolución:

$$\begin{aligned} \min_{\theta} (Y - \hat{Y})^T (Y - \hat{Y}) \\ \hat{Y} &= X\theta \\ Y &= [y(1), y(2), \dots, y(N-1)]^T \\ \theta &= [\theta_0^1, \dots, \theta_p^1, \dots, \theta_0^R, \dots, \theta_p^R]^T \end{aligned} \quad (2.16)$$

La matriz X utiliza los datos de la entrada y los grados de pertenencia evaluados de manera correspondiente. La forma de organizar la matriz es entonces la siguiente:

$$X = \begin{bmatrix} \bar{\omega}_0(Z(0)) & \dots & \bar{\omega}_0(Z(0))z_p(0) & \dots & \bar{\omega}_R(Z(0)) & \dots & \bar{\omega}_R(Z(0))z_p \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{\omega}_0(Z(N-1)) & \dots & \bar{\omega}_0(Z(N-1))z_p(N-1) & \dots & \bar{\omega}_R(Z(N-1)) & \dots & \bar{\omega}_R(Z(N-1))z_p \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Esta formulación permite encontrar fácilmente el valor óptimo de los parámetros utilizando la siguiente ecuación:

$$\theta = (X^T X)^{-1} X^T Y \quad (2.18)$$

De esta forma, utilizando un algoritmo de clustering y separando un grupo de datos de entrada y salida del sistema se puede identificar un modelo difuso tipo Takagi-Sugeno. Este trabajo en particular utiliza 12 modelos distintos para cubrir la generación y el consumo de las 3 micro-redes tanto a nivel superior como inferior. Como se presenta más adelante en el capítulo 4, se obtuvo los modelos por medio de un análisis de sensibilidad donde se probaron distintas combinaciones de entradas y reglas por lo que la estrategia descrita en esta sección debió implementarse un gran número de veces hasta dar con la mejor propuesta.

Capítulo 3

Estado del Arte en Sistemas de gestión de energía y demanda

Este capítulo describe el estado del arte con respecto a los tópicos que involucra este trabajo. El primer tópico corresponde a los sistemas de gestión de energía para manejar el flujo de energía dentro de una micro-red. Primero se introducirán conceptos base y luego se detallarán algunas aplicaciones encontradas en la literatura especializada. El segundo tópico a abordar corresponde a los sistemas de gestión de demanda, particularmente se describen los distintos tipos de estrategias que utilizadas comúnmente en aplicaciones de micro-redes. El tercer tópico corresponde a la coordinación de sistemas conformados por múltiples micro-redes. El capítulo termina con una discusión, haciendo énfasis en los trabajos que son utilizados para construir la propuesta de esta tesis, así como también aquellos que podrían ser relevantes para trabajos futuros.

3.1. Sistemas de gestión de energía (EMS)

En [24] se define el concepto de micro-red como un grupo de cargas interconectadas y recursos de energía distribuida con límites eléctricos claramente definidos que actúa como una sola entidad controlable con respecto a la red y puede conectarse y desconectarse de la red para permitirle operar tanto en modo conectado a la red o modo isla. Bajo esta idea, una micro-red puede ser la red energética de un barco o un sistema instalado para una pequeña comunidad de viviendas. En la mayoría de los casos, los recursos energéticos de una micro-red se corresponden a fuentes de energía (tradicional o renovable), cargas y alguna forma de almacenamiento de energía. Para coordinar estos recursos es necesario poder manejar la potencia que fluye en el sistema manteniendo los valores de tensión y frecuencia en los rangos nominales, este es el objetivo principal del control de micro-redes. Este control se realiza en tres niveles denominados como primario, secundario y terciario [25]. Los niveles de control se organizan como una estructura jerárquica en [26] de la siguiente forma:

- El control primario se encarga de compartir carga entre los inversores manteniendo el voltaje y la corriente del sistema dentro de rangos aceptados. Existen diversos tipos de control y variaciones de éstos, ya que los controladores utilizados se deben ajustar a las características individuales de cada micro-red. En [27] se describe que este tipo de controladores está dirigido a controlar los puntos de operación de las fuentes energéticas y sus dispositivos de electrónica de energía. Estos puntos de operación vienen como señales desde los niveles superiores, lo que hace de este, el único nivel que afecta directamente la operación física de la micro-red.

- El control secundario tiene como objetivo restablecer la frecuencia y tensión a sus valores nominales, así como también puede incluir la sincronización con la red para la conexión y desconexión. Cabe mencionar que existen estrategias de gestión de demanda que tienen un enfoque de control secundario donde se usa la carga para regular la frecuencia del sistema eléctrico [25].
- El control terciario es el encargado de optimizar la energía generada por la micro-red regulando los flujos de energía entre los recursos energéticos. Comúnmente el control terciario se realiza a través de un sistema de gestión de la energía o EMS en inglés [5]. Un EMS es un sistema que utiliza la información disponible en la micro-red para dar referencias de la potencia a los dispositivos electrónicos que regulan la operación de los DERs tal y como se muestra en la Figura 3.1. Estos dispositivos forman parte a su vez de los otros dos niveles de control y regulan variables como la energía que se intercambia con el resto del sistema eléctrico, la potencia de salida de los generadores o la carga y descarga de un sistema de baterías, todo esto para lograr cierto objetivo como reducir costos de operación o maximizar el uso de energías renovables. Cabe mencionar que, en la última década, se ha empezado a utilizar como variable de control el consumo de la micro-red. Esta idea de usar el consumo en un EMS dió origen a las estrategias de gestión de demanda que se van a estudiar más adelante.

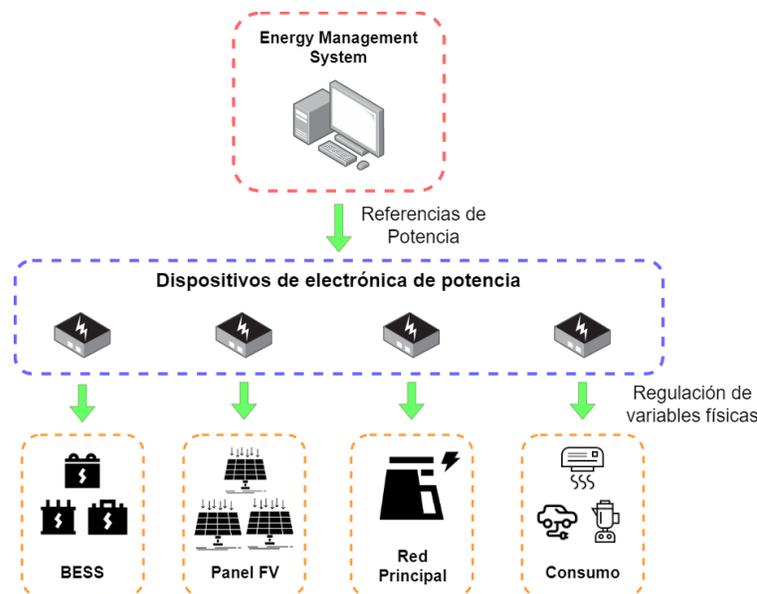


Figura 3.1: Estructura de un sistema de gestión de energía.

Dado que la propuesta de esta tesis es un sistema de gestión energética, la siguiente parte del estado del arte se enfoca en trabajos relacionados al nivel terciario de control. Particularmente propuestas que involucren EMS para una micro-red, esto pues el tema de coordinación de sistemas multi-micro-red se discutirá a continuación. Los trabajos que se presentan en esta sección fueron elegidos para mostrar las distintas formas que se implementan los EMS.

En [8] se propone un EMS que utiliza lógica difusa para facilitar la transición entre distintas formas de conectar los recursos energéticos. A lo largo de este trabajo se diseña e implementa una unidad de gestión energética (EMU, del inglés *Energy management unit*) que permite elegir un modo de operación adecuado para la micro-red. Los modos de operación corresponden a distintas formas de conectar los recursos de la micro-red, por ejemplo, en la Figura 3.2 se tiene que el primer modo conecta la carga con una celda de combustible y con la red principal mientras que el segundo modo la conecta con una celda fotovoltaica y un banco de baterías.

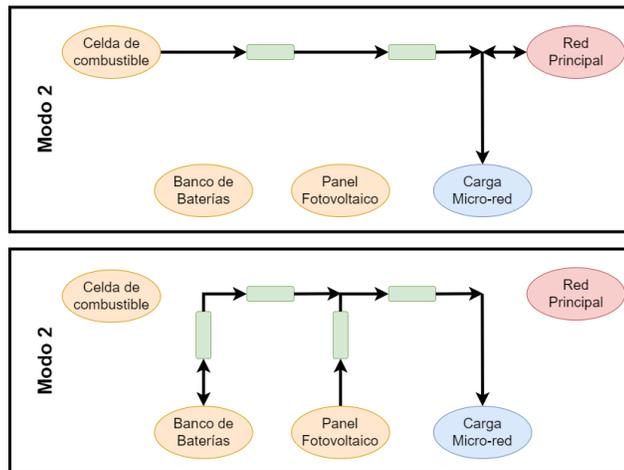


Figura 3.2: Ejemplos de modos de operación utilizados en [8].

La decisión de cuál modo utilizar se toma a partir de la acción de control de un controlador de lógica difusa que considera tanto datos en tiempo real como predicciones a largo plazo de variables como el consumo, generación, estado de carga, entre otros. En resumen, el principal aporte de [8] es la innovadora forma de gestionar el flujo de energía por medio de las conexión y desconexión de recursos energéticos dependiendo de la situación, sin embargo, esto requiere realizar ciertas modificaciones a los dispositivos electrónicos que regulan las conexiones de los DERs, lo que reduce la escalabilidad del proyecto a medida que se añaden más recursos energéticos al sistema. Otro problema de escalabilidad se podría generar a la hora de coordinar sistemas de múltiples micro-redes pues se debe tener en consideración el modo que está utilizando cada micro-red y las formas de combinar estos modos para permitir el flujo de energía entre micro-redes. Finalmente, cabe mencionar que sería interesante proponer la implementación de una estrategia de gestión de demanda para este tipo de EMS, la cual podría ser por medio de la conexión o desconexión de una de las cargas.

Los autores de [9] proponen un sistema dinámico de gestión de energía inteligente o I-DEMS, por sus siglas en inglés. En el centro del I-DEMS se encuentra una red perceptrón multi-capas (MLP) del tipo *feed-forward* que decide el despacho energético a partir de estimaciones del estado de carga y mediciones de consumo y generación entre otros. El trabajo se enfoca en explicar el entrenamiento de este nuevo tipo de EMS y su desempeño. El entrenamiento de la red se hizo de forma supervisada tal como se muestra en la figura 3.3(a). En este caso, la red se fue entrenando con las entradas y salidas de un sistema dinámico basado en árboles de decisión o D-DEMS. La componente dinámica de ambos sistemas en este caso viene de una segunda red neuronal que fue entrenada para evaluar el desempeño del despacho energético. La operación del sistema se describe en la figura 3.3(b), donde se ve que el EMS adapta su configuración a partir de la evaluación de desempeño.

Pese a que la propuesta de [9] es innovadora al proponer el uso de redes neuronales para la gestión de los DERs, es este mismo hecho el que hace de los controladores un sistema “caja negra” pues no existe una formulación clara detrás de la operación de las redes neuronales. A lo anterior se le suma el hecho de que la estructura de la red neuronal va siendo modificada por la componente dinámica del control. De esta manera, se puede concluir que el buen desempeño de este controlador va a depender de cuán bien haya sido entrenado para manejar la micro-red correspondiente y que tan bien esté definida la red neuronal evaluadora. Esta dependencia del entrenamiento hace que cada micro-red nueva deba realizar un proceso de entrenamiento previo para el diseño del controlador, lo que complica la operación a la hora de coordinar múltiples micro-redes.

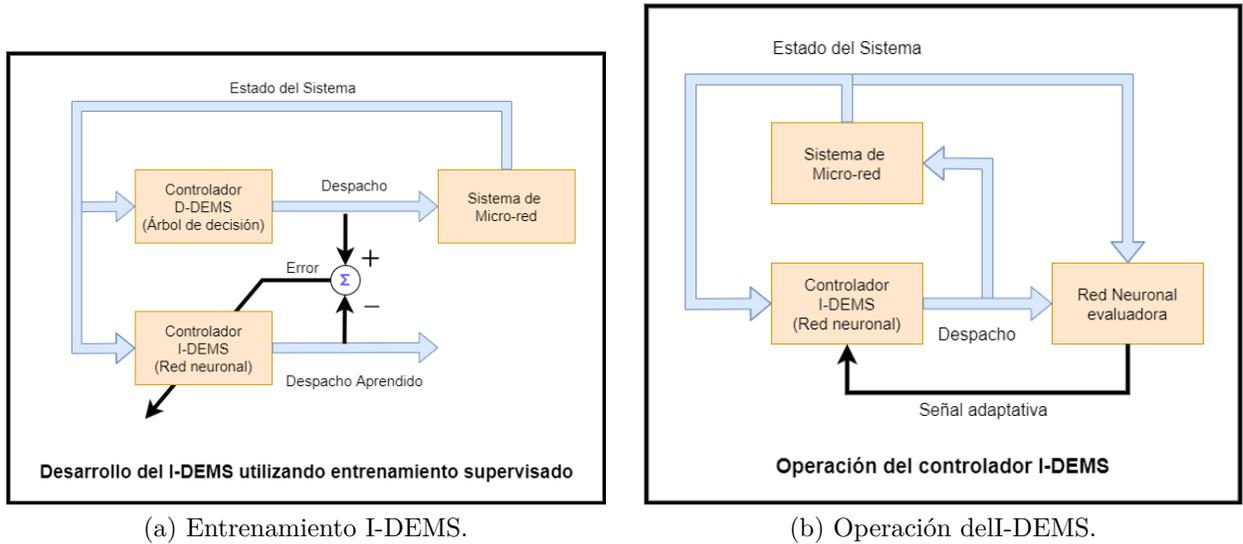


Figura 3.3: Entrenamiento y operación del EMS propuesto en [9].

En [28] se presenta un sistema de gestión de energía a base de reglas o RBEMS por su siglas en inglés. El sistema fue implementado en el laboratorio canadiense de energía renovable (CANREL) y su desempeño se comparó directamente con un sistema de gestión basado en optimización o OBEMS en inglés. El sistema RBEMS fue construido en múltiples etapas donde se toman decisiones asociadas a cada recurso energético. El sistema OBEMS por su parte fue diseñado como un problema de optimización que buscaba minimizar costos. Al final los resultados probaron que el OBEMS tuvo un mejor desempeño que el RBEMS, lo que lleva a concluir que, pese a la facilidad de diseño e implementación de un sistema basado en reglas, este tipo de gestión tiende a ser significativamente más costosa que una basada en un problema de optimización como lo son los MPCs. Esta conclusión en particular se va a poner a prueba en los resultados de esta tesis pues se va a probar una configuración donde el controlador local corresponde a uno basado en reglas y también una donde se utiliza un MPC. A partir de los resultados de [28] se debería tener un menor costo en la segunda configuración.

En [29] se presenta un EMS basado en optimización convexa robusta que fue diseñado para micro-redes monofásicas o trifásicas balanceadas. El modelo propuesto se basa en un modelo cónico de segundo orden y corresponde a un problema entero mixto. Este diseño fue elegido por los autores con el fin de que el EMS permanezca factible en condiciones donde hay mucha aleatoriedad en los datos de generación renovable y consumo. El EMS propuesto tiene como objetivo minimizar la importación de energía, los despachos de generación distribuida y la operación de los sistemas de almacenamiento. La robustez del modelo se modifica a partir de un parámetro ξ y su desempeño fue evaluado utilizando el método de simulación de Montecarlo.

Este trabajo logró probar que existía una relación proporcional entre la robustez del problema convexo y los costos de operación por lo que éstos podían ser controlador por ξ . Sin embargo, se destaca que los tiempos de ejecución fueron aceptables solamente para aplicaciones “off-line” por lo que esta propuesta puede no ser útil para una operación con horizonte deslizante como lo es este trabajo de tesis. Esto también podría generar inconvenientes a la hora de coordinar un sistema con múltiples micro-redes, principalmente porque requiere tomar decisiones resolviendo múltiples sistemas convexos.

En [30] se propone un EMS con estructura jerárquica de dos niveles de optimización similar al utilizado en esta tesis. El sistema de gestión de energía fue diseñado para operar en micro-redes asociadas a viviendas o edificios y busca aprovechar el uso de dos tipos de almacenamiento energético (baterías y celdas de hidrógeno). La estructura distingue entre dos tipos de controladores predictivos que operan a largo y corto plazo separando la optimización de costos de la operación minuto a minuto de la micro-red. La operación del EMS se realiza con un esquema de horizonte deslizante y los controladores son capaces de modificar tanto su función objetivo como los parámetros modelos predictivos en tiempo real a partir de mediciones. El desempeño de esta propuesta fue comparado con el de un EMS estándar basado en reglas y se obtuvo que el sistema de gestión de energía propuesto reduce un 5% los costos de operación anual en edificios residenciales y un 9% los no residenciales. Los resultados obtenidos en trabajo muestran beneficio de utilizar MPCs en ambos niveles de control, sin embargo, no se comprobó su utilidad para coordinar sistemas de múltiples micro-redes que es uno de los aportes que entrega esta tesis. También es importante destacar que, pese a una pequeña mención de la posibilidad de gestionar demanda, este trabajo no deja explícito una estrategia para ello y mucho menos una forma de ampliarlo para múltiples micro-redes.

El trabajo presentado en [31] también propone un sistema de gestión de energía jerárquico para una micro-red con capacidades de almacenamiento híbrido, en este caso por medio de baterías y supercondensadores. El aporte principal de este trabajo es la incorporación de un costo por degradación de dispositivos de almacenamiento energético. Esto se hace modelando el proceso de degradación de las baterías y condensadores en el largo plazo a partir del uso pasado, esto a su vez se traduce en costo de uso para el control a corto plazo. El nivel superior de la estructura jerárquica se diseña para optimizar los costos y el inferior para eliminar las fluctuaciones generadas por los errores de predicción. Los resultados de múltiples simulaciones comprueban la efectividad del EMS propuesto en términos de costo y también se logra comprobar el beneficio de planificar el uso de distintos tipos de almacenamiento energético tanto a corto como largo plazo. Este trabajo prueba la efectividad de la estructura jerárquica ante distintos esquemas de precio, calidad de predicción, y degradación de los sistemas de almacenamiento, sin embargo, solo fue diseñado para operar en una micro-red y no propone una forma de ampliar este trabajo para la coordinación de sistemas más grandes. Al igual que el trabajo anterior este tampoco presenta una noción de gestión de demanda.

3.2. Sistemas de gestión de demanda (DSM)

Los sistemas de gestión de demanda (DSM, del inglés *Demand Side management*) son aquellas medidas que buscan mejorar el EMS desde el lado del consumidor. Esto a diferencia del paradigma tradicional que se enfoca en trabajar con la generación de la micro-red. Las estrategias de gestión de demanda van desde el reemplazo de los equipos por una versión más eficiente, hasta el uso de dispositivos inteligentes que sean capaces de regular el consumo energético. En [13] se definen cinco tipos de DSM, representados en la Figura 3.4 donde el eje horizontal corresponde al tiempo que dura su efecto y el eje vertical al impacto que tienen en la calidad del proceso. Mientras más a la derecha se encuentre una categoría de DSM es menor el tiempo que dura su efecto, por otra parte, mientras más arriba se encuentre la categoría en el eje vertical, menor es el impacto que tiene en mejorar el uso energético. Las descripciones de cada categoría en particular son las siguientes:

- **Eficiencia Energética (EE):** Las medidas de esta categoría tienen como objetivo corregir las cargas que están realizando una labor poco eficiente. Estas medidas consisten comúnmente en el mantenimiento o reemplazo de las cargas ineficientes y por ende requieren de la capacidad de monitorear dichos dispositivos. Comúnmente se emplea esta categoría cuando el consumo de algún dispositivo sobrepasa los valores habituales o presentan un comportamiento anómalo. Es debido a que la medida tomada es tan directa (reparación o reemplazo) que esta categoría es la que tiene un efecto más permanente y óptimo que el resto.

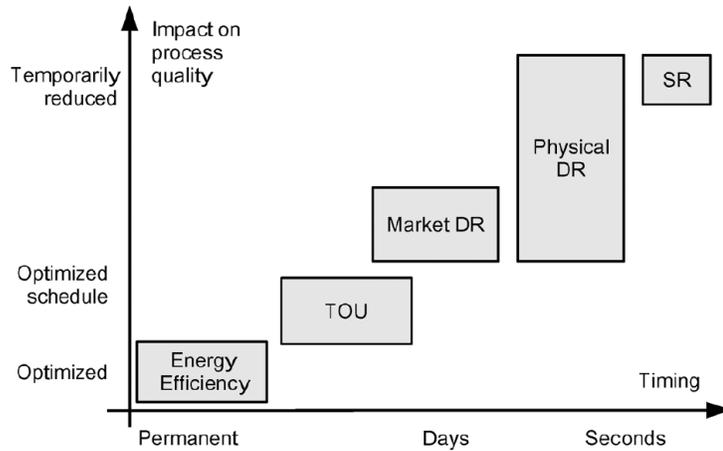


Figura 3.4: Categorías de DSM de acuerdo al impacto y tiempo de duración de su efecto [13].

- **Tiempo de Uso (TOU):** Estas medidas corresponden a aquellas que buscan limitar el tiempo de uso de los dispositivos que conforman la carga en la micro-red. La idea es establecer un horario fijo para el consumo diario, dejando el control de esta demanda a los usuarios y penalizando (generalmente con una mayor tarifa) el incumplimiento de dicho horario. De esta forma se espera que los usuarios modifiquen su comportamiento con el fin de reducir su costo energético.
- **Demand Response (DR):** Las estrategias de este tipo asumen que se tiene control directo de la carga, esto abre puertas a múltiples alternativas para la gestión de demanda tales como, reubicación de demanda en el tiempo, algoritmos para calendarizar el consumo de un dispositivo, despacho de cargas no esenciales, etc. Este tipo de estrategia son las que se implementan generalmente en el problema de optimización de los EMS y pueden tener también un incentivo económico si se consideran los precios del mercado eléctrico en tiempo real para la resolución, lo que se conoce como *Market DRs*.
- **Spinning Reserve (SR):** Estas son las estrategias menos comunes debido a que tiene un enfoque en control secundario y utiliza la demanda para mantener más estable la frecuencia de la red, esto a diferencia del esquema tradicional que se enfoca en reducción de costos. Estas medidas buscan aumentar la carga cuando la frecuencia se encuentre por sobre los valores nominales y reducirla en el caso contrario.

