



# Universidad Nacional Autónoma de México

Programa de Maestría y Doctorado en  
Ingeniería Eléctrica – Sistemas Eléctricos de Potencia

Despacho económico en microrredes considerando la  
integración de vehículos eléctricos y participación de los usuarios

## TESIS

que para optar por el grado de  
Maestro en Ingeniería

Presenta

José Martín Díaz Rojas

Tutor

Dr. Rubén Tapia Olvera

Facultad de Ingeniería

Ciudad Universitaria, CDMX. Noviembre, 2023



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Este trabajo de tesis recibió apoyo del  
CONACYT-SENER SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA  
Proyecto CEMIE-REDES PE-A-21.

*Dedicado a mis padres Beatriz y Martín*

*Por su apoyo total e incondicional en cada una  
de mis metas personales y profesionales.  
Sin ustedes no sería posible cumplir mis sueños.*

# Agradecimientos

---

A mi familia:

A mis padres Beatriz y Martín, mi hermano Luis y mi perrita Annie por todo su amor y cariño brindado. Gracias por estar para mí y contar con ustedes, en mis buenos y malos momentos. Gracias por hacer de mí, una mejor persona.

Al Doctor Rubén:

Por ser parte fundamental en mi formación académica brindándome su confianza colaborando en proyectos, por su paciencia y su tiempo dedicado, y por motivarme a siempre estar aprendiendo.

A mis sinodales:

A los Doctores Luis Castro, Frederic Trillaud, Néstor González y Hertwin Minor por su tiempo dedicado a la revisión y emisión de comentarios a mi trabajo de tesis.

A mis amigos tesisistas:

A Adrián, Andy, Fanny, Gerry, Jesús, Osvaldo y otros compañeros de trabajo, por su amistad, consejos y las pláticas en la comida. Gracias por hacer mi estadía más feliz.

A mis amigos de maestría:

A Alan, Leobardo, Mariajose y Miguel por apoyarnos mutuamente durante estos dos años y formar una generación de maestría muy unida.

A mis amigos de escuela:

A Giovanni, Guillermo, Jean, Samuel y Yamil por su amistad desde la licenciatura, el apoyo y los buenos momentos en los chats de voz.

A la agrupación UNAM-IEEE:

Por darme la oportunidad de representar al capítulo PES, asistir y participar en congresos, y por permitirme conocer y convivir con personas de la UNAM y otras universidades, lo que resultó en nuevas amistades, como Joss, Karina y Lenia.

A la Universidad Nacional Autónoma de México:

Por brindarme los recursos y permitirme realizar mis estudios de Licenciatura y Maestría en una de las mejores universidades.

A mis familiares, amigos y compis de entrenamiento por siempre apoyarme en mis metas personales y profesionales.

# Abstract

---

The evolution and energy transition of electrical power systems have led to the development and integration of new technologies, with renewable generation being one of the topics with the greatest discussion in the last decade. Likewise, distributed local generation has gained importance given the viability of its integration, such as the installation of solar panels on the roofs of buildings. Therefore, the traditional paradigm of electrical systems for generating electricity in large power plants outside cities, transmission and distribution to connection points have been rethought to that of an electrical system with multiple distributed generation sources. The management of multiple distributed elements in large-scale electrical systems has been a challenge due the coordination of these elements, so various energy management strategies have been proposed, with microgrids being an alternative with great potential.

In this thesis an energy management scheme for electrical microgrids considering conventional generation, as well as a program to reduce polluting gases emitted by the operation of these technologies have been developed. Likewise, distributed renewable generation, battery-based energy storage systems, interconnection with other electricity networks through energy exchange nodes are contemplated. Furthermore, energy management by users is considered through a demand response program with which a small part of the load is interrupted in exchange for an economic incentive. Additionally, the participation of electric vehicle charging points is considered through a controlled charging plan, with which the vehicles are charged throughout the connection period, providing flexibility to the microgrid and optimal operation when solving the proposed formulation.