Un punto importante que se cubre en [13] es el efecto que tienen las diversas estrategias en el perfil de consumo, esto se puede observar claramente en la Figura 3.5, donde las medidas de eficiencia energética son las que tienen los mejores resultados al reducir significativamente la energía demandada. En segundo lugar se puede observar que las estrategias de respuesta de demanda pueden aplanar los peak de consumo o desplazarlo a un instante que sea mucho más eficiente, denominado comúnmente como efecto rebote [32]. El primer caso puede lograrse repartiendo el consumo en una mayor ventana de tiempo mientras que el segundo se obtiene al volver a calendarizar un vector de demanda en el tiempo. Finalmente, es importante destacar que las estrategias de respuesta de demanda (DR) no necesariamente involucran utilizar dispositivos inteligentes para controlar la carga, esto se puede realizar directamente con el usuario mediante alguna interfaz que le informe las decisiones del controlador sobre el consumo.

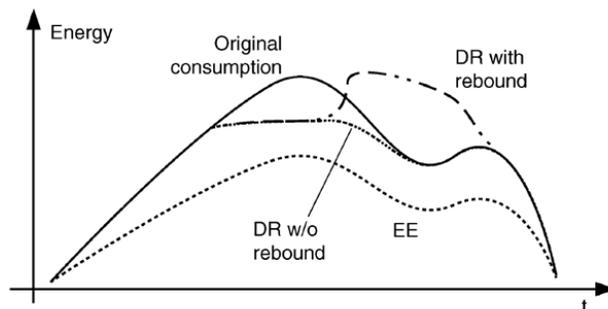


Figura 3.5: Efecto en el perfil de consumo de las estrategias DSM [13].

A continuación, se describen los trabajos que utilizan algún tipo de gestión de demanda sobre sistemas de una o múltiples micro-redes. Se consideran los trabajos que utilizan estrategias del tipo respuesta de demanda.

En [7] se estudia la posibilidad de implementar una micro-red para alimentar el proceso de molienda de una planta minera. La micro-red posee una fuente de energía renovable en la forma de un arreglo de paneles fotovoltaicos, posee también un sistema de almacenamiento conformado por un banco de baterías y además tiene capacidad de conectarse a la red principal para abastecerse en caso de que la generación no sea suficiente o vender si hay exceso. El objetivo de este trabajo es diseñar un EMS que pueda gestionar los flujos de energía entre los recursos energéticos y que tenga la capacidad de gestionar el consumo del molino modificando el orden en que se muelen distintas piedras. El EMS propuesto se rige por un problema entero-mixto que utiliza variables binarias para re-organizar la secuencia de molienda (consumo del molino) y para decidir si se carga o descarga el banco de baterías. Los resultados de este trabajo prueban que la estrategia de gestión de demanda reduce significativamente los costos, sin embargo, cabe destacar que el problema de optimización se resuelve una vez al día de forma *offline*. Esto último se debe a que la gestión de demanda utiliza datos de consumo precisos para reordenar el orden que se muelen las piedras, este hecho hace que sea complicado trabajar con datos predichos pues un error en la predicción puede llevar a que se muelan piedras en un orden sub-óptimo. Es este problema que se genera al utilizar predicciones es el que hace difícil implementar controlador de forma *online* con estrategias como horizonte deslizante.

La micro-red presentada en [10] tiene como parte de la generación una planta BCHP (Biomass Combined Heat and Power) y un arreglo de paneles fotovoltaico. La planta BCHP alimenta dos tipos de demanda, un consumo eléctrico y uno calórico. El EMS propuesto se rige por un problema de optimización que debe gestionar ambos tipos de demanda para reducir los costos de operación. Para modificar la demanda se tienen cargas fijas y despachables, las primeras corresponden al consumo mínimo obligatorio que no se puede alterar y las segundas pueden ser alteradas de acuerdo a cierto rango de holgura que se establece más adelante.

La gestión de demanda en [10] se realiza por medio de una variable de cambio o desplazamiento que se multiplica a cada instante por la carga eléctrica para reducirla o aumentarla. Los resultados de este trabajo se obtienen por medio de un análisis de montecarlo, donde se demostró claramente el efecto de reducción de costos que tiene la gestión de demanda. Sin embargo, los resultados de este trabajo son obtenidos solamente para la operación de una micro-red y no propone una forma de coordinar la gestión de demandas con múltiples micro-redes. Este problema de coordinación de micro-redes con gestión de demanda es el que se busca cubrir en esta tesis, esto se va hacer utilizando la misma estrategia de gestión de demanda que se empleó en [10] por medio del factor de desplazamiento.

El trabajo realizado en [3] se desarrollo para una micro-red instalada a beneficio en una comunidad aislada en el norte de Chile. El sistema eléctrico considera un generador de diesel, paneles fotovoltaicos y una turbina eólica, existe además un banco de baterías que permite almacenar el exceso de energía para cubrir la demanda en los periodos nocturnos. El modelo considera dos tipos de demandas, el consumo eléctrico de los habitantes el cual es manejado por una estrategia DR y el consumo de agua que provee un estanque que es controlado por medio una motobomba. Las señales de control que salen del sistema son las referencias de energía para el generador Diesel, los inversores en el banco de baterías, instrucciones de encendido o apagado de la bomba, y finalmente una señal de modificación de demanda.

Al igual que en [10], la señal de modificación de demanda de [3] corresponde a un factor de cambio o desplazamiento que se mueve entre ciertos rangos de operación. El efecto de la estrategia de DSM se obtuvo solamente en un caso donde se concluyó que una mayor holgura en cantidad de demanda a modificar reducía los costos de operación de la micro-red y no dejaba energía que no fuera suministrada. Sin embargo, al igual que en [10], este trabajo propone una estrategia de gestión de demanda que opera en una sola micro-red (en este caso una micro-red aislada) y no propone una solución para coordinar sistemas con múltiples micro-redes. Cabe mencionar también que el efecto de la gestión de demanda depende completamente de la voluntad del usuario de seguir las indicaciones del controlador, lo que hace que el sistema pueda ser afectado por error humano.

Como parte del proyecto de investigación SMILE de la comunidad Europea se instaló una micro-red en el puerto Ballen Marina de Dinamarca. En [33] se propone un sistema de gestión de energía y demanda para esta micro-red. La micro-red puede conectarse a la red principal y está compuesta por: una fuente de energía renovable, un banco de baterías, cargas no controlables y cargas controlables. Hay tres cargas controlables en este puerto, el aire acondicionado, la bomba de agua de servicios y un sauna, el manejo de demanda se va a hacer por medio de una calendarización eficiente de la potencia entregada a cada dispositivo. Este trabajo propone dos tipos de algoritmos para operar la micro-red, el primero consiste en establecer un controlador basado en reglas diseñadas para reducir el consumo, mientras que el segundo considera el uso de un controlador predictivo basado en modelos (MPC) para la gestión de demanda, donde el problema de optimización involucra predicciones de demanda y generación. Para este problema de optimización se establecen también dos tipos de función objetivo, la primera busca minimizar los costos de importación mientras que la segunda maximizar independencia de la red principal. Los resultados mostraron que los controladores MPC tuvieron un mejor desempeño que los controladores basados en reglas, esto tanto para costos como para independencia energética, sin embargo, la estrategia de gestión de demanda fue diseñada específicamente para esa micro-red pues modifica la demanda de solo algunos dispositivos a partir de modelos de predicción explícitos. Esta dependencia de modelos explícitos hace que el EMS propuesto no se muy generalizable y requiera de bastante trabajo previo para operar en otro tipo de micro-redes.

En [34] se presenta una estructura de trabajo de tres etapas para un EMS estocástico que utiliza gestión de demanda. El objetivo de este trabajo es estudiar el efecto que tiene la gestión de demanda ante múltiples escenarios de incertidumbre generados por las fuentes de energía renovables. Para esto se definieron cuatro niveles de participación en la carga, variando desde 5 % hasta 20 % de la carga total y se realizaron simulaciones. Los resultados mostraron que hubo una reducción de costos por sobre el 15 % para todos los escenarios en comparación a la configuración de EMS que no tenía gestión de demanda. El trabajo concluye que la implementación de la estrategia DSM utilizada permite reducir los peak de demanda de forma efectiva y que su efecto en los costos incrementa a medida que se permite una mayor participación de carga, independiente del escenario utilizado, sin embargo, no presenta la posibilidad de ampliar el trabajo a sistemas con múltiples micro-redes.

3.3. Coordinación de micro-redes

Esta sección se centra en presentar trabajos que se han realizado para la coordinación de los flujos de energía en sistemas conformados por múltiples micro-redes. En [35] se definen cuatro tipos de estructura para los controladores del EMS: centralizado, descentralizado, distribuido y jerárquico. Un resumen de cómo operan estas estructuras se observa en la Figura 3.6 donde la comunicación entre micro-redes se destaca con una flecha azul punteada. La estructura centralizada posee un solo nodo de control, esto hace que el sistema sea vulnerable a desconexiones entre dicho nodo y las micro-redes [15]. Para abordar ese problema y mantener cierto grado de coordinación es que existen las estructuras jerárquicas y distribuidas.

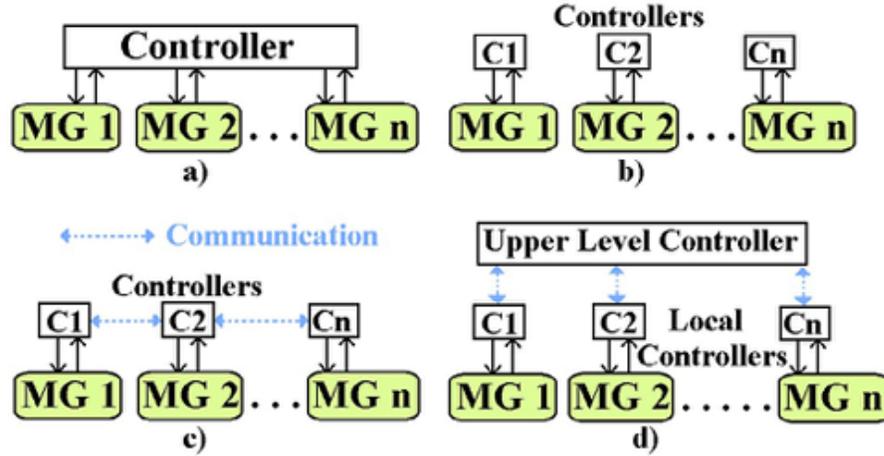


Figura 3.6: Estructuras de control básicas. (a) Centralizado. (b) Descentralizado. (c) Distribuido. (d) Jerárquico [35].

Los trabajos que se describen en esta parte poseen estructuras jerárquico o distribuidas pues la estructura descentralizada no realiza coordinación y la centralizada es comúnmente usada como punto de referencia para evaluar desempeño. El objetivo de mostrar estas estructuras es describir los beneficios que ambas poseen a la hora de operar con sistemas de múltiples micro-redes.

En [4] se utiliza una estructura jerárquica para la coordinación de micro-redes por medio de un EMS robusto. Este EMS está conformado por dos niveles de operación: el nivel supervisor y el nivel local. El nivel supervisor está conformado por un solo MPC que opera con un horizonte de mediano plazo mientras que el nivel local está compuesto por múltiples controladores simples basados en reglas. El MPC supervisor toma sus decisiones a partir de las predicciones futuras de consumo y generación, mientras que los controladores locales utilizan mediciones en tiempo real. La interacción entre los dos niveles se realiza por medio de una señal de referencia que envía el supervisor a cada controlador indicando cuánta potencia debe intercambiar en el sistema. El controlador local busca seguir la referencia del supervisor modificando la potencia a cargar o descargar en el banco de baterías en tiempo real.

Los resultados de [4] se enfocaron en contrastar el desempeño del EMS robusto contra el de un EMS cuyos modelos no tenían intervalos de predicción. Este trabajo concluyó que el EMS tuvo mejor desempeño cuando se utilizaban los intervalos de predicción para realizar control robusto, sin embargo, este trabajo todavía tiene espacio para desarrollarse reemplazando los controladores basado en reglas del nivel local por MPCs y utilizando algún tipo de estrategia de demanda. Estas son las modificaciones que se buscan probar en este trabajo de tesis.

En [36] se presenta una estructura distribuida con una estrategia eficiente en términos de operación local e intercambio de energía entre micro-redes. En este trabajo se estudian múltiples escenarios de cooperación donde cada micro-red puede mejorar su propio rendimiento al intercambiar energía con el resto. Esta mejora se establece por medio de objetivos de cooperación establecidos en la función de desempeño del EMS. Los resultados muestran el número de iteraciones que toma al algoritmo converger al costo mínimo. Este costo mínimo se logra alcanzar en torno a las 1000 iteraciones, lo que equivale a poco más de dos segundos en el equipo que utilizaron para la simulación. Pese a que este trabajo propone un algoritmo innovador y rápido, no presenta una forma de implementar gestión de demanda en las micro-redes del sistema.

En [15] se presenta una estructura distribuida donde se utiliza el método de direcciones alternantes de los multiplicadores o ADMM por sus siglas en inglés. Este trabajo se construyó a partir del realizado en [4]. La propuesta busca contrastar el desempeño de la estructura distribuida propuesta con respecto a la estructura jerárquica. Se estudió también la respuesta del EMS ante distintas fallas de conexión, considerando el tiempo que le tomaba al sistema llegar a un consenso de cuánta energía utilizar en cada micro-red. Finalmente, se concluye que la propuesta de un sistema distribuido tiene un desempeño comparable al del sistema jerárquico pero tiene el beneficio de que es capaz de sobrellevar fallas de conexión. Cabe mencionar que, al igual que [4] este trabajo podría ser ampliado utilizando estrategias de gestión de demanda y reemplazando el controlador local por uno óptimo.

El trabajo presentado en [37] tiene un enfoque similar al que se realiza en esta tesis. Los autores [37] proponen un EMS jerárquico distribuido para coordinación de sistemas eléctricos conformados por múltiples micro-redes. La estructura jerárquica se divide también en dos niveles de control que son regidos por MPCs cuyo diseño considera una estrategia de respuesta de demanda solo en el nivel local. El problema de optimización que rige los dos tipos de MPC es problema lineal entero mixto de bajo costo computacional. Los resultados de las simulaciones prueban que el EMS propuesto es capaz de intercambiar energía entre las distintas micro-redes para reducir la cantidad de energía importada y los costos de operación en comparación a otros EMS más convencionales. Estos resultados muestran claramente el beneficio que conlleva el uso de estrategias de gestión de demanda en la coordinación de micro-redes, sin embargo, cabe recordar que la estrategia de gestión de demanda solo fue empleada a nivel local. Es por este motivo que en esta tesis se decidió estudiar el impacto de utilizar gestión de demanda en ambos niveles de control y ver el efecto que tiene en la coordinación entre controladores.

3.4. Discusión

La primera parte de éste capítulo introdujo los conceptos básicos de control de micro-redes, haciendo énfasis en los sistemas de gestión de energía o EMS. Los trabajos sobre EMS describieron las distintas formas en las que se puede realizar la gestión de los recursos energéticos de una micro-red. En particular, el trabajo realizado en [28] presenta resultados que concluyen que los EMS óptimos tienen un mejor desempeño en términos de costos en comparación a aquellos basados en reglas.

La segunda parte de éste capítulo se enfoca en el estudio de los sistemas de gestión de demanda o DSM. Primero se introdujeron las bases de éste tópico y luego se procede a describir las distintas medidas que se pueden utilizar para implementar una estrategia de DSM. Posteriormente se estudian distintos trabajos donde que utilizan la gestión de demanda para mejorar el desempeño de un EMS, ya sea reduciendo los costos o bajando los peaks de consumo. Se destacan en particular los trabajos presentados en [3] y [10] pues dieron la base de la estrategia de DSM utilizada en esta tesis.

A continuación, se describen las distintas estructuras de control que se pueden utilizar para la coordinación de micro-redes. En particular se estudian casos que utilizan estructuras jerárquicas y distribuidas. Se destaca particularmente el trabajo realizado en [4] pues es la base sobre la cual se construye este trabajo de tesis.

En el siguiente capítulo se detalla la propuesta de esta tesis. Esta corresponde a un EMS jerárquico similar al de [4] pero que utiliza MPCs en ambos niveles de operación y considera la estrategia de gestión de demanda descrita en [3] y [10] en ambos niveles..

Capítulo 4

EMS propuesto para coordinación de micro-redes

En este capítulo se presenta una propuesta de un sistema de gestión de energía (“*Energy Management system*” en inglés EMS) para coordinar el flujo de energía de un sistema de múltiples micro-redes interconectadas. La administración de este flujo será realizado en dos niveles denominados como nivel supervisor y nivel local. El nivel supervisor tiene la función de coordinar cuánta energía deberían intercambiar las micro-redes y cuánto necesitan comprar al sistema interconectado para suplir la demanda de todas. Por otro lado, el nivel local utiliza los recursos disponibles en su micro-red para seguir las consignas que le entrega el nivel supervisor.

En esta tesis se implementa una estrategia de gestión de demanda (DSM) tanto a nivel supervisor como a nivel local. La estrategia de gestión de demanda utilizada consiste en usar un factor de desplazamiento como en [3] y [10] para modificar el consumo en cada instante dentro de cierto rango. En el nivel superior, dicho factor de desplazamiento sirve como señal de referencia para ser seguida por el controlador local, el cual actuará directamente en la carga, cambiando el consumo. La idea es entonces que esta modificación del consumo entregue un nuevo grado de libertad a los controladores para mover la demanda a un horario que sea más favorable, sea porque tiene un menor costo, porque permite un mejor uso de la energía en el banco de baterías, o bien porque se ajuste más a los perfiles de generación.

A continuación, se detalla el planteamiento del problema considerando una estrategia gestión de energía con una estructura jerárquica de control. Posteriormente se describen los modelos utilizados para predecir los datos de demanda y generación en cada micro-red. Finalmente, se concluye describiendo las distintas configuraciones de controladores y la estrategia de gestión de demanda utilizada.

4.1. Planteamiento del problema

El problema considera un sistema eléctrico de múltiples micro-redes conectadas entre sí que puedan intercambiar energía libremente y sin mayores pérdidas por transmisión. Cada micro-red está compuesta por una fuente de energía renovable (puede ser eólica o solar), un banco de baterías y cierto patrón de consumo por parte de los usuarios. En caso de que la generación total del conjunto de micro-redes no sea capaz de suplir toda la demanda se puede intercambiar energía con un operador de la red de distribución (DNO por las siglas “*Distribution Network Operator*” en inglés) considerando costos de compra y venta que varían a lo largo del día.

Para coordinar el flujo de energía entre las micro-redes y la cantidad de energía a intercambiar es necesario establecer un sistema de gestión de energía (EMS). El objetivo de este EMS debe ser usar de la mejor manera posible los bancos de baterías y las estrategias de gestión de la demanda para que el sistema de micro-redes tenga el menor costo de operación posible. Un menor costo de operación equivale a que el sistema MMG compre la menor cantidad de energía al DNO. Al comprar una menor cantidad de energía se logra un menor gasto para los consumidores finales y se maximiza la independencia de las micro-redes por lo que aligera la carga del DNO.

El EMS que se propone en este trabajo es un sistema de coordinación centralizado y jerárquico como se muestra en la Figura 4.1, que es similar al utilizado en [4]. Esta propuesta también se divide en dos niveles de operación, el nivel de red principal (conexión con la red principal de distribución) y el nivel de micro-red (conexión dentro de la micro-red). En el sistema descrito por la Figura 4.1 se denota como P_{mg}^i la potencia que la micro-red i debe intercambiar con las otras micro-redes para cumplir con su ecuación de balance de potencias. Dicho balance se encuentra descrito en la ecuación (4.1) donde se tiene que la potencia que intercambia la i -ésima micro-red P_{mg}^i corresponde potencia demandada P_{Dem}^i menos la potencia generada P_{Gen}^i y menos lo que aporte el banco de baterías P_B , este puede tener valor positivo o negativo dependiendo si se carga o descarga respectivamente. La suma en cada instante de las potencias intercambiadas por cada micro-red corresponde a la energía que debe intercambiar con el operador de la principal P_{DNO} tal como lo describe la ecuación (4.2). En un conjunto de micro-redes aisladas o auto-sustentables se tiene que $P_{DNO} = 0$ en todo momento. Siguiendo esta lógica se tiene que un sistema de micro-redes que usa toda la energía disponible cumple que $P_{DNO} \geq 0$ pues solo importa energía. En esta tesis se establece que no hay venta de energía, esto se hace para maximizar el auto-consumo y evitar generar problemas al operador de la red principal debido a la inyección irregular de energía al sistema.

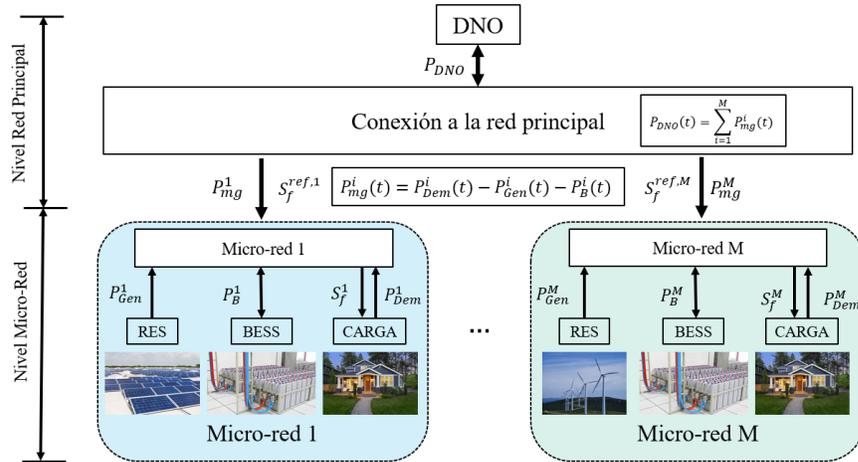


Figura 4.1: Conexión entre micro-redes.

El principal aporte de este trabajo es la implementación de una estrategia de gestión de demanda en ambos niveles de optimización. La estrategia de DSM utilizada en esta tesis se centra en el uso de factores de desplazamiento (S_f , del inglés *shifting factor*) que modifican la demanda a cada instante en cierto factor porcentual. La demanda de la i -ésima micro-red se modifica por un factor S_f^i como se muestra en la Figura 4.1 y dicho factor es definido por el controlador local a partir de una señal de referencia $S_f^{ref,i}$ que proviene del controlador ubicado en el nivel de red principal. La forma en que se hace respetar la modificación de la demanda puede ser por medio de cualquiera de los otros métodos descritos en capítulos anteriores tales como la regulación de consumo de ciertos productos inteligentes o con un sistema de conexión y desconexión de cargas programables.

$$P_{mg}^i(t) = P_{Net}^i(t) - P_B^i(t) = \hat{P}_{Dem}^i - \hat{P}_{Gen}^i - P_B^i(t) \quad (4.1)$$

$$P_{DNO}(t) = \sum_{i=1}^M P_{mg}^i(t) \quad t = 1, \dots, N_{Datos} \quad (4.2)$$

Para lograr un flujo eficiente de la energía entre las micro-redes del conjunto establecido se propone utilizar controladores en ambos niveles de operación. Estos controladores se organizan en una configuración jerárquica de control como la que se presenta en la Figura 4.2, donde el controlador a nivel de red principal cumple la función de supervisar al controlador del nivel micro-red por medio de señales de referencia. Las referencias corresponden a la cantidad de potencia que debe entregar a la i -ésima micro-red con el sistema de múltiples micro-redes ($P_{mg}^{ref,i}$) y cuánto se debe modificar la demanda $S_f^{ref,i}$ durante el siguiente periodo. Los controladores locales operan a un menor tiempo de muestreo y deben seguir estas referencias variando la potencia que cargan o descargan del banco de baterías P_B^i y el porcentaje de demanda a modificar S_f^i en cada instante.

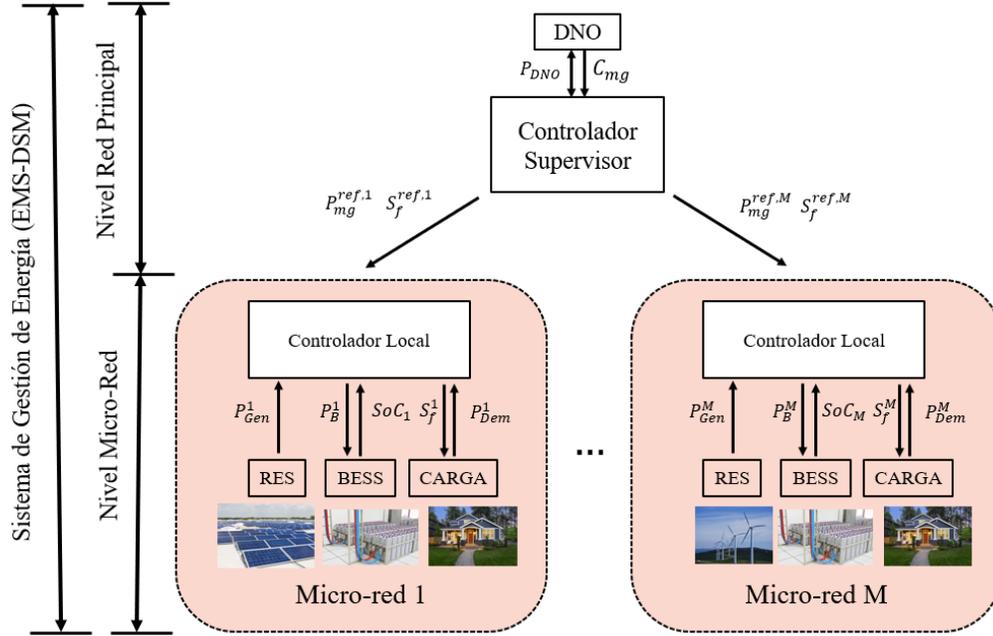


Figura 4.2: EMS-DSM Jerárquico centralizado.

A diferencia de la propuesta presentada en [4] donde el nivel de micro-red correspondía a un controlador por reglas, aquí se propone que ambos niveles utilicen controladores predictivos basados en modelos o MPC (del inglés “*Model Predictive Control*”) para tomar las decisiones sobre el uso del banco de baterías y la demanda en cada instante. Esta propuesta le permite al controlador local trabajar con las mediciones en tiempo real y las predicciones a futuro de demanda y generación, esto le permite tomar mejores decisiones. Un detalle a tener en consideración cuando se usa un MPC a nivel local en lugar de uno por reglas es que se debe asegurar que el problema de optimización sea resuelto dentro del tiempo de muestreo. Finalmente, una segunda diferencia entre este trabajo y otras propuestas similares es que los controladores también tienen que preocuparse de tomar una decisión respecto al factor de modificación de demanda.

Es importante destacar que se asumieron ciertas condiciones para este problema. La primera condición es que no hay ninguna pérdida de transmisión entre las micro-redes. Se asume también que las predicciones realizadas por los modelos de generación y consumo son capaces de seguir la tendencia con un error marginal y que siempre es posible modificar la demanda por sobre o por debajo de su valor original. Se tiene también el supuesto de que los consumidores respetan perfectamente la señal de modificación de demanda y la aplican de forma automática, hecho que es posible si se tiene un dispositivo capaz de regular su consumo (por ejemplo un auto eléctrico) o un sistema que maneje cargas controlables entre otras propuestas mencionadas anteriormente. Es decir, el cómo se hace respetar la señal de modificación de demanda no se cubre en este trabajo pero se dan alternativas viables. Finalmente, se asume en este trabajo que el estado de baterías es estimado con un modelo dinámico lineal descrito en la ecuación (4.3), donde la estimación del estado de carga SoC solo depende de la capacidad de la batería E_B^{max} , la potencia que se carga o descarga P_B durante el tiempo de muestreo T_s y el estado de carga actual $SoC(k)$.

$$E_B^{max} \cdot SoC(k+1) = E_B^{max} \cdot SoC(k) - T_s \cdot P_B(k) \quad (4.3)$$

A continuación, se explica la metodología utilizada para obtener los modelos de predicción que utilizan los controladores. Se elige el tipo de modelo difuso que presente el menor error de predicción.

4.2. Modelos de predicción

Para el diseño de controladores predictivos es necesario tener buenas predicciones. Para ello se realizaron pruebas con modelos difusos tipo Takagi & Sugeno (T&S). Para obtener las mejores configuraciones de este tipo de modelo se utiliza la metodología de identificación descrita en los diagramas de la Figura 4.3. El proceso que describe la Figura 4.3 parte con un modelo que tiene un número máximo de regresores y los va reduciendo y encontrando la cantidad óptima de reglas asociadas en cada iteración hasta quedarse con un solo regresor. Durante el proceso se van guardando los resultados de RMSE y cuando no quedan más regresores se elige la configuración con menor error en los conjuntos de datos. Esta metodología utiliza tres conjuntos de datos distintos que fueron elegidos para evitar el sobre-ajuste y que se aplican en distintas partes del proceso. Los conjuntos se denotan en la Figura 4.3 con los nombres de entrenamiento, validación y test. Los dos primeros conjuntos son los que se aplican en el proceso de identificación para elegir el número de parámetros del modelo. El desempeño de estos modelos se evalúa utilizando el error cuadrático medio descrito en la ecuación (4.4) donde $y(k)$ es el dato real, $\hat{y}(k)$ la predicción y N el número de datos en el conjunto respectivo.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (y(k) - \hat{y}(k))^2} \quad (4.4)$$

4.3. Configuraciones del EMS

Como se observa en la Figura 4.2 el sistema de gestión de energía (EMS) está compuesto por dos tipos de controlador, uno superior y otro inferior. El controlador del nivel superior opera a un tiempo de muestreo mayor (30 minutos) y un horizonte a mediano plazo (1 día), este controlador considera la situación de cada micro-red a la hora de tomar una decisión. Por otro lado, el controlador local es el que interactúa directamente con la micro-red y tiene un menor tiempo de muestreo (1 minuto) y horizonte de predicción (15 minutos). El controlador local toma decisiones de cómo cargar o descargar el banco de baterías y cuánto se debe desplazar la demanda. La decisión se toma teniendo en consideración las restricciones de su propia micro-red y las referencias que recibió del nivel superior.

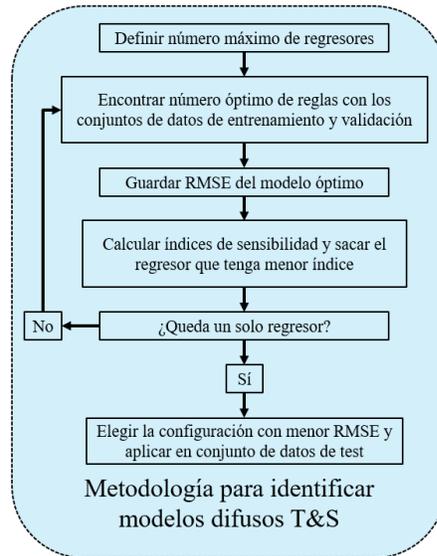


Figura 4.3: Diagrama de metodologías de identificación.

En este trabajo se realizan cuatro configuraciones distintas del EMS, las cuales se encuentran resumidas en la Figura 4.4 donde se describe el tipo de controlador utilizado en cada nivel. La primera configuración, denominada “MPC/Reglas”, no considera gestión de demanda y tiene un controlador por reglas a nivel local similar al utilizado en [4] y se utiliza como punto de referencia para evaluar la necesidad de utilizar MPCs en el nivel de micro-red. La segunda configuración se denomina “MPC/MPC” y posee controladores predictivos en ambos niveles. La tercera configuración se denomina “MPC/MPC-DSM” pues implementa una estrategia de gestión de la demanda en el nivel local. Finalmente, la cuarta configuración propuesta en este trabajo de tesis se denomina “MPC-DSM/MPC-DSM” pues utiliza gestión de demanda en ambos niveles. En las siguientes secciones de este capítulo se detalla el diseño de todos los controladores utilizados en la configuraciones presentes en la Figura 4.4. Aquellos controladores cuyo diseño se repita entre configuraciones serán omitido una vez hayan sido presentados.

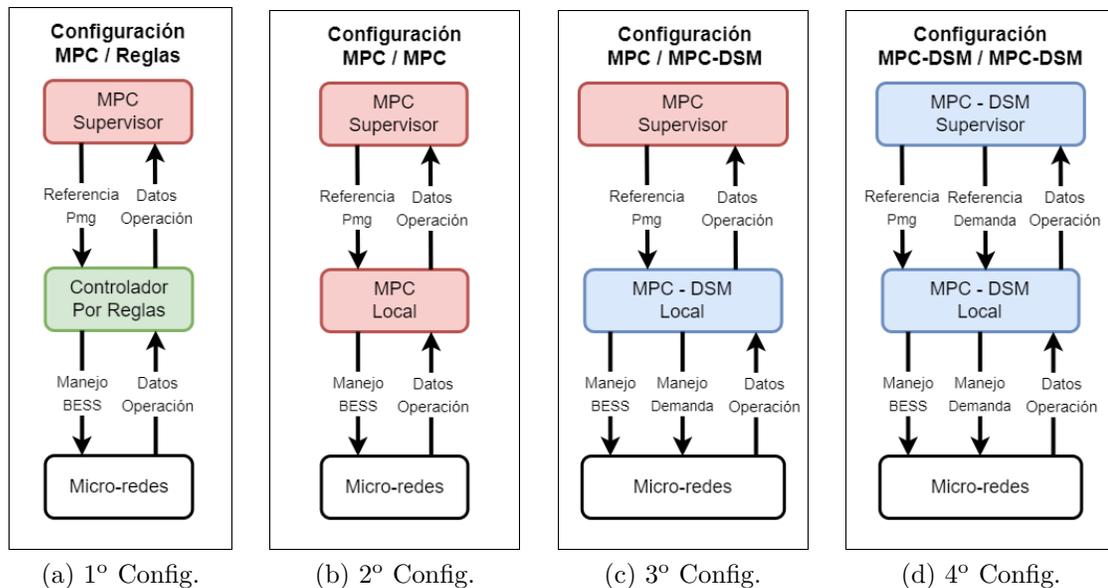


Figura 4.4: Diagramas de configuraciones de EMS utilizado.

4.3.1. Nivel red principal - MPC supervisor

Cuando no hay una estrategia de administración de demanda implementada en el sistema de administración de energía, el controlador del nivel superior (ver Figura 4.4(a)-4.4(c)) se rige por un problema de optimización como el descrito en la ecuación (4.5a). Este problema tiene como objetivo reducir la potencia que se compra al distribuidor principal (P_{DNO}). Para ello se debe entregar al nivel inferior una referencia de cuánta potencia deberá intercambiar la micro-red correspondiente con el resto del sistema, variable que es denotada como $P_{mg}^{ref,i}$. Ambas variables se relacionan por medio de la ecuación (4.2) descrita anteriormente. Finalmente, $C(k+j)$ corresponde al costo en pesos Chilenos del kilovatio hora cuyo valor viene dado por el operador de la red principal o DNO, mientras que T_S corresponde al tiempo de muestreo.

$$\min_{P_{mg}^{ref,1}(k), \dots, P_{mg}^{ref,M}(k+N-1)} \sum_{j=0}^{N-1} T_S \cdot C(k+j) \cdot P_{DNO}(k+j) \quad (4.5a)$$

En las restricciones del problema de optimización que rige el controlador del nivel superior se encuentran en las ecuaciones (4.6a), (4.6b) y (4.6c), que corresponden al balance energético de la micro-red, el modelo para estimación de estado de carga o $SoC(k)$ y la ecuación de $P_{DNO}(k)$ respectivamente. Estas ecuaciones tienen un superíndice i pues el controlador tiene una de estas restricciones por cada micro-red que se encuentra en el sistema. En (4.6a), se establece que la potencia a comprar por la i -ésima micro-red $P_{mg}^{ref,i}$ debe ser igual a la potencia que se va a consumir en dicha micro-red \hat{P}_{Dem}^i , menos la potencia generada en ésta \hat{P}_{Gen}^i y la que se carga o descarga en el banco de baterías P_B^i . Por otro lado, la ecuación (4.6b) corresponde a la dinámica que modela la carga y descarga del banco de baterías por medio de una dinámica lineal donde el estado de carga futuro $\hat{SoC}_i(k+j+1)$, depende de la capacidad del banco de baterías $E_{B,i}^{max}$, el valor actual del estado de carga $\hat{SoC}_i(k+j)$ y la potencia que se carga o descarga $P_B^i(k+j)$ durante el tiempo de muestreo T_s . Finalmente, la ecuación (4.6c) establece que, en todo momento, la suma de las potencias intercambiadas entre M micro-redes P_{mg}^i corresponden a la potencia que se va a intercambiar con el operador de red P_{DNO} .

$$P_{mg}^{ref,i}(k+j) = \hat{P}_{Dem}^i(k+j) - \hat{P}_{Gen}^i(k+j) - P_B^i(k+j) \quad (4.6a)$$

$$E_{B,i}^{max} \cdot \hat{SoC}_i(k+j+1) = E_{B,i}^{max} \cdot \hat{SoC}_i(k+j) - T_s \cdot P_B^i(k+j) \quad (4.6b)$$

$$P_{DNO}(k+j) = \sum_{i=1}^M P_{mg}^i(k+j) \quad (4.6c)$$

$$i = 1, \dots, M \quad j = 0, \dots, N-1$$

El resto de restricciones corresponden a los límites de operación establecidos en cada micro-red. La desigualdad descrita en (4.7a) establece los límites P_{DNO}^{min} y P_{DNO}^{max} para la potencia que el sistema puede intercambiar con el coordinador de la red principal, siendo el caso donde $P_{DNO}^{min} = 0$ cuando se exige que la energía generada en las micro-redes sea completamente consumida entre ellas y no quede ningún exceso. La desigualdad (4.7b) establece límites \hat{SoC}_i^{min} y \hat{SoC}_i^{max} para el estado de carga de forma que los ciclos de operación sean lo más saludable posible. Las desigualdades de (4.7c) son aproximaciones lineales de la potencia máxima de carga y descarga. El lado derecho establece que no se puede descargar más energía de la que se tiene actualmente almacenada en términos del SoC actual y la potencia máxima a cargar o descargar $P_{B,i}^{max}$. Por otra parte, el lado izquierdo de (4.7c) establece que no se puede cargar más energía que la que falta, la que es proporcional a la resta entre 1 y el SoC actual. Ambas restricciones tienen como parámetros de sintonización los valores de las constantes α_d y α_c que están para evitar problemas con los límites del estado de carga.

$$\text{sujeto a: } P_{DNO}^{min} \leq P_{DNO}(k+j) \leq P_{DNO}^{max} \quad (4.7a)$$

$$S\hat{o}C_i^{min} \leq S\hat{o}C_i(k+j) \leq S\hat{o}C_i^{max} \quad (4.7b)$$

$$\alpha_c \cdot P_{B,i}^{max} (1 - S\hat{o}C_i(k+j)) \leq P_B(k+j) \leq \alpha_d \cdot P_{B,i}^{max} S\hat{o}C_i(k+j) \quad (4.7c)$$

4.3.2. Nivel micro-red - Controlador basado en reglas

Este controlador fue diseñado de manera similar al presentado en [4]. La función de este tipo de controlador es seguir la referencia entregada por el controlador supervisor para la cantidad de potencia a intercambiar $P_{mg}^{ref,i}$. El seguimiento de la referencia se hace modificando la carga y descarga del banco de baterías P_B^i de acuerdo a un set de reglas. Las reglas dependen de las mediciones realizadas sobre la potencia neta en la micro-red $P_{Net}^i = \hat{P}_{Dem}^i - \hat{P}_{Gen}^i$ y el estado de carga $S\hat{o}C_i(k)$ estimado. En particular, la acción de control depende del error (e_{mg}^i) entre la potencia neta y la de referencia que debe ser compensado por el banco de baterías de cada una de las M micro-redes. De esta manera se tiene:

$$e_{mg}^i = P_{mg}^{ref,i} - P_{Net}^i \quad \forall i = 1, \dots, M \quad (4.8)$$

Para mantener el banco de baterías en un estado saludable, es necesario limitar la potencia de carga y descarga en un rango máximo. La potencia máxima de descarga $P_{dischg}^{max,i}$ se describe en (4.9) y corresponde un porcentaje α_d de la energía que se tiene almacenada hasta el momento. La potencia máxima de carga $P_{chg}^{max,i}$ se describe en (4.10) y corresponde a un porcentaje α_c de la energía que falta para alcanzar la capacidad del banco de baterías.

$$P_{dischg}^{max,i}(k+j) = \alpha_d \cdot P_{B,i}^{max} S\hat{o}C_i(k+j) \quad (4.9)$$

$$P_{chg}^{max,i}(k+j) = \alpha_c \cdot P_{B,i}^{max} (1 - S\hat{o}C_i(k+j)) \quad (4.10)$$

La estimación del estado de carga en cada micro-red se hace utilizando el mismo modelo dinámico descrito en (4.6b) después de cada iteración. El uso de este modelo hace que este controlador sea una versión más simplificada de la presentada en [4] donde se utiliza una estimación más precisa por medio un filtro de Kalman [38]. Utilizando las estimaciones del estado de carga y las mediciones de potencia neta, el controlador decide la potencia a cargar o descargar del banco de baterías a partir de las siguientes reglas:

$$R1 : \text{si } e_{mg}^i \geq 0 \text{ y } S\hat{o}C_i(k) \geq S\hat{o}C_i^{max} \text{ entonces } P_B^i(k) = 0$$

$$R2 : \text{si } e_{mg}^i \geq 0 \text{ y } S\hat{o}C_i(k) < S\hat{o}C_i^{max} \text{ entonces } P_B^i(k) = -\min(e_{mg}^i, P_{chg}^{max,i}(k))$$

$$R3 : \text{si } e_{mg}^i < 0 \text{ y } S\hat{o}C_i(k) \geq S\hat{o}C_i^{min} \text{ entonces } P_B^i(k) = \min(-e_{mg}^i, P_{dischg}^{max,i}(k))$$

$$R4 : \text{si } e_{mg}^i < 0 \text{ y } S\hat{o}C_i(k) < S\hat{o}C_i^{min} \text{ entonces } P_B^i(k) = -\min(\hat{P}_{Gen}^i, P_{chg}^{max,i}(k))$$

Como se va a mostrar en el Capítulo 5, los límites para el estado de carga se definen entre 0.2 y 0.8 para extender la vida útil de los bancos de batería [39]. Bajo la definición de error descrita en (4.8), se tiene que cuando $e_{mg}^i \geq 0$ corresponde a un superávit de energía (más generación que demanda) y cuando $e_{mg}^i < 0$ hay déficit energético que debe ser compensado por el banco de baterías y el DNO de ser necesario. Finalmente, con esta base de reglas el controlador debe ser capaz de seguir la referencia con cero error siempre que se cumplan las condiciones sobre el estado de carga y no se excedan los límites de carga y descarga del banco de baterías.

4.3.3. Nivel micro-red - MPC local

El diseño del controlador local sin DSM contiene exactamente las mismas restricciones que el MPC supervisor, esto se puede ver en las ecuaciones (4.11b) a (4.11e) pues el controlador se enfoca en su propia red y referencia. El cambio más relevante se muestra en la función objetivo y la acción de control, descrito en la ecuación (4.11a). Esto se debe a que ahora la función objetivo tiene un énfasis en seguir la referencia entregada por el nivel superior para la potencia a intercambiar $P_{mg}(k+j)$ y un factor cuadrático (Q_1) que penaliza la variación en la potencia de carga o descarga del banco de baterías $\Delta P_B(k+j) = P_B(k+j) - P_B(k+j-1)$ para proteger el equipo dado que $P_B(k)$ es la acción de control.

$$\min_{\Delta P_B(k), \dots, \Delta P_B(k+N)} \sum_{j=0}^{N-1} \left(P_{mg}(k+j) - P_{mg}^{ref}(k+j) \right)^2 + Q_1 \cdot \Delta P_B(k+j)^2 \quad (4.11a)$$

$$\text{sujeto a: } P_{mg}(k+j) = \hat{P}_{Dem}(k+j) - \hat{P}_{Gen}(k+j) - P_B(k+j) \quad (4.11b)$$

$$E_B^{max} \cdot \hat{S}oC(k+j+1) = E_B^{max} \cdot \hat{S}oC(k+j) - T_s \cdot P_B(k+j) \quad (4.11c)$$

$$\hat{S}oC^{min} \leq \hat{S}oC(k+j) \leq \hat{S}oC^{max} \quad (4.11d)$$

$$\alpha_c \cdot P_B^{max} \left(1 - \hat{S}oC(k+j) \right) \leq P_B(k+j) \leq \alpha_d \cdot P_B^{max} \hat{S}oC(k+j) \quad (4.11e)$$

$$j = 0, \dots, N-1$$

4.3.4. Estrategia de gestión de demanda

Dado que las siguientes configuraciones del EMS propuesto utilizan gestión de la demanda, es necesario detallar la estrategia utilizada. La estrategia utilizada pertenece a la categoría de estrategias de respuesta de demanda pues se centra en el uso de un factor de desplazamiento (denotado comúnmente como S_f) que altera directamente la carga. Este factor de desplazamiento corresponde a una nueva variable de optimización que se utiliza para aumentar o reducir la demanda a lo largo del horizonte de predicción. En este trabajo se asume que los consumidores finales reciben el factor de desplazamiento y modifican inmediatamente la demanda.