The development of the case studies is carried out through a modified version of the IEEE electrical network of 14 nodes considering two conventional generation plants, a wind-power generator, a photovoltaic generation plant, two battery-based energy storage systems, an interconnection node to the main network that allows the energy exchange of energy according to the operating conditions, the participation of three consumers in the demand response program and two electric vehicle charging centers. The results present a considerable economic benefit developing the proposed energy management scheme. The flexibility in the operation of microgrids is demonstrated through the participation of users, achieving optimal management of available resources.

# Resumen

---

La evolución y transición energética de los sistemas eléctricos de potencia han llevado a desarrollar e integrar nuevas tecnologías, siendo la generación renovable una de las temáticas con mayor discusión en la última década. Asimismo, la generación local distribuida ha cobrado importancia ante la viabilidad de su integración, como puede ser la instalación de paneles solares en los techos de edificios. Por lo que el paradigma tradicional de los sistemas eléctricos de generación de energía eléctrica en grandes centrales fuera de las ciudades, la transmisión y distribución hacia los puntos de conexión se han replanteado al de un sistema eléctrico con múltiples fuentes de generación distribuidas. La gestión de múltiples elementos distribuidos en sistemas eléctricos de gran escala ha supuesto un desafío debido a la coordinación todos estos elementos, por lo que se han propuesto diversas estrategias de gestión de energía siendo las microrredes eléctricas una alternativa con gran potencial.

En el presente trabajo de tesis se desarrolla un esquema de gestión de energía para microrredes eléctricas considerando generación convencional, así como un programa de reducción de gases contaminantes emitidos por la operación de estas tecnologías. Asimismo, se contempla generación renovable distribuida, sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías, interconexión con otras redes eléctricas mediante nodos de intercambio de energía. Por otro lado, se considera la gestión de energía por parte de los usuarios mediante un programa de respuesta a la demanda con el que se interrumpe una pequeña parte de la carga a cambio de un incentivo económico. Adicionalmente, se considera la participación de los puntos de carga de vehículos eléctricos mediante un plan de carga controlada, con el que se realiza la carga de los vehículos a lo largo del periodo de conexión brindando flexibilidad a la microrred y una operación óptima al resolver la formulación planteada.

El desarrollo de los casos de estudio se realiza mediante una versión modificada de la red eléctrica IEEE de 14 nodos considerando dos centrales de generación convencional, un parque eólico, una planta de generación fotovoltaica, dos sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías, un nodo de interconexión con la red principal que permite el intercambio de energía de acuerdo con las condiciones operativas, la participación de tres consumidores en el programa de respuesta a la demanda y dos centros de carga de vehículos eléctricos. Los resultados obtenidos presentan un beneficio económico considerable desarrollando el esquema de gestión de energía propuesto. Se demuestra la flexibilidad en la operación de las microrredes mediante la participación de los usuarios, logrando una gestión óptima de los recursos disponibles.

# Índice general

---

Abstract .....	i
Resumen.....	ii
Índice general.....	iii
Índice de Tablas .....	v
Índice de Figuras.....	vii
Lista de abreviaturas y nomenclatura .....	ix
Capítulo 1 Introducción .....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Descripción del problema.....	3
1.3 Hipótesis .....	3
1.4 Objetivo .....	4
1.4.1 Objetivo general .....	4
1.4.2 Objetivos específicos.....	4
1.5 Justificación.....	4
1.6 Estado del arte .....	4
1.7 Estructura de la tesis .....	7
Capítulo 2 Gestión de la energía en sistemas de potencia .....	9
2.1 Despacho económico.....	9
2.1.1 Unidades térmicas de generación .....	10
2.1.2 Despacho económico simple .....	11
2.1.2.1 Ejemplo de solución para despacho económico simple.....	13
2.1.3 Despacho económico con modelo de red linealizada.....	16
2.1.3.1 Despacho económico con red: Caso de estudio .....	17
2.2 Integración de nuevas tecnologías en el despacho económico.....	20
Capítulo 3 Gestión de la energía en nuevas topologías de redes eléctricas .....	22
3.1 Interconexión de microrredes eléctricas .....	22
3.2 Reducción de gases contaminantes.....	23
3.3 Generación renovable .....	24