Para implementar esta estrategia en los MPC del EMS propuesto es necesario hacer ciertas modificaciones al problema de optimización que rige los controladores. En las ecuaciones (4.12) a (4.14) se presentan las nuevas restricciones que se deben aplicar para utilizar el factor de cambio. La ecuación (4.12) define una nueva demanda predicha \hat{P}_{Dem}^{DSM} que corresponde a la multiplicación punto a punto del factor de desplazamiento S_f y la demanda predicha originalmente \hat{P}_{Dem} . La segunda restricción (4.13) establece que el consumo total acumulado de la nueva demanda debe ser mayor o igual al consumo total acumulado de la demanda original, esto asegura que los usuarios van a consumir la misma cantidad de energía que iban a consumir inicialmente. Finalmente, la última restricción (4.14) establece que el factor de desplazamiento solo puede adquirir valores en cierto rango que comúnmente se centra en torno a uno. Este rango se elige a la hora de diseñar el controlador para establecer cierto porcentaje de carga controlable que mantenga la comodidad del usuario final.

$$\hat{P}_{Dem}^{DSM}(k) = S_f(k) \cdot \hat{P}_{Dem}(k) \quad (4.12)$$

$$\sum_{k=1}^N \hat{P}_{Dem}^{DSM}(k) \geq \sum_{k=1}^N \hat{P}_{Dem}(k) \quad (4.13)$$

$$S_f^{min} \leq S_f(k) \leq S_f^{max} \quad (4.14)$$

En la Figura 4.5 se presenta el efecto que tiene esta estrategia de gestión de demanda. En la parte inferior de la figura se aprecia la señal correspondiente al factor de desplazamiento S_f que modifica la demanda en un factor de $\pm 20\%$ a lo largo de 48 horas de operación. En la parte superior de la figura se tiene la demanda original predicha \hat{P}_{Dem} en azul y la demanda modificada \hat{P}_{Dem}^{DSM} en rojo. A partir del resultado de esta figura se puede concluir que la variación de la demanda puede ser estudiada por medio del factor de desplazamiento utilizado, el cual después se puede aplicar directamente a la demanda original para tener el nuevo consumo.

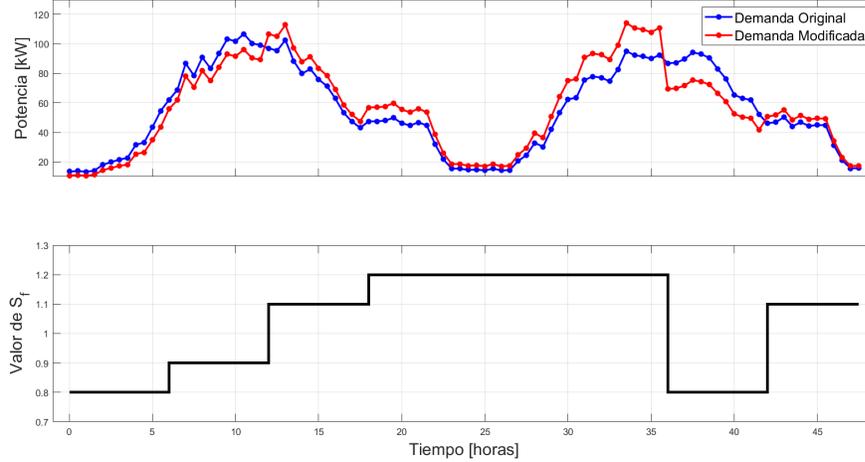


Figura 4.5: Efecto del factor del desplazamiento en la demanda.

4.3.5. Nivel red principal - MPC-DSM Supervisor

Para poder diseñar una estrategia de gestión de demanda (DSM) en el sistema de gestión de energía (EMS) es necesario reformular las funciones objetivos y las restricciones. En este trabajo se decide utilizar la estrategia implementada en [3] la cual ocupa un factor de modificación (S_f^i) que altera la carga de la micro-red. En el caso del nivel superior, las modificaciones al problema de optimización se muestran en las ecuaciones (4.15a), (4.15b), (4.15g) y (4.15i). Aquí se denota el factor de modificación como $S_f^{ref,i}(k)$ dado que esta es la nueva señal de referencia para cada micro-red del nivel inferior.

El primer cambio realizado es en la función objetivo (4.15a) donde se añade una componente (Q_4) que penaliza la desviación que pueda tomar la demanda de su valor original. Esto pues $S_f^{ref,i}(k) = 1$ corresponde a la demanda sin ninguna modificación en todo momento. La idea detrás de esto es tener cierto grado de control sobre la magnitud de los cambios de demanda. Otra modificación importante se presenta en la restricción (4.15b) puesto que el balance energético ahora debe ser calculado utilizando la demanda modificada y se asume que el cambio es inmediato. Finalmente se agregan dos restricciones de desigualdad (4.15g) y (4.15i) para limitar el máximo a variar la demanda que acepta el usuario y la segunda le indica al controlador que en cada micro-red se debe consumir la misma o una mayor cantidad de energía que la que se habría consumido durante el horizonte de predicción, de modo que la demanda solo se mueve durante el día.

$$\min_{\substack{P_{mg}^{ref,i}(k+j) \\ S_f^{ref,i}(k+j) \\ j=0,\dots,N-1}} \sum_{j=0}^{N-1} T_S \cdot C(k+j) \cdot P_{DNO}(k+j) + \sum_{j=0}^{N-1} \sum_{i=1}^M Q_4 \cdot \left(S_f^{ref,i}(k+j) - 1 \right)^2 \quad (4.15a)$$

$$\text{sujeto a: } P_{mg}^i(k+j) = S_f^{ref,i}(k+j) \cdot \hat{P}_{Dem}^i(k+j) - \hat{P}_{Gen}^i(k+j) - P_B^i(k+j) \quad (4.15b)$$

$$E_{Bi}^{max} \cdot \hat{S}oC_i(k+j+1) = E_{Bi}^{max} \cdot \hat{S}oC_i(k+j) - T_s \cdot P_B^i(k+j) \quad (4.15c)$$

$$P_{DNO}(k+j) = \sum_{i=1}^M P_{mg}^i(k+j) \quad (4.15d)$$

$$P_{DNO}^{min} \leq P_{DNO}(k+j) \leq P_{DNO}^{max} \quad (4.15e)$$

$$\hat{S}oC_i^{min} \leq \hat{S}oC_i(k+l) \leq \hat{S}oC_i^{max} \quad (4.15f)$$

$$S_f^{min} \leq S_f^{ref,i}(k+j) \leq S_f^{max} \quad (4.15g)$$

$$\alpha_c \cdot P_{Bi}^{max} \left(1 - \hat{S}oC_i(k+j) \right) \leq P_B(k+j) \leq \alpha_d \cdot P_{Bi}^{max} \hat{S}oC_i(k+j) \quad (4.15h)$$

$$\sum_{j=0}^{N-1} \hat{P}_{Dem}^i(k+j) \leq \sum_{j=0}^{N-1} S_f^{ref,i}(k+j) \cdot \hat{P}_{Dem}^i(k+j) \quad (4.15i)$$

4.3.6. Nivel micro-red - MPC-DSM Local

Por otra parte, el controlador inferior que trabaja con la gestión de demanda tiene los mismos cambios en las restricciones, pero ahora implementados para la operación local de cada micro-red. La función objetivo tiene las mismas componentes que en el caso que no existe DSM pero agrega dos más para penalizar el seguimiento de referencia para el factor de cambio S_f con Q_2 y otra para penalizar la variación en el factor de cambio $\Delta S_f(k+j) = S_f(k+j) - S_f(k+j-1)$ con Q_3 que tiene el fin de no afectar la comodidad del usuario con cambios tan drásticos en el consumo. El efecto de las modificaciones sobre el nivel inferior se muestra en las ecuaciones (4.16a) a (4.17e) y también muestra cambios en la acción de control, esto pues el controlador no solo gestiona la energía que fluye en la batería sino que también cuánto varía la demanda.

$$\min_{\substack{\Delta P_B(k), \dots, \Delta P_B(k+N) \\ \Delta S_f(k), \dots, \Delta S_f(k+N)}} \sum_{j=0}^{N-1} \left(P_{mg}(k+j) - P_{mg}^{ref}(k+j) \right)^2 + Q_1 \cdot \Delta P_B(k+j)^2 \quad (4.16a)$$

$$+ \sum_{j=0}^{N-1} Q_2 \cdot \left(S_f(k+j) - S_f^{ref}(k+j) \right)^2 + Q_3 \cdot \Delta S_f(k+j)^2$$

$$\text{sujeto a: } P_{mg}(k+j) = S_f(k+j) \cdot \hat{P}_{Dem}(k+j) - \hat{P}_{Gen}(k+j) - P_B(k+j) \quad (4.17a)$$

$$E_B^{max} \cdot \hat{S}oC(k+j+1) = E_B^{max} \cdot \hat{S}oC(k+j) - T_s \cdot P_B(k+j) \quad (4.17b)$$

$$\Delta P_B(k+j) = P_B(k+j) - P_B(k+j-1) \quad (4.17c)$$

$$\hat{S}oC^{min} \leq \hat{S}oC(k+l) \leq \hat{S}oC^{max} \quad (4.17d)$$

$$\alpha_c \cdot P_B^{max} \cdot \left(1 - \hat{S}oC(k+j) \right) \leq P_B(k+j) \leq \alpha_d \cdot P_B^{max} \cdot \hat{S}oC(k+j) \quad (4.17e)$$

$$S_f^{min} \leq S_f(k+l) \leq S_f^{max} \quad (4.17f)$$

$$\sum_{j=0}^{N-1} \hat{P}_{Dem}(k+j) \leq \sum_{j=0}^{N-1} S_f(k+j) \cdot \hat{P}_{Dem}(k+j) \quad (4.17g)$$

4.4. Operación de estrategia EMS propuesta

Una vez descritos los controladores para los dos niveles, se explica la forma en que estos se coordinan. La operación comienza con el nivel superior, donde se realizan predicciones de la generación y demanda de todas las micro-redes con un amplio horizonte a futuro. Con dichas predicciones el controlador decide cuánta potencia ($P_{mg}^{ref,i}$) debería intercambiar cada micro-red y la modificación promedio de la demanda $S_f^{ref,i}$ considerando todas las restricciones. Si una micro-red tiene $P_{mg}^{ref,i} > 0$ significa que le falta energía para suplir su demanda, por lo que necesita que otra se le proporcione o, en caso de que ninguna pueda, se la venda el operador de la red principal (DNO). El controlador del nivel superior toma su decisión con el objetivo de que se compre la menor cantidad de energía al operador y se minimice la variación de la potencia de la batería.

La decisión tomada por el nivel superior respecto a $P_{mg}^{ref,i}$ será transmitida al controlador local de cada micro-red. Éste debe decidir entonces cuánta energía cargar o descargar del banco de baterías para que la potencia intercambiada se asemeje lo más posible a la referencia, esto teniendo cuidado que no varíe mucho la potencia en la batería de un instante a otro. Para ello el controlador local realiza previamente predicciones de la generación y consumo futuros a un menor horizonte y tiempo de muestreo. Una vez que determina cuánta energía cargar o descargar del banco de baterías, envía esa señal a la micro-red y esta compra o no de acuerdo a cuánto haya sido el consumo y la generación real en cada momento.

4.5. Discusión

En este capítulo se presenta en detalle el tipo de problema que se aborda en este trabajo y la forma de resolverlo. El problema consiste en gestionar el flujo energético de un sistema conformado por múltiples micro-redes interconectadas que son capaces de intercambiar energía entre ellas o comprar al operador de la red de distribución (DNO). Estas micro-redes se componen de una fuente de energía renovable para generación, un banco de baterías y un patrón de demanda. Se asume que no hay pérdidas en la transmisión de energía y que los consumidores respetan las señales de modificación de demanda de forma automática.

La segunda parte del capítulo describe la metodología utilizada para obtener los modelos de predicción para la generación y demanda de las micro-redes. La estructura de estos modelos se obtiene de forma iterativa realizando un análisis de sensibilidad.

La tercera parte busca resolver el problema de la gestión de energía al proponer un EMS conformado por dos tipos de controladores que operan de forma jerárquica en dos niveles. El controlador del nivel de red principal decide cuánta energía debería intercambiar cada micro-red durante cierto periodo de tiempo para minimizar la cantidad comprada al operador principal. Esa información se dirige al controlador local del nivel micro-red, el cual decide sobre la potencia a cargar o descargar en el banco de baterías, tratando de seguir la referencia del controlador en el nivel de red principal. Se propone implementar una estrategia de gestión de demanda en los dos niveles de operación, denominado como MPC-DSM/MPC-DSM. Dicha gestión de la demanda se realiza por medio de un factor de cambio que varía el valor del consumo en cada instante.

Para validar la propuesta MPC-DSM/MPC-DSM fue necesario diseñar otras configuraciones de sistemas de gestión de energía. Estas configuraciones son distintas combinaciones de controladores para los dos niveles de la estructura jerárquica. La más básica configuración se denomina “EMS con Reglas” pues utiliza un MPC en el nivel de red principal y un controlador con reglas a nivel local, similar al propuesto en [4].

La segunda configuración utiliza controladores MPC en los dos niveles pero no considera estrategias de gestión de demanda. La tercera configuración también tiene MPCs en ambos niveles pero considera una estrategia de gestión de demanda en el nivel inferior. Finalmente, la última configuración trabajada corresponde a la propuesta misma, cuyo desempeño se va a comparar con el resto para ver la efectividad de utilizar un sistema jerárquico de MPC con gestión de demanda.

En el siguiente capítulo se describe el caso de estudio de este trabajo. El desempeño de las cuatro configuraciones estudiadas en este capítulo se evalúa considerando cuatro métricas que son descritas más adelante.

Capítulo 5

Caso de Estudio

En este capítulo se presentan los resultados de las configuraciones del EMS descritas en el capítulo anterior. Estos resultados se obtienen por medio de las simulaciones de un sistema eléctrico conformado por tres micro-redes. La primera parte de este capítulo presenta la configuración del sistema de tres micro-redes, así como también los datos y parámetros utilizados para modelar cada una de ellas.

La siguiente parte del capítulo se enfoca en las bases de evaluación para el sistema de gestión de energía. Estas bases de evaluación se dividirán en tres tipos de métricas. Las métricas del primer tipo evalúan el desempeño de cada micro-red mientras que las del segundo tipo evalúan el desempeño del EMS en general. Las métricas del tercer tipo evalúan el desempeño de los modelos de predicción que han sido diseñados para predecir los datos de generación y consumo de cada micro-red.

Una vez establecidas las métricas se presentan los resultados de la simulación. Primero se describen los modelos obtenidos al realizar el análisis de sensibilidad descrito en la Sección 4.2 y luego se muestran los resultados al predecir a una distinta cantidad de pasos al futuro. Una vez establecidos los modelos, se describen los resultados obtenidos al simular las distintas configuraciones del EMS propuesto, configuraciones que fueron definidas en la Sección 4.3. El capítulo luego cierra comparando el desempeño de todas las configuraciones para evaluar el cumplimiento de los objetivos de este trabajo.

5.1. Datos y parámetros

Para este trabajo se considera un sistema compuesto por tres micro-redes interconectadas como el que se muestra en la Figura 5.1. Las micro-redes están compuestas por una carga, una fuente de energía renovable y un banco de baterías. En caso de que las fuentes renovables no puedan cubrir el consumo existe la posibilidad de comprar energía al operador de la red principal (DNO). Las especificaciones técnicas de cada micro-red se encuentran detalladas en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Características eléctricas de cada micro-red.

	Consumo Peak	Cap. PV	Cap. turbina	Cap. Batería
Micro-red 1	59 kW	66 kW	0 kW	103.5 kWh
Micro-red 2	81 kW	0 kW	63 kW	207 kWh
Micro-red 3	137 kW	66 kW	52.5 kW	258.5 kWh

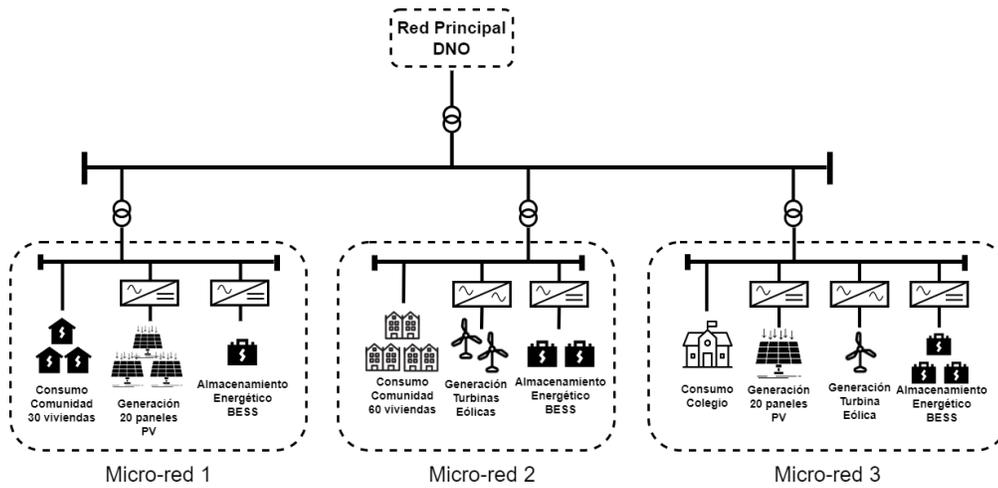


Figura 5.1: Sistema energético de tres micro-redes utilizado en este trabajo.

Los datos de consumo y generación fotovoltaica fueron tomados en Reino Unido y son los mismos que se utilizaron en [4]. Por otra parte, los datos de generación eólica se obtuvieron experimentalmente. Los datos originales se encuentran muestreados cada 1 minuto por lo que fue necesario hacer un submuestreo de estos para que puedan ser utilizados en el nivel superior del EMS. Los datos del nivel superior fueron finalmente muestreados tomando el valor promedio cada 30 minutos y los del inferior cada 1 minuto. En la Figura 5.2 se muestran los datos originales de consumo y generación durante 7 días de operación para las 3 micro-redes, en el caso de la tercer micro-red la generación es la suma de la potencia entregada por los paneles PV y la turbina.

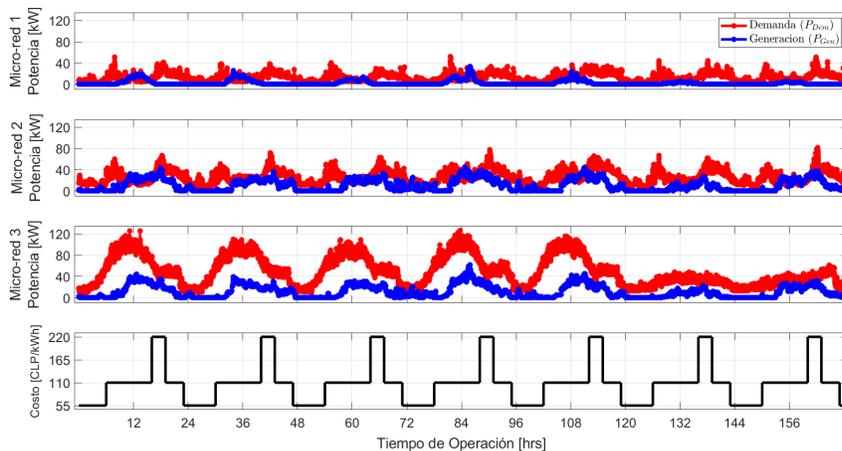


Figura 5.2: Datos de generación, consumo y costo utilizados para simulación.

En el caso de la primera micro-red, se asume que la energía fotovoltaica proviene de paneles que fueron instalados en 2 de cada 3 casas. Por otra parte, en el caso de la segunda micro-red, se asume que la turbina tiene características similares a los modelos “*Endurance E-3120-4 E-Series*”. La tercera micro-red posee una combinación de energía fotovoltaica y eólica, siendo la primera suministrada por 20 paneles y la segunda por una turbina de similares características a las de la segunda micro-red. Los bancos de batería se conforman de múltiples celdas modelo “*Trojan T-105 Series*” cuyas principales especificaciones eléctricas se encuentran descritas en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Especificaciones eléctricas de “Trojan T-105”.

Tensión Nominal V_b	6V
Corriente Máxima I_b^{max}	75A
Capacidad Nominal C_{nom}	1.92 Ah
Potencia Máxima instantánea	450W
SoC Mínimo	0.2
SoC Máximo	0.8

La capacidad de los bancos de baterías utilizados en cada micro-red se calcularon a partir del número de baterías que conforma dicho banco N_{bat} y las especificaciones de la Tabla 5.2. En la primera y segunda micro-red se consideran 4 baterías por vivienda (30 y 60 viviendas respectivamente) mientras que en la tercera micro-red, cuyo consumo corresponde a un colegio y tiene un orden de magnitud similar al de 60 viviendas, se instaló un banco conformado por 300 baterías. La potencia máxima instantánea a proveer P_B^{max} durante un periodo de muestreo se calcula a partir de la ecuación (5.1) y corresponde básicamente a la multiplicación entre la tensión nominal y la corriente máxima por el total de baterías. Por otra parte, la capacidad de cada banco E_b^{max} en unidad de kWh se debe calcular con la ecuación (5.2), donde la capacidad nominal (en unidades de Am) debe ser ajustada a Ah dividiendo por 60 y multiplicada por la tensión nominal.

$$P_B^{max} = V_b \cdot I_b^{max} \cdot N_{bat} \quad (5.1)$$

$$E_B^{max} = V_b \cdot I_b^{max} \cdot C_{nom} \cdot N_{bat} \quad (5.2)$$

El último dato a definir es el patrón de costos para la compra de energía al distribuidor principal. El patrón utilizado sigue el mismo comportamiento establecido en [4] para un día de operación, pero considera unidades en pesos Chilenos. El monto fue definido a partir del valor promedio del kWh en dicho país y se asumió que el patrón se iba a repetir el resto de los días de la simulación. El comportamiento se define por rango de horas en la Tabla 5.3. Finalmente, como se mencionó anteriormente, en este trabajo no se considera la venta de energía a la red principal por lo que no se puede utilizar el exceso de energía para reducir el costo de la función objetivo y se debe maximizar el auto-consumo.

Tabla 5.3: Costo de la energía durante el día en pesos Chilenos (CLP).

Horario	Costo de Energía
00:00 - 06:00	\$55 CLP/kWh
06:00 - 16:00	\$110 CLP/kWh
16:00 - 19:00	\$220 CLP/kWh
19:00 - 23:00	\$110 CLP/kWh
23:00 - 24:00	\$55 CLP/kWh

Los parámetros asociados a las restricciones de cada micro-red son los mismos para todos los casos. Los valores correspondientes de estos parámetros se encuentran en la Tabla 5.4, donde la mayoría fueron elegidos con el fin de que la micro-red sea capaz de manejar una situación real basada en los datos utilizados. También se definen los parámetros de sintonización de los controladores que fueron elegidos para balancear el peso de las distintas componentes.

Tabla 5.4: Parámetros de la simulación.

Parámetro	Micro-red 1	Micro-red 2	Micro-red 3
Q_1	10^{-1}	10^{-1}	10^{-1}
Q_2	0	10^{-2}	10^{-2}
Q_3	0	10^5	10^5
Q_4	0	0	10^4
P_{DNO}^{min}	0 kW	0 kW	0 kW
P_{DNO}^{max}	500 kW	500 kW	500 kW
E_B^{max}	103.5 kWh	207 kWh	258.5 kWh
P_B^{max}	54 kW	108 kW	135 kW
SoC^{min}	0.2	0.2	0.2
SoC^{max}	0.8	0.8	0.8
α_c	-1	-1	-1
α_d	1	1	1
S_f^{max}	1.1	1.1	1.1
S_f^{min}	0.9	0.9	0.9

5.2. Métricas de evaluación

En esta sección se presentan las métricas utilizadas para evaluar el desempeño del EMS propuesto. Las métricas se agrupan en tres categorías. La primera categoría está compuesta por aquellas métricas que estudian el error de predicción de los modelos. La segunda categoría la componen aquellas que miden el desempeño del EMS en cada micro-red, la idea detrás de estas es ver cuán bien siguen los controladores locales las referencias, cuánto se utiliza la batería, entre otras. Finalmente las métricas de la tercera categoría sirven para condensar los resultados generales de cada configuración diseñada para el EMS en la Sección 4.3 y ver el beneficio que esta genera al DNO.

5.2.1. Métricas para los modelos de predicción

El error de predicción de los modelos utilizados por el EMS se evalúa por medio de la raíz del error cuadrático medio o RSME en inglés. La fórmula de esta métrica se presentan en la ecuación (5.3). En esta ecuación, $y(k)$ corresponde al dato real y $\hat{y}(k)$ denota el dato predicho. Este tipo de error se miden con las mismas unidades que los datos utilizados, en el caso de los modelos sería en medido en kW.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (\hat{y}(k) - y(k))^2} \quad (5.3)$$

5.2.2. Métricas para desempeño de cada micro-red

Este tipo de métricas busca evaluar el desempeño del EMS propuesto en cada micro-red y son cinco en total. La primera de estas métricas sirve para estudiar la capacidad del controlador local de seguir las referencias que le entrega el nivel superior. Para evaluar esta consigna se utilizó nuevamente el error cuadrático medio (RMSE) entre la referencia y el dato real. Los resultados de la simulación solo consideran el seguimiento de P_{mg}^{ref} por lo que se define en la ecuación (5.4) el error asociado utilizando la misma nomenclatura del Capítulo 4. Es importante denotar que la mayoría de la veces van a existir diferencias entre estos valores, dado que el nivel inferior es el que interactúa con la micro-red y funciona a un tiempo de muestreo y horizonte de predicción menor que el nivel superior.

$$RMSE(P_{mg}^i) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \left(P_{mg}^i(k) - P_{mg}^{ref,i}(k) \right)^2} \quad (5.4)$$

La segunda métrica de esta categoría se utiliza para evaluar la eficiencia en el uso del banco de baterías de cada micro-red. Esta métrica se conoce como número de ciclos completos efectivos o EFC por sus siglas en inglés. EFC se utiliza para dar una idea de cuántas veces se descarga por completo el banco de baterías durante la simulación. En [40] se recomienda tener al menos un ciclo completo durante el día para mantener la salud de las baterías. La fórmula que rige esta métrica se define en [40] de la forma descrita en la ecuación (5.5) donde $E_{dis}^i(Ah)$ corresponde a toda la energía descargada en la simulación y C_n^i es la capacidad también en Ah .

$$EFC_i = \frac{E_{dis}^i(Ah)}{C_n^i} \quad (5.5)$$

La tercera métrica utilizada corresponde a la probabilidad de pérdida de la potencia de suministro o LPSP (del inglés “*Loss of Power Supply Probability*”). Esta corresponde a la razón entre la deficiencia energética y la demanda neta durante cierto intervalo de tiempo [41, 42]. La deficiencia energética ocurre cuando una descarga completa del banco de baterías es incapaz de cubrir completamente la demanda que queda después de restar la generación. Cuando esto ocurre el controlador local se ve obligado a buscar energía sea con otra micro-red o con el distribuidor principal por lo que se recomienda que su valor sea menor a un 10% en trabajos como [43]. La ecuación que rige esta métrica corresponde a (5.6) donde T_t indica si en ese instante existe deficiencia energética y T es el tiempo total de simulación.

$$LPSP_i = \frac{\sum_{t=1}^T T_t}{T} \quad (5.6)$$

La cuarta métrica utilizada corresponde al factor de carga de la micro-red o LF por sus siglas en inglés. Esta métrica se describe en la ecuación (5.7) como la razón entre el valor medio de la potencia que intercambia una micro-red con las otra micro-redes del sistema P_{mg}^i y su valor máximo [44]. Con este resultado se puede estudiar cuan constante es el intercambio de energía que realiza la micro-red. Si el factor de carga tiene un valor de 1 entonces la micro-red tuvo un intercambio constante.

$$LF_i = \frac{\text{mean}(P_{mg}^i)}{\text{max}(P_{mg}^i)} \quad (5.7)$$

La última métrica de esta categoría corresponde a la variación del consumo total y se aplica solo a aquellas configuraciones del EMS que utilicen alguna estrategia DSM. Esta variación se calcula de forma porcentual en la ecuación (5.8). En esta ecuación P_{Dem}^{DSM} corresponde a la nueva demanda, después de haber sido modificada por el factor de desplazamiento. Un valor positivo de esta métrica indica que hubo un aumento del consumo total acumulado durante los días que operó el EMS.

$$\Delta P_{Dem} = 100 \cdot \frac{\sum_{k=1}^N P_{Dem}^{DSM}(k) - \sum_{k=1}^N P_{Dem}(k)}{\sum_{k=1}^N P_{Dem}(k)} \quad (5.8)$$

5.2.3. Métricas para desempeño de las configuraciones del EMS

La primera métrica a utilizar para evaluar el desempeño de las configuraciones es el costo de la energía comprada al distribuidor principal. La fórmula de dicho costo se describe en la ecuación (5.9) y corresponde a la misma función objetivo del controlador ubicado en el nivel superior cuando no hay gestión de demanda. En esta ecuación se tiene que T_S es el tiempo de muestreo y $C(k)$ el costo de comprar energía. Cabe mencionar que, dado los parámetros de la Tabla 5.4, se asume que no hay venta de energía por lo que toda la energía generada en el sistema de micro-redes se consume entre ellas.

$$\sum_{k=1}^N T_S \cdot C(k) \cdot P_{DNO}(k) = \sum_{k=1}^N \sum_{i=1}^M T_S \cdot C(k) \cdot P_{mg}^i(k) \quad (5.9)$$

La otra métrica que se utiliza para evaluar el desempeño del EMS es el error que se genera entre la potencia que el nivel superior espera se deba comprar a la red principal P_{DNO}^{ref} y la que realmente se compra P_{DNO} . Es necesario calcular este error porque el controlador del nivel superior no tiene un efecto directo en las micro-redes y es posible que los controladores del nivel inferior no respondan de la manera esperada. El cálculo de éste error se hace nuevamente con la fórmula del RMSE tal y como se presenta en la ecuación (5.10) donde N es corresponde a la cantidad de datos de operación.

$$RMSE(P_{DNO}) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (P_{DNO}(k) - P_{DNO}^{ref}(k))^2} \quad (5.10)$$

5.3. Resultados de modelos predictivos

El EMS propuesto requiere un total de 12 modelos para trabajar. Cada micro-red debe tener un modelo para la generación y consumo. Teniendo un total de 3 micro-redes en el sistema se requieren 6 modelos para las predicciones de un nivel de control. Dado que hay dos niveles de control con tiempos de muestreos distintos se llega entonces al total de 12 modelos.

Los modelos entrenados en este trabajo son difusos tipo Takagi&Sugeno (T&S). Como se mencionó en la Sección 4.2, se busca el número óptimo de regresores y reglas utilizando la metodología descrita en la Figura 4.3. Se evalúa el desempeño en los conjuntos de entrenamiento y validación para cada modelo. La mejor configuración se elige por medio de una gráfica similar a la de la Figura 5.3 donde se muestra el número de regresores restantes y los errores en ambos conjuntos. El número de regresores (y consecuentemente el número de reglas) se elige a partir del “punto rodilla” de las curvas presentadas en la Figura 5.3, donde el error ya empieza a establecerse y no disminuye significativamente al agregar un nuevo regresor.

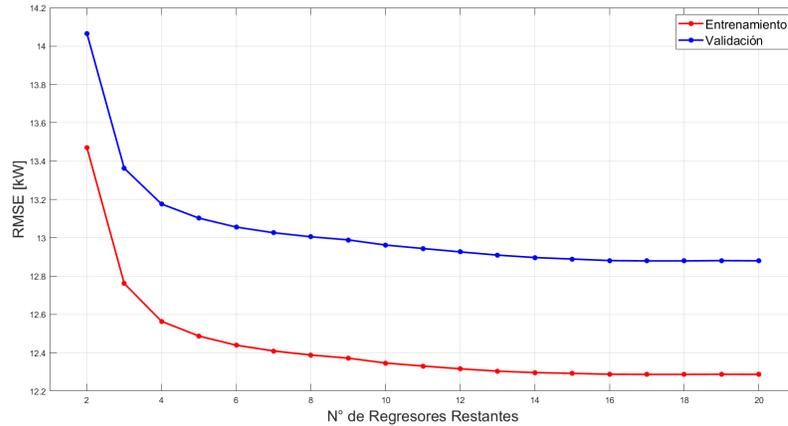


Figura 5.3: Ejemplo de metodología gráfica para encontrar el número óptimo de regresores.

Las configuraciones óptimas para los modelos de tipo T&S se muestran en la Tabla 5.5 y están ordenados de acuerdo al nivel de control que serán utilizados. Los modelos del nivel superior tienen un tiempo de muestreo de 30 minutos mientras que los del nivel inferior tienen un tiempo de 1 minuto. Cabe notar que estos modelos no necesitan todos los regresores que fueron probados, tomando solo aquellos que fueran más relevantes según el análisis de sensibilidad.

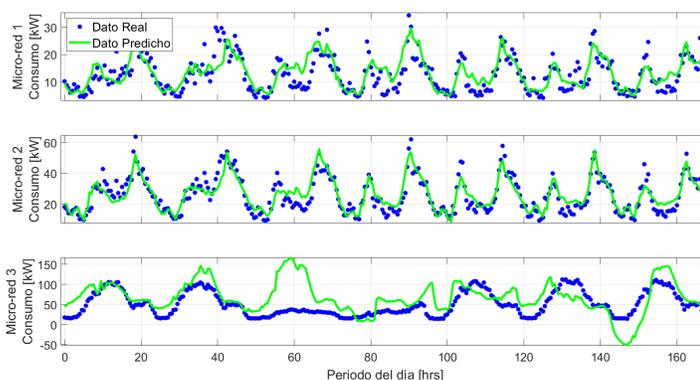
Tabla 5.5: Configuración Óptima de modelos Takagi & Sugeno.

Modelo	Nivel	Micro-red	Nº Regresores	Nº Reglas
Demanda	Superior	1	30 de un máximo de 96	6
Generación	Superior	1	91 de un máximo de 96	2
Demanda	Inferior	1	7 de un máximo de 20	4
Generación	Inferior	1	9 de un máximo de 20	5
Demanda	Superior	2	19 de un máximo de 96	5
Generación	Superior	2	22 de un máximo de 96	3
Demanda	Inferior	2	20 de un máximo de 20	5
Generación	Inferior	2	16 de un máximo de 20	4
Demanda	Superior	3	86 de un máximo de 96	3
Generación	Superior	3	86 de un máximo de 96	3
Demanda	Inferior	3	19 de un máximo de 20	4
Generación	Inferior	3	19 de un máximo de 20	4

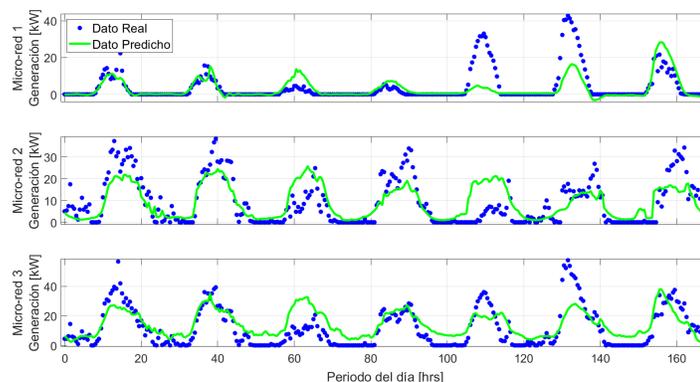
Los resultados de los modelos diseñados para el controlador del nivel superior se muestran en la Tabla 5.6 para predicciones a distinto número de pasos a futuro. El tiempo de muestreo de estos modelos es de 30 minutos. Los resultados para 48 pasos (un día a futuro) en el conjunto de datos de test se muestran gráficamente en la Figura 5.4 para todas las micro-redes.

Tabla 5.6: RMSE de modelos del nivel superior al variar el número de pasos en 7 días del conjunto de test.

Modelo	6 Pasos	12 Pasos	24 Pasos	48 Pasos
Consumo Micro-red 1	3.86 kW	3.97 kW	4.03 kW	4.02 kW
Consumo Micro-red 2	4.87 kW	5.06 kW	5.17 kW	5.12 kW
Consumo Micro-red 3	18.07 kW	30.23 kW	39.88 kW	41.9 kW
Generación Micro-red 1	6.42 kW	6.94 kW	6.94 kW	7.05 kW
Generación Micro-red 2	7.39 kW	9.06 kW	9.85 kW	9.42 kW
Generación Micro-red 3	9.43 kW	10.8 kW	11.13 kW	10.95 kW



(a) Predicciones de consumo para cada micro-red.



(b) Predicciones de generación para cada micro-red.

Figura 5.4: Predicciones a 48 pasos de los modelos para el nivel superior.

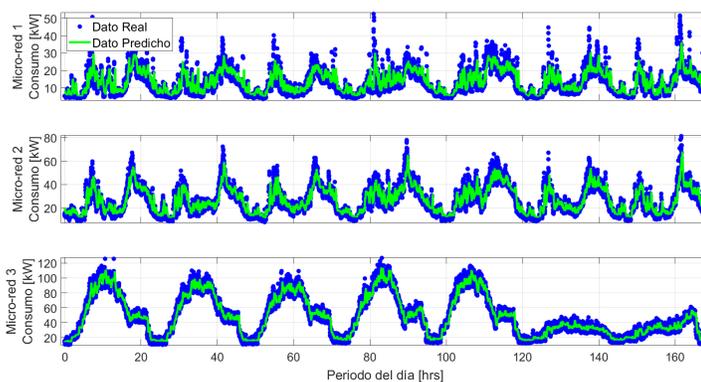
Los resultados de los modelos para los controladores del nivel inferior se muestran en la Tabla 5.7 para predicciones a distinto número de pasos a futuro. El tiempo de muestreo de estos modelos es de 1 minutos. Los resultados a 15 pasos (15 minutos) en el conjunto de datos de test se muestran gráficamente en la Figura 5.5 para todas las micro-redes.

Tabla 5.7: RMSE de modelos del nivel inferior al variar el número de pasos en 7 días del conjunto de datos de test.

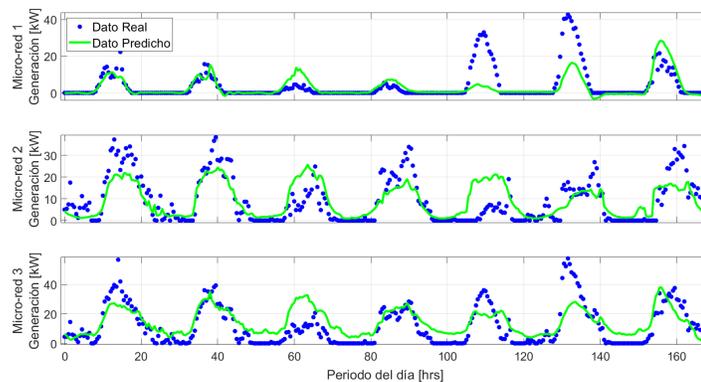
Modelo	3 Pasos	7 Pasos	11 Pasos	15 Pasos
Consumo Micro-red 1	3.64 kW	4.58 kW	4.96 kW	5.19 kW
Consumo Micro-red 2	4.30 kW	5.62 kW	6.24 kW	6.62 kW
Consumo Micro-red 3	4.60 kW	5.42 kW	5.98 kW	6.43 kW
Generación Micro-red 1	1.03 kW	2.48 kW	3.18 kW	3.59 kW
Generación Micro-red 2	1.81 kW	2.61 kW	3.16 kW	3.54 kW
Generación Micro-red 3	2.19 kW	3.55 kW	4.33 kW	4.83 kW

De los resultados presentados en las Tablas 5.6 y 5.7 se puede observar que los modelos del nivel superior presentan un mayor error de predicción que los del nivel inferior. Esto se debe a que los modelos del nivel superior utilizan un tiempo de muestreo mayor, lo que hace que las predicciones sean a mayor plazo y requieran datos que se encuentran más distanciados en el tiempo.

Se aprecia también más error en las predicciones de los modelos asociados a la tercera micro-red. El mayor error en esta micro-red se debe a que el consumo tiene un patrón que varía significativamente durante la semana debido a que la demanda proviene de un colegio que realiza clases de lunes a viernes y consume más esos días. Pese a todos estos detalles, fue posible implementar un EMS con buen desempeño como se verá en la siguiente parte de éste capítulo.



(a) Predicciones de consumo para cada micro-red.



(b) Predicciones de generación para cada micro-red.

Figura 5.5: Predicciones a 15 pasos de los modelos para el nivel inferior.

5.4. Resultados de la estrategia EMS para coordinación de micro-redes

En esta sección se muestran los resultados de las distintas configuraciones del EMS propuesto que se encuentran resumidas en la Figura 4.4. Para cada configuración se presentan gráficas de la evolución de cada variable involucrada en el problema de control. Luego se presentan los resultados de las métricas establecidas previamente en la sección 5.2.2 y finalmente se realiza un análisis general del desempeño que tuvo cada configuración en las micro-redes.

5.4.1. Configuración MPC / Reglas

La primera configuración del EMS a estudiar posee una estructura jerárquica compuesta por un MPC en el nivel superior y un controlador a base de reglas en el inferior. Esta configuración se utiliza como caso base para evaluar el desempeño del resto de controladores propuestos y concluir si las modificaciones implementadas en las otras configuraciones resultaron beneficiosas. Los resultados de esta sección se obtuvieron simulando 7 días de operación de la micro-red, sin embargo, las gráficas solo abarcan 3 días para facilitar la visualización.

En la Figura 5.6 se presenta la potencia intercambiada con el DNO cuando se usa MPC/Reglas. En esta figura se grafica en color verde la potencia que habría intercambiado el sistema de tres micro-redes si no se utilizaba el EMS, es decir, la potencia neta resultante al restar el consumo total y la generación total. En rojo se muestra la potencia que debió haber intercambiado el sistema si toda la operación resultaba tal y como lo esperaba el MPC del nivel superior, en contraste, la potencia que se intercambiaba realmente con el DNO se representa con la curva azul segmentada.

Al observar los resultados de la Figura 5.6, lo primero que se puede denotar es que existen puntos donde la potencia intercambiada (curva azul) es negativa. Un valor negativo en esta curva da a entender que en ese punto el sistema tuvo un exceso de energía que no pudo distribuir y se vio en la necesidad de entregarla a la red principal. Este hecho contradice las restricciones definidas en el controlador del nivel superior, sin embargo, este controlador nunca esperó que fuera necesario vender puesto que P_{DNO}^{ref} nunca baja de cero.

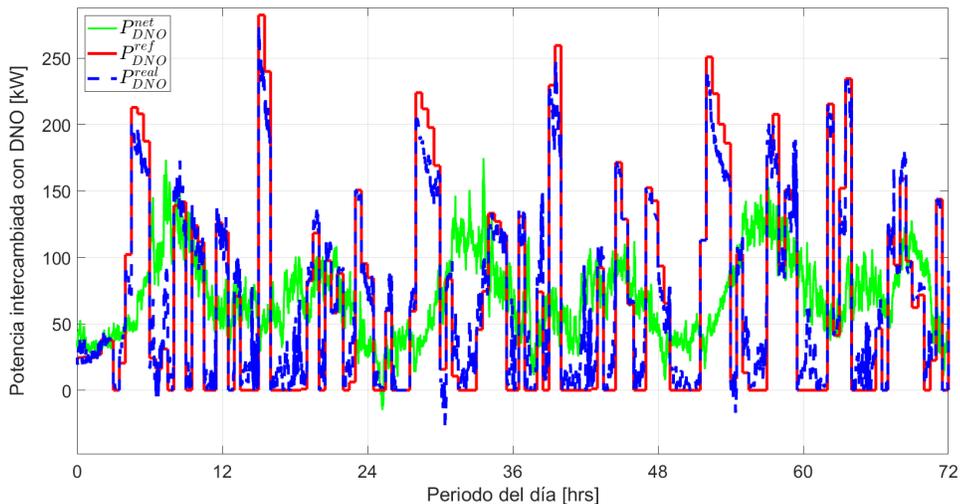


Figura 5.6: Potencia intercambiada con el DNO al usar MPC/Reglas.

La diferencia entre lo que esperaba el controlador superior y lo que realmente sucede se debe a que las predicciones que utiliza no son completamente certeras y el controlador basado en reglas tuvo que responder a una situación distinta a la esperada. Este problema se puede solucionar fácilmente implementando un controlador robusto en el nivel superior como se hizo originalmente en [4] pero, para verificar que el error se debe a las predicciones es necesario estudiar las otras variables del sistema. Si todas las otras variables (estado de carga, potencia intercambiada con otras micro-redes) tuvieron un comportamiento consistente en ambos controladores el problema debería solo recaer en las predicciones de los datos.

En la Figura 5.7 se presenta la potencia que intercambi6 cada micro-red con el resto del sistema. La curva de color verde representa la potencia neta la micro-red (consumo menos generaci6n), en rojo est6 la referencia entregada por el MPC del nivel superior. Finalmente, la curva segmentada de color azul representa la potencia que intercambi6 realmente cada micro-red con el sistema. Al observar esta figura, se puede intuir que el controlador a base de reglas sigui6 bien la referencia que recibio, sin embargo, para concluir esto tambi6n es necesario revisar la m6trica de error.

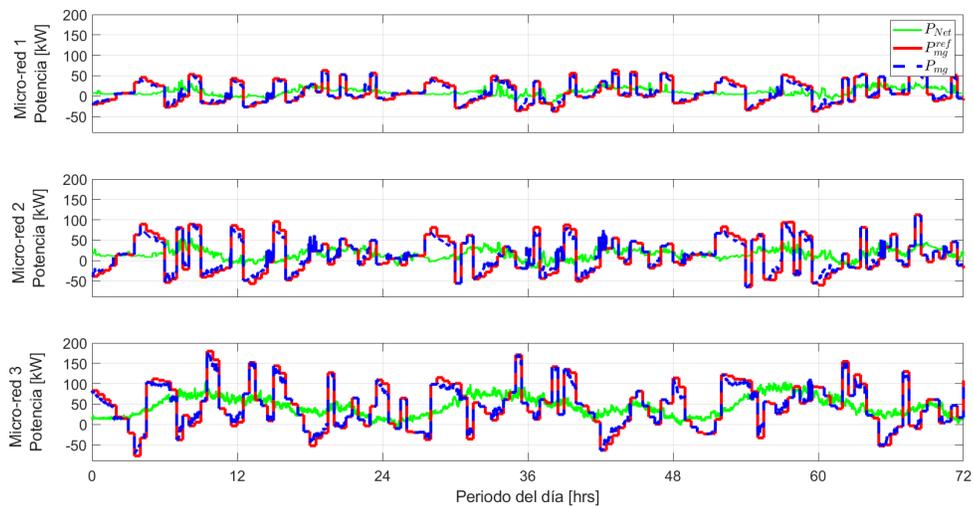


Figura 5.7: Potencia intercambiada por cada micro-red con el resto.

La potencia que se carg6 y descarg6 en el banco de baterias (BESS en ingl6s) se presenta en la Figura 5.8. En esta figura la bateria se carga cuando el valor de P_B es negativo y se descarga cuando es positivo. En color azul se presenta la potencia que se carg6 o descarg6 realmente en la micro-red, por otro lado, en color verde se grafica la potencia que el controlador superior esperaba se cargara o descargara.

Comparando las curvas verde y azul de la Figura 5.8 se puede concluir que el controlador por reglas sigui6 el comportamiento que esperaba el MPC del nivel superior en la mayor parte de la operaci6n. Finalmente, las curvas de color rojo representan los l6mites establecidos por las restricciones del problema de optimizaci6n y permiten corroborar que el EMS se mantuvo de los rangos de operaci6n definidos.

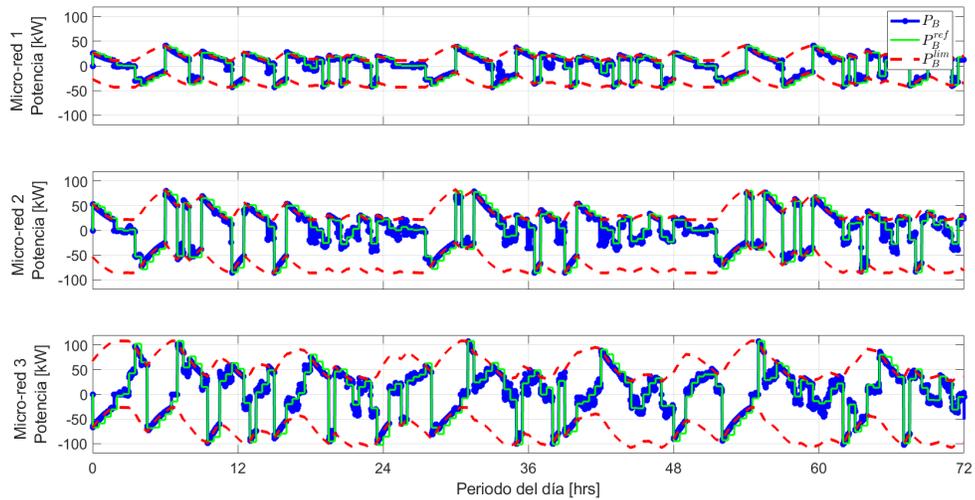


Figura 5.8: Potencia cargada o descargada en BESS de cada micro-red.

La gráfica presentada en la Figura 5.9 describe el estado de carga del BESS instalado en cada micro-red. Esta figura utiliza la misma secuencia de colores que la de la figura 5.8, es decir, la curva azul es el valor real, la verde el valor esperado por el nivel superior y la roja los límites de operación. Al igual que los resultados anteriores, esta curva no presenta ningún patrón distinguible pero se puede ver que hay concordancia entre el valor esperado por el controlador superior y el real.

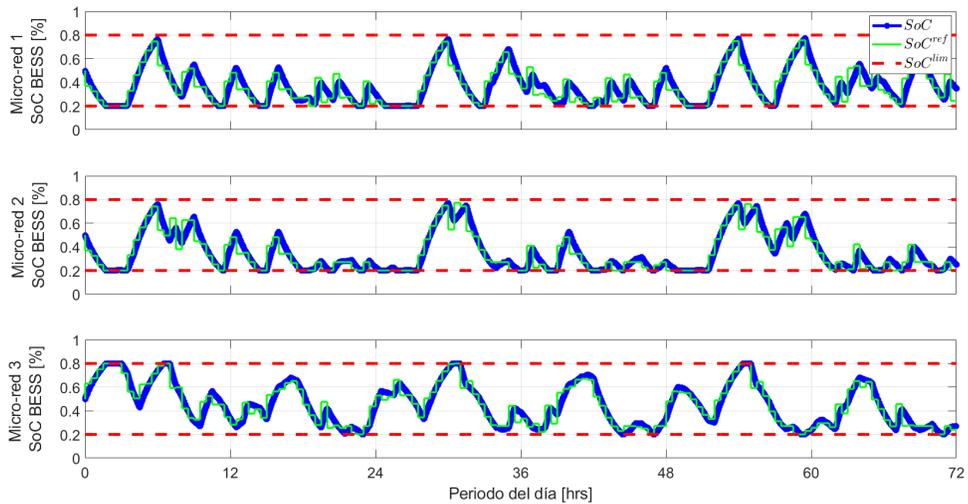


Figura 5.9: Estado de carga (SoC) del BESS en cada micro-red.

Dado que no hay mayor diferencia entre ambos controladores en las gráficas, es necesario observar el error de seguimiento de referencia de $P_{mg}^{ref,i}$ para ver si las predicciones de los modelos del nivel superior generaron el problema de exceso de energía. Tanto el error de seguimiento como las otras métricas presentadas en la sección 5.2.2 se muestran en la Tabla 5.8 para todas las micro-redes.

Tabla 5.8: Métricas de desempeño al utilizar la configuración MPC/Reglas.

Micro-red	Configuración	RMSE $P_{mg}^{ref,i}$	EFC [Ciclo/Día]	LPSP	LF
Micro-red 1	MPC/Reglas	6.43 kW	1.93	30.52 %	0.12
Micro-red 2	MPC/Reglas	10.65 kW	1.74	26.74 %	0.13
Micro-red 3	MPC/Reglas	10.31 kW	1.73	15.12 %	0.22

De los resultados de la Tabla 5.8, se puede observar que el error de seguimiento de referencia es mayor para la segunda y tercera micro-red. Esto se debe en parte a que los valores de referencia para estas micro-redes son mayores que para la primera debido a que su consumo y generación es mayor (60 viviendas y un colegio respectivamente). Sin embargo, al volver a la Figura 5.7 se observa que los valores máximos de las referencias entregadas por el MPC del nivel superior (en rojo) están en el orden de los 50, 100 y 180 kW respectivamente. Ajustando los errores por estos valores se tiene que los errores porcentuales son 12.86 %, 10.65 % y 5.75 % correspondientemente. Este ajuste a error porcentual demuestra que el peor seguimiento se tuvo en la primera micro-red, por lo que esta y la segunda son las que menos coordinan con el MPC del nivel superior. Es debido a esta diferencia que se genera un exceso de energía en el sistema, lo que a su vez obliga a vender al DNO.

Volviendo a las otras métricas de la Tabla 5.8, se puede observar que esta configuración realiza casi dos ciclos de carga y descarga completa en cada micro-red, lo que va por sobre el mínimo recomendado en [40] de un ciclo por día. Por otro lado, los valores de LPSP superan el 10 % recomendado en [43], esto significa que la micro-red no está siendo capaz de suplir la energía que le falta con el banco de baterías.

En este caso de la Tabla 5.8 ocurre que se está usando mucho el banco de baterías lo que deja un *SoC* bajo durante la mayoría de la operación, detalle que se puede observar en la Figura 5.9 donde los bancos de baterías de las primeras dos micro-redes tienen un *SoC* menor a 0.5 la mayoría del tiempo. Finalmente, el factor de carga (LF) en las tres micro-redes da a entender que la potencia intercambiada es menos constante en la tercera micro-red que en el resto.

Finalmente, en la Tabla 5.9 se presentan los resultados de las métricas descritas en la sección 5.2.3 que buscan evaluar el desempeño general de la configuración completa. Estas métricas corresponden al costo de operación y el error entre la potencia intercambiada con el DNO y la potencia que el controlador superior esperaba comprar. Es importante mencionar que los costos se calculan para todas las micro-redes, cuyo consumo total equivale al de 90 viviendas y un colegio.

Tabla 5.9: Métricas de desempeño general al usar MPC/Reglas.

Configuración	Costo Operación [CLP]	RMSE de Pot. Comprada
MPC/Reglas	\$1,012,571	18.36 kW

Volviendo a la Figura 5.6 se puede notar que el máximo valor de potencia que esperaba comprar el controlador del nivel superior era cercano a los 280 kW. Usando este valor para ajustar el error presentado en la Tabla 5.9 se tiene un RMSE porcentual de un 6.55 % entre ambas curvas. Estas dos métricas serán comparadas con las de las otras configuraciones más adelante en este capítulo.

5.4.2. Configuración MPC / MPC

La segunda configuración para el EMS presentada en este trabajo utiliza el mismo controlador de la configuración anterior para el nivel superior, sin embargo, ahora se tiene que el controlador local de cada micro-red corresponde a un MPC como el descrito en la Sección 4.3.3 que no realiza gestión de demanda. Este MPC opera con un tiempo de muestreo de 1 minuto y utiliza predicciones a 15 pasos en el futuro para gestionar la potencia que se carga o descarga en el banco de baterías de su micro-red correspondiente. La idea detrás de este cambio de controladores es probar si es posible reemplazar el controlador por reglas por uno óptimo y mejorar el desempeño del EMS.

En la Figura 5.10 se presenta la potencia intercambiada con el DNO cuando se usa la nueva configuración. Al igual que para la configuración anterior, en esta figura se representa con color verde la potencia neta del sistema P_{DNO}^{Net} , en rojo la potencia que esperaba comprar el MPC del nivel superior P_{DNO}^{ref} y en azul la potencia que se compró realmente bajo el control del nuevo MPC local en cada micro-red P_{DNO}^{real} . Con esta nueva configuración se puede apreciar que no hay mucho cambio en los resultados presentados en la gráfica, uno de los pocos cambios se da particularmente en torno a las 36 horas de operación donde la curva tiene menos variación que en la configuración MPC/Reglas. Otro detalle es que todavía se presentan casos donde la potencia comprada es negativa debido al exceso de energía. El hecho que este problema siga presente en una nueva configuración indica que este detalle no se debe al uso de un controlador por reglas, sino que a un problema en la coordinación de los dos niveles de por sí.

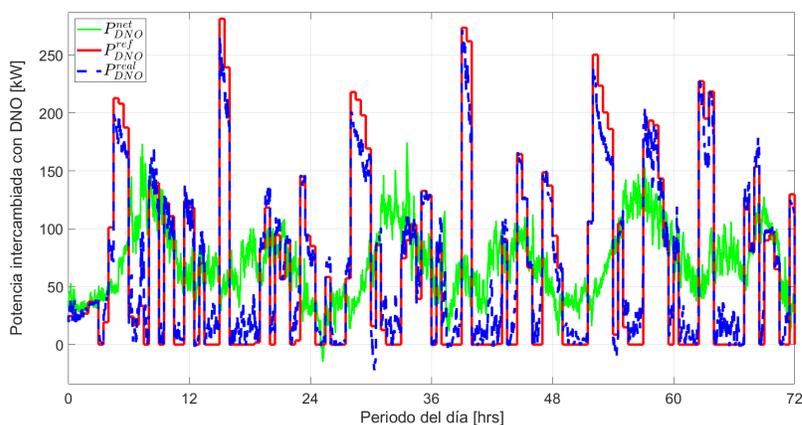


Figura 5.10: Potencia intercambiada con el DNO al usar MPC/MPC.

Al igual que para la configuración anterior, es necesario revisar cuan coordinados se encuentran ambos controladores respecto a las otras gráficas y métricas. La Figura 5.11 presenta la potencia intercambiada por cada micro-red P_{mg}^i , donde un valor negativo significa que dicha micro-red está entregando energía al resto y un valor positivo es que está recibiendo. Al igual que para la configuración anterior, se tiene que la curva verde es la potencia neta de la micro-red y las curvas roja y azul corresponden a la referencia entregada por el nivel superior y el valor real.

El seguimiento de las referencias en la Figura 5.11 tiene un comportamiento similar al de la configuración MPC/Reglas (Figura 5.6) aunque hay ciertas diferencias, por ejemplo, la configuración MPC/MPC compra menos energía en la hora 60 de operación. Si no se observan este tipo de detalles, las similitudes entre las gráficas podría llevar a considerar que ambas configuraciones, MPC/Reglas y MPC/MPC, deberían tener un desempeño bastante similar. Lo importante es destacar que no se puede corroborar la similitud hasta haber estudiado las otras métricas

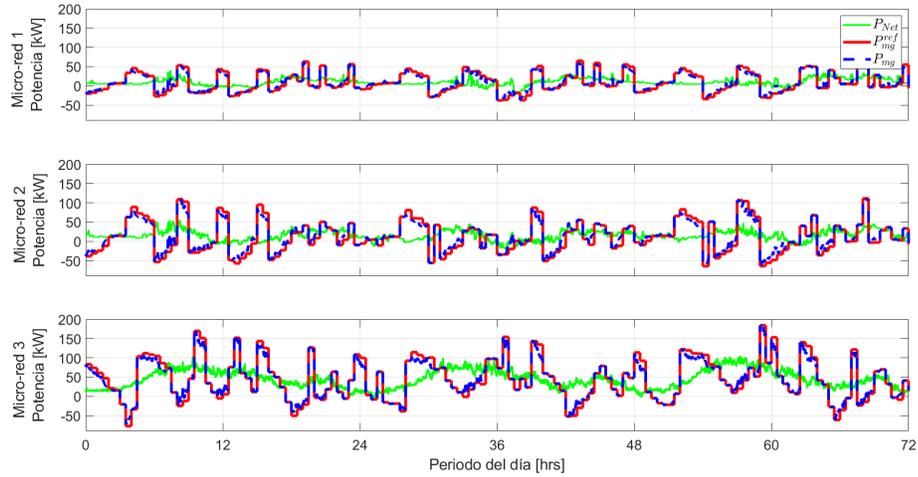


Figura 5.11: Potencia intercambiada por cada micro-red con el resto.

En la Figura 5.12, se presenta como P_B la potencia que es cargada y descargada de los bancos de baterías en cada micro-red. Al igual que para la configuración anterior se tiene que la curva azul es la potencia real elegida por el control local. Las curvas verde y roja corresponden a la potencia que esperaba cargar o descargar el controlador del nivel superior P_B^{ref} y los límites físicos impuestos en las restricciones P_B^{lim} . Comparando estos resultados con los de la Figura 5.8 se pueden observar leves cambios durante la operación. Se puede concluir de estos resultados que los controladores regulan esta variable y la mantienen dentro de los límites aceptados.

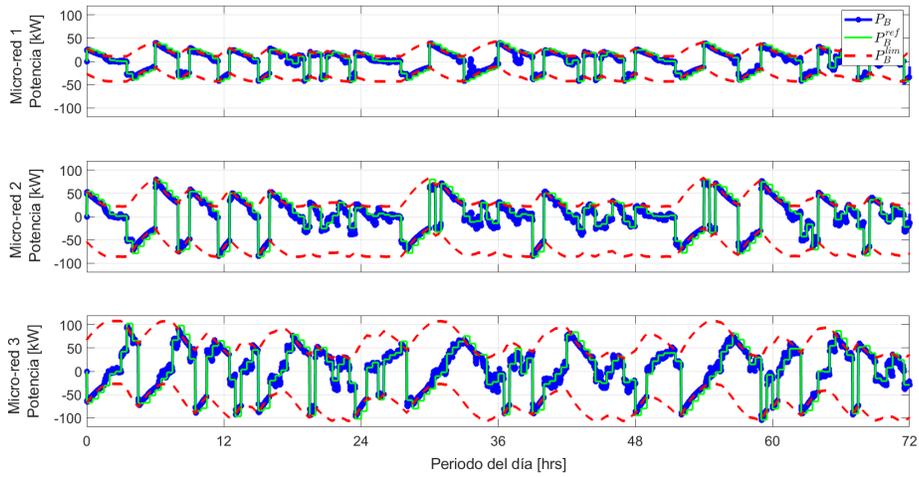


Figura 5.12: Potencia cargada o descargada en BESS de cada micro-red.

La Figura 5.13 muestra la evolución del estado de carga (SoC) en los bancos de baterías de las micro-redes. Nuevamente se tiene que la curva azul representa el valor real y la verde la estimación que tenía el controlador del nivel superior. Se puede observar también que ambas curvas se encuentran dentro de los límites establecidos por la curva roja SoC^{lim} . Al comparar estos resultados con los de la Figura 5.9 se puede establecer que los controladores difieren poco en su gestión del banco de baterías. Esto último refuerza la teoría de que las configuraciones MPC/Reglas y MPC/MPC tienen desempeños similares.

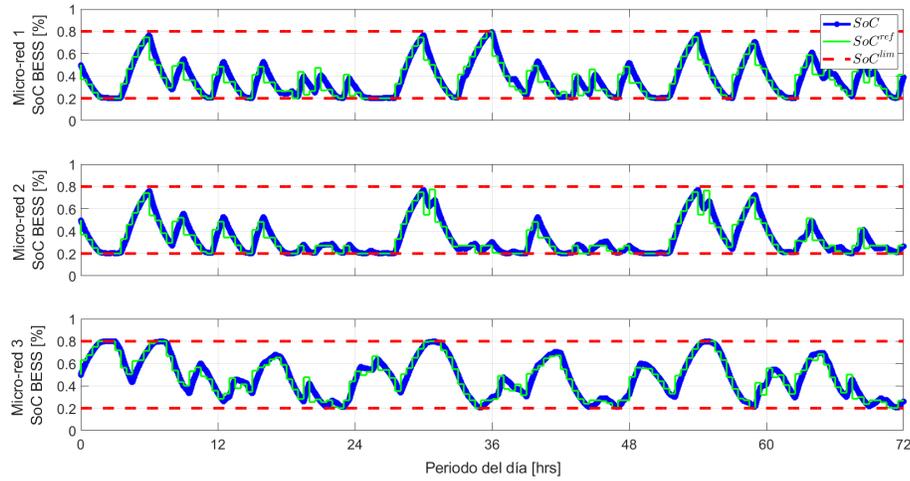


Figura 5.13: Estado de carga (SoC) del BESS en cada micro-red.

Para establecer las diferencias entre las dos configuraciones, es necesario revisar las métricas que se obtuvieron con la configuración MPC/MPC. Estos resultados se condensan en la Tabla 5.10 y al contrastarlos con los de la configuración MPC/Reglas se puede establecer que las diferencias son mínimas. Dado que las mejores métricas varían poco para ambas configuraciones se puede concluir que estas tienen un desempeño similar a nivel micro-red, sin embargo, todavía queda evaluar las métricas de generales.

Tabla 5.10: Métricas de desempeño al utilizar la configuración MPC/MPC.

Micro-red	Configuración	RMSE $P_{mg}^{ref,i}$	EFC [Ciclo/Día]	LPSP	LF
Micro-red 1	MPC/Reglas	6.43 kW	1.93	30.52 %	0.12
Micro-red 1	MPC/MPC	6.29 kW	1.87	30.12 %	0.12
Micro-red 2	MPC/Reglas	10.65 kW	1.74	26.74 %	0.13
Micro-red 2	MPC/MPC	10.35 kW	1.63	27.41 %	0.11
Micro-red 3	MPC/Reglas	10.31 kW	1.73	15.12 %	0.22
Micro-red 3	MPC/MPC	10.49 kW	1.71	14.62 %	0.22

La Tabla 5.11 muestra el costo de operación y el error entre la potencia comprada y la que el controlador del nivel superior esperaba comparar. Comparando estos resultados con los de la configuración MPC/Reglas se puede concluir que la configuración MPC/MPC reduce el costo en un 0.28 % y tiene mejor coordinación entre los controladores a la hora de comprar energía. Sin embargo, estas mejoras son bastante leves como para ser notadas en una gráfica.

Tabla 5.11: Métricas de desempeño general al usar MPC/MPC.

Configuración	Costo Operación [CLP]	RMSE de Pot. Comprada
MPC/Reglas	\$1,012,571	18.36 kW
MPC/MPC	\$1,009,736	18.20 kW

Dado que los resultados fueron muy similares al usar las primeras dos configuraciones, se considera ahora una estrategia de gestión de demanda. Esta estrategia se usa solamente a nivel local y más adelante se utiliza en ambos niveles de control.

5.4.3. Configuración MPC / MPC-DSM

La tercera configuración incluye gestión de la demanda a nivel local por lo que añade una tercera variable al problema de optimización por lo que se agrega una nueva gráfica de desplazamiento de demanda y una nueva métrica para ver cuánto varió el consumo total. Como el nombre indica, esta configuración se diferencia de la anterior porque ahora se modifica la estructura del problema de optimización local para incluir una estrategia de gestión de demanda (DSM). El controlador del nivel superior se mantiene de la misma forma pero el controlador de nivel local se modifica tal y como se muestra en la Sección 4.3.6.

La potencia que compra el sistema al DNO se muestra en la Figura 5.14. Nuevamente se utiliza el color verde para la potencia neta del sistema P_{DNO}^{Net} , el rojo para la estimación del nivel superior P_{DNO}^{ref} y el azul para la compra real P_{DNO}^{real} . En esta figura se observa que hay puntos donde se tiene exceso de energía (curva azul negativa), sin embargo, son menos y con menor magnitud que los mostrados en las configuraciones MPC/Reglas y MPC/MPC. Otro detalle que se puede destacar es que a las 36 horas de operación hay una variación menos drástica de potencia que la presentada en la Figura 5.10 y que las curvas azul y roja son notoriamente mejores, lo que significa que los controladores locales se encuentran más coordinados con el MPC superior. Estos resultados indican que hay un mejor uso de los recursos de las micro-redes para mejorar el seguimiento de las referencias cuando hay gestión de demanda. Sin embargo, para corroborar esta hipótesis es necesario observar el comportamiento de las otras variables involucradas en este sistema y las tablas con las métricas de evaluación.

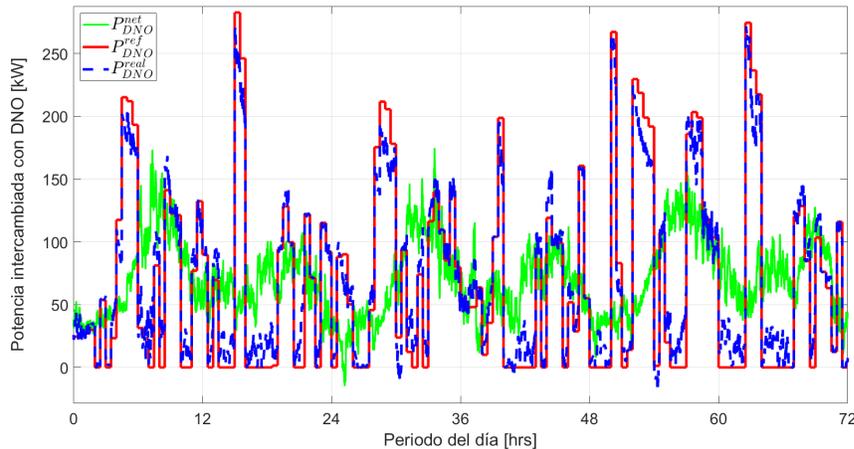


Figura 5.14: Potencia intercambiada con el DNO al usar MPC/MPC-DSM.

La potencia intercambiada por cada micro-red se presenta en la Figura 5.15. En esta figura se observa que no existen mayores diferencias en términos de la magnitud de la potencia que se intercambia, sin embargo, se pueden destacar ciertos detalles. Por ejemplo, la configuración MPC/MPC-DSM hace mayor uso de la primera micro-red que la configuración MPC/MPC. Esto se puede observar al comparar las variaciones de las curvas respecto al cero (donde significa no hay intercambio) en el periodo alrededor de las 48 horas de operación, donde la configuración MPC/MPC se mantiene

constante en torno a cero para las primeras dos micro-redes.

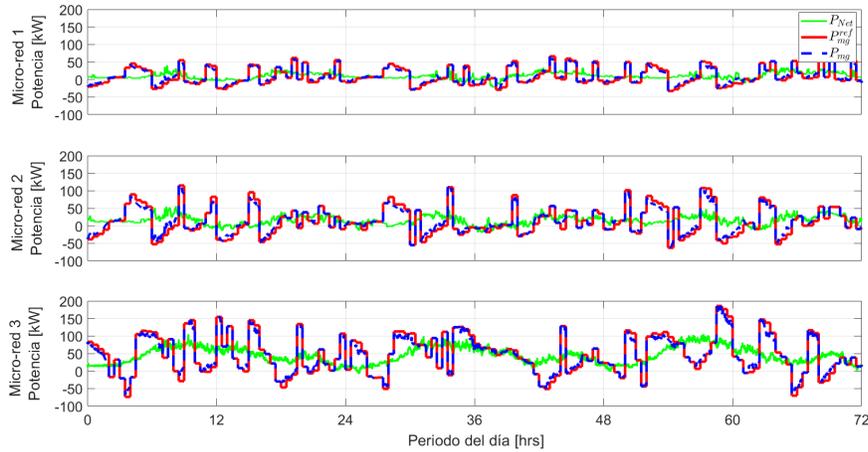


Figura 5.15: Potencia intercambiada por cada micro-red con el resto.

En la Figura 5.16 se presenta la potencia que fue cargada y descargada del banco de baterías P_B con la nueva configuración. Al comparar esta figura con las de MPC/Reglas y MPC/MPC no hay mayores diferencias que denotar, sin embargo, hay ciertos detalles que vale la pena mencionar. El detalle más notorio es que hay un periodo donde la potencia intercambiada por el banco de baterías de la tercera micro-red es igual a cero y se mantiene constante. Este periodo parte en torno a las 36 horas (12:00 del segundo día) hasta las 42 horas (18:00 del mismo día) cuando se usa la configuración MPC/MPC-DSM. Observando ahora las Figuras 5.8 y 5.12 correspondientes a las otras configuraciones se puede observar que durante ese periodo hay varios ciclos de carga y descarga, lo que significa que la nueva configuración MPC/MPC-DSM tiene medio día sin uso del banco de baterías.

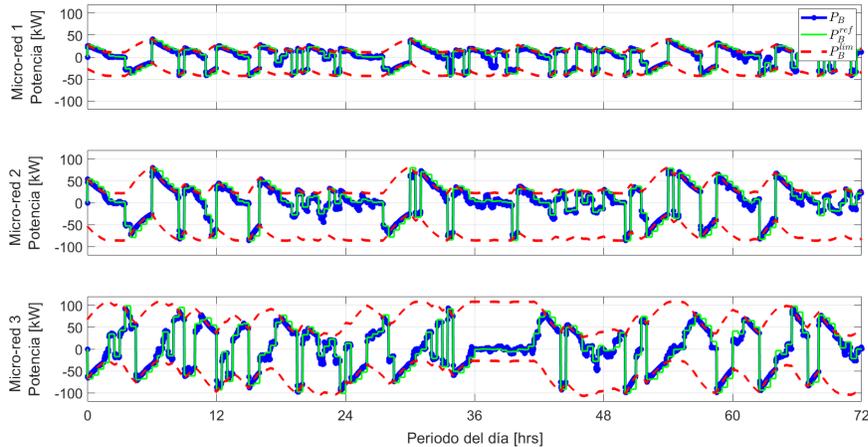


Figura 5.16: Potencia cargada o descargada en BESS de cada micro-red.

El hecho de que la configuración MPC/MPC-DSM no tenga un mejor uso del banco de baterías instalado en la tercera micro-red no significa que hubo un peor uso de recursos energéticos en las otras micro-redes. De hecho, hay periodos de operación en las otras micro-redes hay mayor intercambio de energía en el banco de baterías, un ejemplo de esto se da entre las 48 y 56 horas de la segunda micro-red.

La Figura 5.17 muestra el estado de carga SoC de los bancos de baterías instalados en cada micro-red. La curva de color azul es el valor real SoC , la verde es el estado de carga esperado por el nivel superior SoC^{ref} y el rojo los límites de operación SoC^{lim} . Al comparar este resultado con los de las anteriores configuraciones se puede apreciar que disminuye el número de ciclos completos de carga y descarga observables. Un ejemplo de esto se presenta al contrastar el resultado de la configuración actual con la Figura 5.9 asociada a la configuración MPC/MPC.

En los resultados de la primera micro-red de la figura 5.9 se pueden observar dos ciclos donde se carga y descarga completamente el banco de baterías entre las 24 y 36 horas de operación, mientras que en la figura 5.17 se tiene solo uno centrado en las 30 horas. Este periodo corresponde a la noche del segundo día y termina a la hora donde comúnmente empieza a subir el consumo (06:00 am) porque la gente empieza a levantarse.

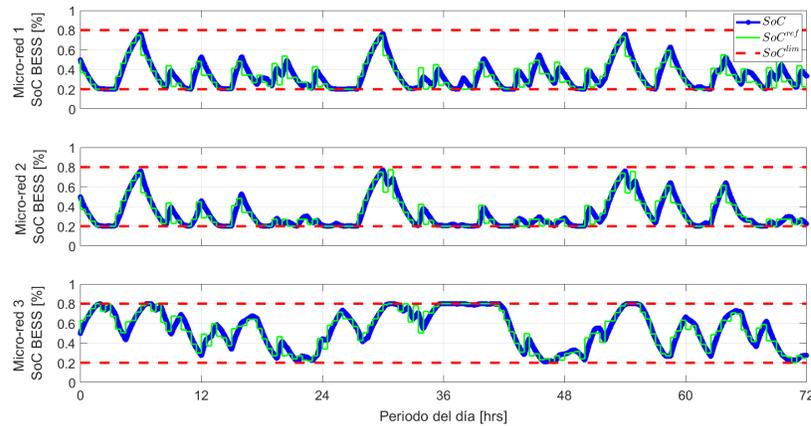


Figura 5.17: Potencia cargada o descargada en BESS de cada micro-red.

La última gráfica corresponde a la Figura 5.18 donde se muestra el factor de desplazamiento de demanda aplicado a cada micro-red en color rojo y el patrón de costos de energía de la Tabla 5.3 en color negro. Estos datos fueron promediados cada media hora debido a su alta variación, se redujo también la cantidad de días graficados a tres para facilitar la interpretación. En esta figura, un factor de desplazamiento mayor a uno significa que se aumentó la demanda en dicho periodo, similarmente, un factor menor a uno significa que se redujo.

Los resultados de la Figura 5.18 no parecen tener un patrón específico sin embargo, se puede discernir ciertos comportamientos. El primer comportamiento observable en todas las micro-redes es que, en los periodos de menor costo, se tiene un factor de desplazamiento que en promedio se acerca más al límite superior de la restricción. El otro comportamiento que se puede apreciar es completamente opuesto al anterior, es decir, cuando hay mayor costo el factor de desplazamiento tiende a estar más cerca del uno. Ambos comportamientos corresponden al efecto rebote descrito anteriormente en la Sección 3.2 donde la demanda total se mantiene pero sus puntos de mayor consumo se ven desplazados.

El efecto de la nueva configuración de EMS con DSM local parece indicar una mejor coordinación entre los dos niveles de control y también un mejor uso de los recursos de la primera micro-red. Para verificar tanto esto como la de reducción del número de ciclos completos es necesario revisar las métricas presentadas en la Tabla 5.12.

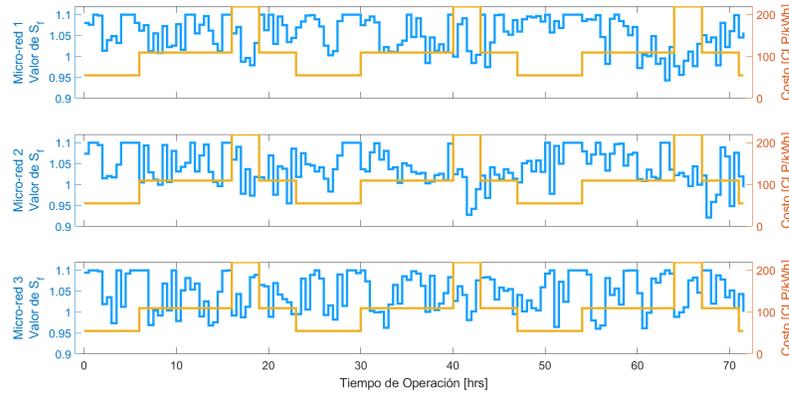


Figura 5.18: Factor de desplazamiento de demanda para cada micro-red y costo energético.

Lo primero que se puede corroborar al observar la Tabla 5.12 es que efectivamente hubo una reducción en el error del seguimiento de la referencia P_{mg}^{ref} comparado a lo que se muestra en los resultados de las configuraciones anteriores. Este resultado ratifica que la nueva configuración presentó mejor coordinación entre ambos niveles de control. Por otro lado, se puede establecer que la cantidad de ciclos equivalentes de cada micro-red bajó levemente en la segunda y tercera micro-red pero aumentó para la primera. Este resultado contradice lo que se esperaba en base al análisis de la figura 5.17 de esta configuración. Esta contradicción se debe a que la métrica se calcula a partir de la suma de la potencia descargada lo que significa que hubo más potencia descargada que en las configuraciones anteriores.

Tabla 5.12: Métricas de desempeño al utilizar MPC/MPC-DSM.

Micro-red	Configuración	RMSE $P_{mg}^{ref,i}$	EFC [Ciclo/Día]	LPSP	LF	ΔP_{Dem}
Micro-red 1	MPC/Reglas	6.43 kW	1.93	30.52 %	0.12	–
Micro-red 1	MPC/MPC	6.29 kW	1.87	30.12 %	0.12	–
Micro-red 1	MPC/MPC-DSM	5.94 kW	1.92	32.48 %	0.12	+3.39 %
Micro-red 2	MPC/Reglas	10.65 kW	1.74	26.74 %	0.13	–
Micro-red 2	MPC/MPC	10.35 kW	1.63	27.41 %	0.11	–
Micro-red 2	MPC/MPC-DSM	9.00 kW	1.61	27.91 %	0.13	+3.15 %
Micro-red 3	MPC/Reglas	10.31 kW	1.73	15.12 %	0.22	–
Micro-red 3	MPC/MPC	10.49 kW	1.71	14.62 %	0.22	–
Micro-red 3	MPC/MPC-DSM	9.62 kW	1.66	15.18 %	0.22	+3.97

Al estudiar el resto de las métricas presentadas en 5.12 se puede apreciar que el LPSP se mantiene por sobre el 10% recomendado e incluso aumenta en todas las micro-redes al compararlo con la configuración anterior. El factor de carga se mantuvo igual que en las configuraciones anteriores, lo que indica que la potencia intercambiada sigue lejos de ser constante. Por otra parte, al estudiar ΔP_{Dem} se puede observar claramente que la demanda total subió un 3% en todas las micro-redes, esto es consistente con la restricción del MPC local que busca no reducir dicho consumo.

Finalmente, la Tabla 5.13 presenta el costo de operación y el error entre ambos controladores respecto a la potencia comprada. Al comparar estos resultados con los de las configuraciones MPC/Reglas y MPC/MPC se puede apreciar que la configuración MPC/MPC-DSM tuvo un menor error y mayor costo que las demás. Esto permite concluir que la estrategia de gestión de demanda permite mejorar la coordinación entre los dos niveles pero a cambio aumenta drásticamente la demanda y terminó con mayor costos. Es por este motivo que se propone la última configuración del EMS.

Tabla 5.13: Métricas de desempeño general al usar MPC/MPC-DSM.

Configuración	Costo Operación [CLP]	RMSE de Pot. Comprada
MPC/Reglas	\$1,012,571	18.36 kW
MPC/MPC	\$1,009,736	18.20 kW
MPC/MPC-DSM	\$1,068,162	17.51 kW

5.4.4. Configuración MPC-DSM / MPC-DSM

La cuarta configuración propuesta para el EMS utiliza estrategias de gestión de demanda en ambos niveles de control. Para evitar problemas de coordinación se establece una señal de referencia entre ambos controladores, dicha señal corresponde a un valor del factor de desplazamiento que debe seguir el controlador local. La idea detrás de esta modificación es que el nivel superior tenga en consideración que la demanda es una variable manipulada y pueda moverla más efectivamente a puntos donde el costo sea menor. El controlador del nivel inferior se mantiene de la misma forma que la configuración anterior, solo que recibe una referencia a seguir.

Al igual que para las otras configuraciones, la Figura 5.19 presenta la potencia que intercambié el EMS con el operador de la red principal. En esta figura se puede notar que hubo una mejora en términos de coordinación, esto pues la potencia que se compró (azul) coincide con la que el controlador superior esperaba comprar (rojo). Se puede destacar también que no hay puntos donde la potencia sea negativa, lo que significa que nunca hay energía de sobra en el sistema y todo lo que se genera se consume entre las tres micro-redes.

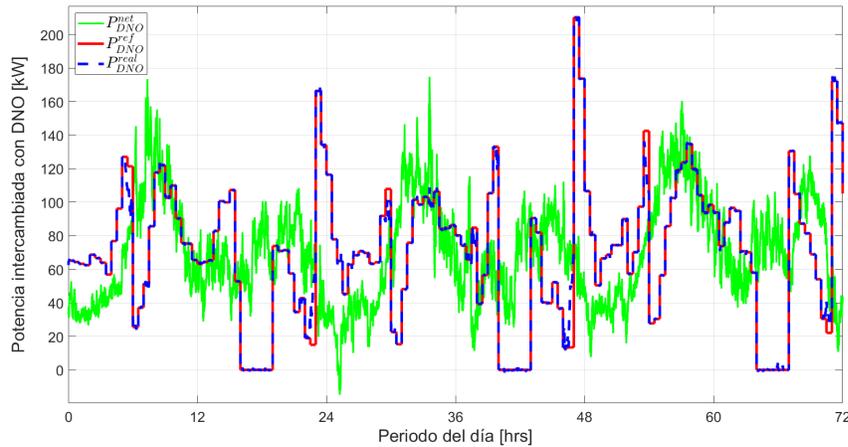


Figura 5.19: Intercambio con el DNO usando MPC-DSM/MPC-DSM.

Los resultados de la Figura 5.19 también muestran patrones de comportamiento. El primero se puede observar todos los días en torno a las 18:00 horas. A esa hora siempre hay un periodo donde no se compra energía, dicho periodo coincide exactamente con el horario de mayor costo energético establecido en la Tabla 5.3. Esto significa que la configuración MPC-DSM/MPC-DSM es capaz de predecir los periodos donde es más caro comprar energía y gestionar debidamente los recursos energéticos de todas las micro-redes para cubrir el consumo completo.

Un segundo patrón de comportamiento se establece en los peak de potencia neta (color verde), donde el controlador logra reducir la cantidad de energía que se compra. Este resultado se debe a la gestión de demanda realizada en ambos niveles de control, puesto que un efecto típico de estas estrategias es el de reducir los peak de consumo y distribuirlos en el tiempo.

Dado el buen desempeño de la configuración MPC-DSM/MPC-DSM, es posible que esta configuración sea la mejor de las cuatro que fueron propuestas en este trabajo. Para corroborarlo debe observar el desempeño de las otras variables. La primera variable se presenta en la Figura 5.20, donde se grafica la potencia intercambiada por cada micro-red. Se puede observar en la figura es que hay una reducción de la magnitud de potencia intercambiada. Comparado con las Figuras 5.7, 5.11 y 5.15, donde se alcanzan potencias del orden de 180 kW para la tercera micro-red, la configuración MPC-DSM/MPC-DSM presenta magnitudes menores a 150 kW para la misma. Esta reducción en la magnitud indica un aumento en el factor de carga y un mayor uso de los recursos energéticos locales dentro de cada micro-red.

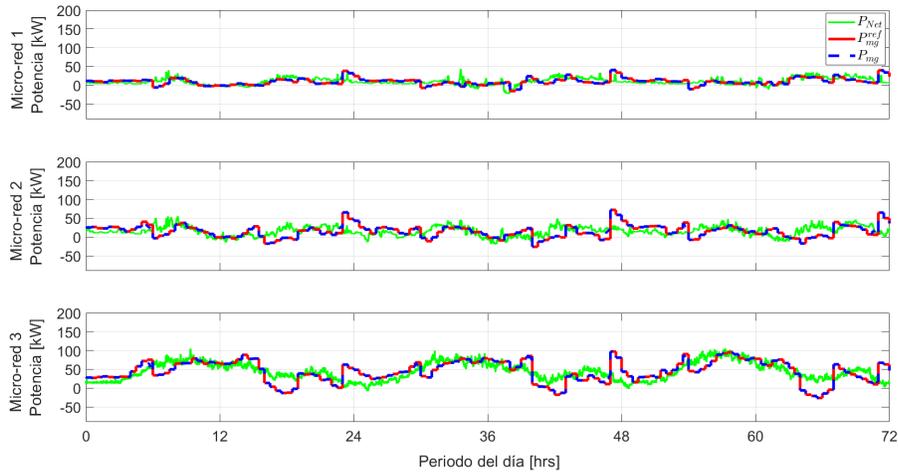


Figura 5.20: Potencia intercambiada por cada micro-red con el resto.

En la Figura 5.21, se muestra la potencia que carga o descarga cada micro-red en su banco de baterías P_B . Lo primero que se puede notar es tanto el controlador del nivel superior (verde) como el controlador local utilizaron menos el banco de baterías. Esta afirmación se basa en que las curvas son más planas que en las configuraciones anteriores y se encuentran centradas en cero. Esto indica que gran parte del buen desempeño de la configuración MPC-DSM/MPC-DSM se debe principalmente a la estrategia de gestión de demanda y un uso más conservador del banco de baterías.

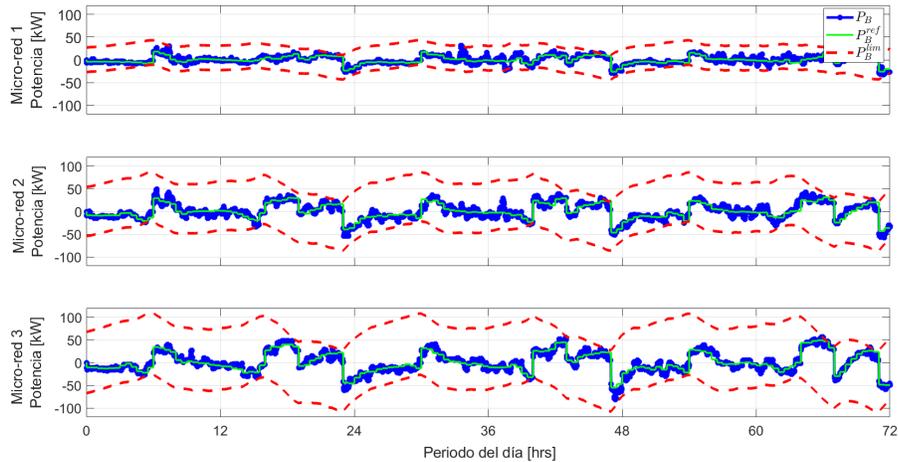


Figura 5.21: Potencia cargada o descargada en BESS de cada micro-red.

La evolución del estado de carga de los bancos de baterías SoC para esta configuración se presentan en la Figura 5.22. En esta gráfica se puede nota un patrón cíclico de carga y descarga para todos los días de operación, algo que no se daba con las configuraciones anteriores. Este patrón comienza con un periodo de carga entre las 00:00 y las 06:00 horas donde el costo de comprar energía es más barato. Luego hay un periodo de descarga entre las 06:00 y las 12:00 que corresponde a un periodo de alto consumo por la gente que se levanta para ir a trabajar. Entre las 12:00 y las 16:00 se carga completamente el banco de baterías para luego descargarlo todo durante el periodo de mayor costo energético, el cual se da entre las 16:00 y 19:00 por la gente que vuelve del trabajo. Finalmente, se reinicia el ciclo cargando nuevamente el banco de baterías entre las 00:00 y las 06:00 horas del día siguiente.

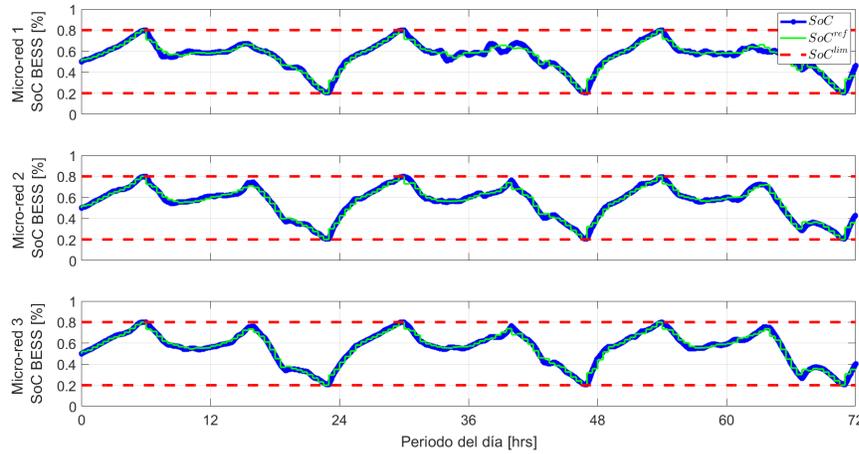


Figura 5.22: Potencia cargada o descargada en BESS de cada micro-red.

El efecto de la gestión de demanda realizada en esta configuración se muestra en la Figura 5.23. En esta gráfica se aprecia que el factor de desplazamiento (rojo) se mantuvo mucho más constante que en el caso de la configuración anterior. La tercera micro-red en particular es la que presenta menos cambios de demanda. Este cambio en el comportamiento comparado al de la configuración anterior se debe a que ahora el nivel supervisor tiene control sobre el cambio de la demanda.

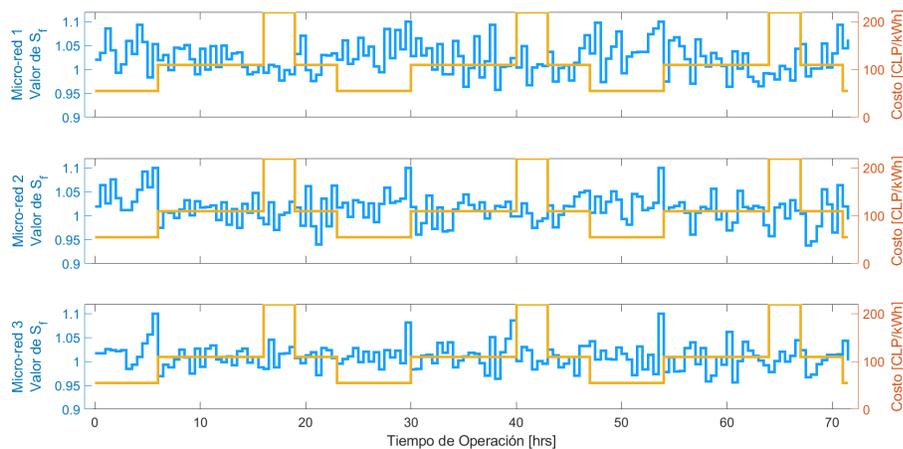


Figura 5.23: Factor de desplazamiento de demanda para cada micro-red.

Para facilitar la comparación entre configuraciones se van a presentar los resultados de las métricas separadas por micro-red. Por otro lado, los resultados generales de cada configuración se presentarán por separado. En la Tabla 5.14, se presentan los resultados de las métricas en las cuatro configuraciones. Lo primero que se puede establecer es que la configuración MPC-DSM/MPC-DSM presenta el menor error de seguimiento de referencia de todas, esto significa que este controlador fue más eficiente en usar los recursos para intercambiar la potencia que le pedía el nivel superior. Por otro lado, se tiene que esta configuración fue la que menos usa el banco de baterías, teniendo alrededor de 0.9 ciclos diarios en todas las micro-redes, valor que se mantiene cerca de lo recomendado pero es una clara reducción a casi la mitad de lo que realiza el resto de las configuraciones.

Tabla 5.14: Métricas de desempeño para todas las configuraciones.

Micro-red	Configuración	RMSE $P_{mg}^{ref,i}$	EFC [Ciclo/Día]	LPSP	LF	ΔP_{Dem}
Micro-red 1	MPC/Reglas	6.43 kW	1.93	30.52 %	0.12	–
Micro-red 1	MPC/MPC	6.29 kW	1.87	30.12 %	0.12	–
Micro-red 1	MPC/MPC-DSM	5.94 kW	1.92	32.48 %	0.12	+3.39 %
Micro-red 1	MPC-DSM/MPC-DSM	1.54 kW	0.89	1.93 %	0.21	+0.77 %
Micro-red 2	MPC/Reglas	10.65 kW	1.74	26.74 %	0.13	–
Micro-red 2	MPC/MPC	10.35 kW	1.63	27.41 %	0.11	–
Micro-red 2	MPC/MPC-DSM	9.00 kW	1.61	27.91 %	0.13	+3.15 %
Micro-red 2	MPC-DSM/MPC-DSM	2.85 kW	0.87	1.90 %	0.24	+0.48 %
Micro-red 3	MPC/Reglas	10.31 kW	1.73	15.12 %	0.22	–
Micro-red 3	MPC/MPC	10.49 kW	1.71	14.62 %	0.22	–
Micro-red 3	MPC/MPC-DSM local	9.62 kW	1.66	15.18 %	0.22	+3.97
Micro-red 3	MPC-DSM/MPC-DSM	2.37 kW	0.88	0.87 %	0.4	+0.8 %

Con respecto a las otras métricas presentadas en la Tabla 5.14, se puede apreciar que la configuración MPC-DSM/MPC-DSM es la única capaz de alcanzar un LPSP menor al 10 % recomendado, lo que significa que hay muy pocas instancias donde hubo deficiencia energética. El menor valor de LPSP se debe a que los bancos de baterías siempre tienen a disposición más energía para entregar con una descarga completa en comparación a las otras configuraciones. Este hecho se puede corroborar al comparar la evolución del estado de carga de la configuración MPC-DSM/MPC-DSM con el resto, donde se observa que esta última configuración tiene un *SoC* mayor durante la operación.

Por otra parte, la cuarta configuración presentó un factor de carga mayor que el resto para las otras micro-redes, lo que significa que el intercambio de energía entre estas fue más constante. Esto también coincide con lo que se observa en la Figura 5.20 que presenta curvas más planas que el resto de configuraciones. Finalmente se debe destacar que esta configuración fue capaz de modificar significativamente la demanda sin aumentar tanto el consumo como se hizo en el caso de MPC/MPC-DSM.

A continuación se presentan los costos de operación y la coordinación que presenta la configuración MPC-DSM/MPC-DSM entre sus niveles de control. Este resultado se presenta en la Tabla 5.15 junto con las otras configuraciones. Aquí se observa que la configuración MPC-DSM/MPC-DSM es la que tiene menos costo de operación, siendo un 1.82 % más barato que la de MPC/Reglas. En términos de coordinación la configuración MPC-DSM/MPC-DSM prueba ser nuevamente la mejor, teniendo menos de la mitad del error presente en MPC/Reglas, lo que significa que se está comprando en la mayoría de los casos la energía que el controlador superior esperaba comprar.

Tabla 5.15: Métricas de desempeño general al usar todas las configuraciones.

Configuración	Costo Operación [CLP]	RMSE de Pot. Comprada
MPC/Reglas	\$1,012,571	18.36 kW
MPC/MPC	\$1,009,736	18.20 kW
MPC/MPC-DSM	\$1,068,162	17.51 kW
MPC-DSM/MPC-DSM	\$994,118	6.02 kW

5.5. Discusión

En este capítulo se presentaron los resultados de las distintas configuraciones del EMS propuesto ante una simulación de un sistema conformado por tres micro-redes. La primera de estas configuraciones utiliza un MPC en el nivel superior de la estructura jerárquica y un controlador basado en reglas para el nivel local. Las siguientes configuraciones se construyeron a partir de ésta, siendo la segunda un EMS donde se reemplaza el controlador basado en reglas por un MPC, la tercera un EMS donde se implementa una estrategia de gestión de demanda a nivel local y la cuarta un EMS que tiene incorporado la gestión de demanda en ambos niveles.

Los resultados entregados por las gráficas y métricas demostraron que la segunda configuración (MPC/MPC) tuvo ligeramente menores costos y mejor coordinación que la primera (MPC/Reglas). Los resultados de cada micro-red también probaron que el EMS mejora al cambiar el controlador basado en Reglas por un MPC local. Por otro lado, la implementación de la tercera configuración (MPC/MPC-DSM) tuvo una mejor coordinación que la segunda (MPC/MPC) pero sube drásticamente los costos. Esto se debió principalmente a que el controlador superior, que es el que considera el precio de la energía en su optimización, no considera que el controlador local estaba modificando la demanda y, como no tenía control sobre esta variable, se terminó aumentando el consumo en todas las micro-redes.

Por último se utiliza la cuarta configuración (MPC-DSM/MPC-DSM) que aplica gestión de demanda en ambos niveles. Esta configuración termina siendo la mejor en términos de costos y coordinación. Sumado a esto tiene mejor desempeño en término de métricas que el resto, lo que hace de esta propuesta la recomendación final de este trabajo.

Con estos resultados, se logra demostrar que la introducción de estrategias de gestión de demanda en la coordinación de micro-redes es capaz de reducir aún más los costos y mejorar la respuesta de los controladores locales ante referencias. También se logra demostrar que es posible implementar una estructura jerárquica donde el control de ambos niveles se realiza con MPC en vez de controladores basados en reglas y que dicho cambio es capaz de mejorar el desempeño del sistema.

Capítulo 6

Conclusiones

En esta tesis se presenta una propuesta de un sistema de gestión de energía (EMS) para coordinación de micro-redes. El sistema propuesto tiene una estructura jerárquica centralizada con dos niveles de control. Para elegir los controladores de cada nivel se propusieron cuatro tipos de configuraciones distintas. Cada configuración se construye a partir de la anterior realizando ligeras modificaciones. Para mejorar el desempeño del EMS, a dos de las cuatro configuraciones se les incorporó una estrategia de gestión de demanda (DSM).

Todas las configuraciones son conformadas por un controlador de nivel superior o nivel red principal y múltiples controladores locales o nivel micro-red. El controlador del nivel superior fue diseñado con un mayor tiempo de muestreo y horizonte de predicción para tomar decisiones a mediano plazo a partir de datos de todas las micro-redes y los costos de operación. Las decisiones del nivel superior se transmitían a cada micro-red por medio de referencias que debían ser seguidas por los controladores locales del nivel inferior. Cada controlador del nivel micro-red se encargaba de manejar las operaciones minuto a minuto de su micro-red correspondiente, gestionando la carga y descarga de su banco de baterías y la demanda de ser posible.

La primera configuración, denominada MPC/Reglas, utiliza un controlador predictivo basado en modelos (MPC) en el nivel superior y un controlador basado en reglas a nivel local. El MPC del nivel superior tiene como objetivo minimizar la cantidad de energía comprada a la red principal considerando restricciones para el balance energético y otras condiciones físicas del sistema. El controlador basado en reglas regula el banco de baterías a partir de mediciones en tiempo real de la demanda y generación, así como también la referencia del nivel superior.

La segunda configuración, denominada MPC/MPC, reemplaza el controlador basado en reglas por un MPC cuyo objetivo es el seguimiento de la referencia y limitar las variaciones en potencia de la batería. La tercera configuración, denominada como MPC/MPC-DSM, agrega una estrategia de gestión de demanda para el MPC local por medio de un factor de desplazamiento que modificaba el consumo en cada momento. Finalmente, la cuarta configuración llamada MPC-DSM/MPC-DSM modifica el MPC del nivel superior para que realice gestión de demanda y usara su factor de desplazamiento como referencia para los controladores locales. Estas cuatro configuraciones fueron puestas a prueba en una simulación de un sistema eléctrico conformado por tres micro-redes interconectadas.

Los resultados de la simulación probaron que la configuración MPC-DSM/MPC-DSM es la que genera el menor costo de operación y presenta mejor coordinación entre los controladores locales y el controlador del nivel superior. Se puede observar también que esta configuración fue la que mejor distribuye la energía para maximizar el auto-consumo y reducir la compra de energía a la red principal.

Con los resultados de este trabajo se pudo cumplir los objetivos de esta tesis. Fue posible diseñar una estructura jerárquica para la coordinación de múltiples micro-redes utilizando control predictivo en ambos niveles para separar la optimización de costos de la operación local. El EMS propuesto fue capaz incluso de tener un mejor desempeño que un sistema con control local basado en reglas. Fue posible probar que la implementación de estrategia de gestión de demanda reduce los costos de operación de un EMS y que incluso es capaz de distribuir el consumo a lo largo de la operación para reducir los peak de demanda y desplazarla a un punto más adecuado.

Finalmente, la propuesta de solución para la coordinación de micro-redes que entrega este trabajo consiste en la mejor configuración del EMS diseñado. Esta solución posee una estructura de control jerárquica centralizada que utiliza controladores predictivos con estrategias de gestión de demanda. Este tipo de configuración no ha sido propuesta previamente en la literatura hasta donde se pudo investigar y presenta un muy buen desempeño en términos de costos y coordinación, tiene también la capacidad de operar con múltiples micro-redes y no es muy compleja de implementar.

6.1. Trabajo Futuro

En esta sección se presentan algunas formas de mejorar el desempeño de la propuesta que se hizo en este trabajo. La primera mejora que se podría hacer es implementar un control robusto en ambos niveles del EMS. Esto requiere diseñar modelos de predicción con intervalos y realizar algunas modificaciones en el problema de optimización, sin embargo, trabajos como [4] han demostrado claramente que el control robusto mejora el desempeño de un EMS similar al de la configuración MPC/Reglas de este trabajo. Este antecedente da un buen indicio de que la propuesta EMS-DSM podría mejorar significativamente su desempeño. A esto se le suma que hasta la fecha de publicación de esta tesis no se han encontrado trabajos que investiguen control robusto con gestión de demanda.

Una segunda forma de mejorar esta propuesta sería generar una estructura jerárquica distribuida. En [15] se ha probado que la estructura distribuida tienen un desempeño tan bueno como la centralizada y son robustos ante fallas de comunicación en el sistema. Finalmente, también se puede ampliar este trabajo de la forma que lo hicieron en [31] al incorporar la degradación de los dispositivos de almacenamiento en los costos de operación.

Bibliografía

- [1] S. K. Sahoo, A. K. Sinha, and N. K. Kishore, “Control techniques in AC, DC, and hybrid AC-DC microgrid: A Review,” *IEEE Trans. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 6, pp. 738–759, Dec. 2018.
- [2] Department of Energy office of Electricity Delivery and Energy Reliability, “Summary report : 2012 DOE microgrid workshop,” tech. rep., U.S. Dep. Energy, Jul. 2012.
- [3] R. Palma-Behnke, C. Benavides, F. Lanas, B. Severino, L. Reyes, J. Llanos, and D. Sáez, “A microgrid energy management system based on the rolling horizon strategy,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, pp. 996–1006, Jun. 2013.
- [4] L. G. Marín, M. Sumner, D. Muñoz-Carpintero, D. Köbrich, S. Pholboon, D. Sáez, and A. Núñez, “Hierarchical energy management system for microgrid operation based on robust model predictive control,” *Energies*, vol. 12, Nov. 2019.
- [5] J. M. Guerrero, M. Chandorkar, T. L. Lee, and P. C. Loh, “Advanced control architectures for intelligent microgrids - Part I: Decentralized and hierarchical control,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, pp. 1254–1262, Apr. 2013.
- [6] V. Venkataramanan, A. Mallikeswaran, and A. Srivastava, “Analysis of aircraft electric microgrid system with auxiliary power unit using real time simulation,” in *2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, pp. 245–250, 2015.
- [7] G. Pamparana, W. Kracht, J. Haas, G. Díaz-Ferrán, R. Palma-Behnke, and R. Román, “Integrating photovoltaic solar energy and a battery energy storage system to operate a semi-autogenous grinding mill,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 165, pp. 273–280, Nov. 2017.
- [8] M. Jafari, Z. Malekjamshidi, D. D.-C. Lu, and J. Zhu, “Development of a fuzzy-logic-based energy management system for a multiport multioperation mode residential smart microgrid,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 4, pp. 3283–3301, 2019.
- [9] G. K. Venayagamoorthy, R. K. Sharma, P. K. Gautam, and A. Ahmadi, “Dynamic energy management system for a smart microgrid,” *IEEE Transactions on Neural Networks and Learning Systems*, vol. 27, no. 8, pp. 1643–1656, 2016.
- [10] Y. Zheng, B. M. Jenkins, K. Kornbluth, A. Kendall, and C. Træholt, “Optimization of a biomass-integrated renewable energy microgrid with demand side management under uncertainty,” *Applied Energy*, vol. 230, pp. 836–844, Nov. 2018.
- [11] W.-Y. Chiu, H. Sun, and H. Vincent Poor, “A multiobjective approach to multimicrogrid system design,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 5, pp. 2263–2272, 2015.
- [12] 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,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 3, pp. 1262–1274, 2018.
- [13] P. Palensky and D. Dietrich, “Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, pp. 381–388, Aug. 2011.

- [14] C. Ninagawa, S. Kondo, and J. Morikawa, "Prediction of aggregated power curtailment of smart grid demand response of a large number of building air-conditioners," in *2016 International Conference on Industrial Informatics and Computer Systems (CIICS)*, pp. 1–4, 2016.
- [15] D. Köbrich Echavarrí, "Control predictivo distribuido robusto para la coordinación de micro-redes," Master's thesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2020.
- [16] L. G. Marín Collazos, *Hierarchical energy management system based on fuzzy prediction intervals for operation and coordination of microgrids*. PhD thesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2018.
- [17] B. V. Solanki, A. Raghurajan, K. Bhattacharya, and C. A. Cañizares, "Including smart loads for optimal demand response in integrated energy management systems for isolated microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, pp. 1739–1748, Jul. 2017.
- [18] B. Kouvaritakis and M. Cannon, *Model predictive control*, vol. 38. Switzerland: Springer International Publishing, 2016.
- [19] E. F. Camacho and C. B. Alba, *Model predictive control*. Springer science & business media, second ed., 2013.
- [20] F. Borrelli, A. Bemporad, and M. Morari, *Predictive control for linear and hybrid systems*. Cambridge University Press, second ed., 2017.
- [21] T. Takagi and M. Sugeno, "Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control," *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, vol. SMC-15, no. 1, pp. 116–132, 1985.
- [22] J. C. Bezdek, R. Ehrlich, and W. Full, "Fcm: The fuzzy c-means clustering algorithm," *Computers & geosciences*, vol. 10, no. 2-3, pp. 191–203, 1984.
- [23] D. E. Gustafson and W. C. Kessel, "Fuzzy clustering with a fuzzy covariance matrix," in *1978 IEEE Conference on Decision and Control including the 17th Symposium on Adaptive Processes*, pp. 761–766, 1978.
- [24] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, "State of the art in research on microgrids: A review," *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890–925, 2015.
- [25] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, J. Miret, M. Castilla, and L. G. de Vicuña, "Hierarchical control of intelligent microgrids," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 4, pp. 23–29, 2010.
- [26] C. A. Ahumada, "Diseño de estrategias de control predictivas para micro-redes mediante curvas de estatismo," Master's thesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2013.
- [27] H. Bevrani, M. Watanabe, and Y. Mitani, "Microgrid control: concepts and classification," pp. 195–196, Wiley-IEEE Press, 2014.
- [28] M. Restrepo, C. A. Cañizares, J. W. Simpson-Porco, P. Su, and J. Taruc, "Optimization- and rule-based energy management systems at the canadian renewable energy laboratory microgrid facility," *Applied Energy*, vol. 290, p. 116760, 2021.
- [29] J. S. Giraldo, J. A. Castrillon, J. C. López, M. J. Rider, and C. A. Castro, "Microgrids energy management using robust convex programming," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 4520–4530, 2019.
- [30] D. Yassuda Yamashita, I. Vechiu, and J.-P. Gaubert, "Two-level hierarchical model predictive control with an optimised cost function for energy management in building microgrids," *Applied Energy*, vol. 285, p. 116420, 2021.
- [31] C. Ju, P. Wang, L. Goel, and Y. Xu, "A two-layer energy management system for microgrids

- with hybrid energy storage considering degradation costs,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6047–6057, 2018.
- [32] D. Li, W.-Y. Chiu, and H. Sun, “Chapter 7 - demand side management in microgrid control systems,” in *Microgrid* (M. S. Mahmoud, ed.), pp. 203–230, Butterworth-Heinemann, 2017.
- [33] R. Carli, M. Dotoli, J. Jantzen, M. Kristensen, and S. Ben Othman, “Energy scheduling of a smart microgrid with shared photovoltaic panels and storage: The case of the ballen marina in samsø,” *Energy*, vol. 198, p. 117188, 2020.
- [34] R. S. Kumar, L. P. Raghav, D. K. Raju, and A. R. Singh, “Intelligent demand side management for optimal energy scheduling of grid connected microgrids,” *Applied Energy*, vol. 285, p. 116435, 2021.
- [35] F. Kamal and B. Chowdhury, “Model predictive control and optimization of networked microgrids,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 138, p. 107804, 2022.
- [36] K. Utkarsh, D. Srinivasan, A. Trivedi, W. Zhang, and T. Reindl, “Distributed model-predictive real-time optimal operation of a network of smart microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 2833–2845, 2019.
- [37] V.-H. Bui, A. Hussain, and H.-M. Kim, “A multiagent-based hierarchical energy management strategy for multi-microgrids considering adjustable power and demand response,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1323–1333, 2018.
- [38] R. Van der Merwe and E. Wan, “The square-root unscented kalman filter for state and parameter-estimation,” in *2001 IEEE International Conference on Acoustics, Speech, and Signal Processing. Proceedings (Cat. No.01CH37221)*, vol. 6, pp. 3461–3464 vol.6, 2001.
- [39] A. Perez, R. Moreno, R. Moreira, M. Orchard, and G. Strbac, “Effect of battery degradation on multi-service portfolios of energy storage,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1718–1729, 2016.
- [40] D. Parra, S. A. Norman, G. S. Walker, and M. Gillott, “Optimum community energy storage for renewable energy and demand load management,” *Applied Energy*, vol. 200, pp. 358–369, 2017.
- [41] M. Kharrich, Y. Sayouti, and M. Akherraz, “Optimal microgrid sizing and daily capacity stored analysis in summer and winter season,” in *2018 4th International Conference on Optimization and Applications (ICOA)*, pp. 1–6, 2018.
- [42] H. Zahboune, S. Zouggar, G. Krajacic, P. S. Varbanov, M. Elhafyani, and E. Ziani, “Optimal hybrid renewable energy design in autonomous system using modified electric system cascade analysis and homer software,” *Energy Conversion and Management*, vol. 126, pp. 909–922, 2016.
- [43] R. Ayop, N. M. Isa, and C. W. Tan, “Components sizing of photovoltaic stand-alone system based on loss of power supply probability,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2731–2743, 2018.
- [44] A. Fazeli, M. Sumner, M. C. Johnson, and E. Christopher, “Real-time deterministic power flow control through dispatch of distributed energy resources,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 9, no. 16, pp. 2724–2735, 2015.