3.4	Gestión de lado de la demanda .....	26
3.5	Sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías (BESS) .....	28
3.6	Sistemas de carga de vehículos eléctricos .....	29
3.7	Modelo propuesto para despacho económico en microrredes .....	33
Capítulo 4 Casos de estudio .....		36
4.1	Microrred .....	36
4.1.1	Función de costo .....	38
4.1.2	Restricciones operativas .....	39
4.1.3	Resultados .....	41
4.2	Microrred con RES .....	43
4.2.1	Función de costo .....	44
4.2.2	Restricciones operativas .....	44
4.2.3	Resultados .....	46
4.3	Microrred con RES y red .....	48
4.3.1	Función de costo .....	50
4.3.2	Restricciones operativas .....	50
4.3.3	Resultados .....	51
4.4	Microrred con programa de reducción de emisión de gases contaminantes. ....	54
4.4.1	Función de costo .....	54
4.4.2	Restricciones operativas .....	55
4.4.3	Resultados .....	55
4.5	Microrred con participación de usuarios .....	57
4.5.1	Función de costo .....	58
4.5.2	Restricciones operativas .....	59
4.5.3	Resultados .....	64
Capítulo 5 Conclusiones .....		67
5.1	Conclusiones generales .....	67
5.2	Discusión de la propuesta .....	67
5.3	Trabajos futuros .....	69
Bibliografía .....		70
Apéndice .....		I

# Índice de Tablas

---

Tabla 1-1. Propuestas de esquemas de gestión de energía reportadas en la literatura. ....	7
Tabla 2-1. Despacho económico simple: Costos centrales generadoras [29]. ....	14
Tabla 2-2. Despacho económico con red: Líneas de transmisión. ....	18
Tabla 2-3. Despacho económico con red: Parámetros de centrales generadoras. ....	18
Tabla 2-4. Despacho económico con red: Demanda por nodo. ....	18
Tabla 3-1. Regulación de PRL en distintos países [39], [40]. ....	24
Tabla 3-2. Niveles de potencia de carga de PHEVs y EVs. [46]. ....	30
Tabla 3-3. Parámetros técnicos y costos para centrales gas, BESS y nodos de interconexión [47]. ....	31
Tabla 3-4. Funciones de costo individuales para MG. ....	33
Tabla 3-5. Restricciones de acotación de variables. ....	34
Tabla 3-6. Restricciones de operación de los elementos. ....	35
Tabla 4-1. Parámetros de centrales gas, BESS y nodo de interconexión. ....	37
Tabla 4-2. Parámetros de carga de EVs. ....	37
Tabla 4-3. Parámetros de centrales gas, BESS, nodo de interconexión y RES. ....	43
Tabla 4-4. Distribución de demandas en la red, C-4.3. ....	49
Tabla 4-5. Parámetros de la red ....	49
Tabla 4-6. Restricciones operativas para microrred con RES. ....	51
Tabla 4-7. Costos de regeneración por tecnología y gas emitido. ....	54
Tabla 4-8. Microrred con programa de reducción de emisión de gases: Periodos de contingencia. ....	55
Tabla 4-9. Periodos de conexión para carga de vehículos, C-4.5. ....	57
Tabla 4-10. Caso 4.5: Parámetros para el DRP. ....	60
Tabla 4-11. Restricciones operativas para microrred con participación de usuarios. ....	63
Tabla 4-12. Incentivos económicos para usuarios participantes en el DRP, C-4.5. ....	65
Tabla 4-13. Comparación de costos por operación sin y con participación de usuarios. ....	66
Tabla A-1. Caso de estudio 1: Parámetros BESS ....	I
Tabla A-2. Caso de estudio 1 a 5: Parámetros de los generadores ....	I
Tabla A-3. Caso de estudio 2 a 5: Parámetros BESS ....	I
Tabla A-4. Caso de estudio 2 a 5: Parámetros generación renovable. ....	I

Tabla A-5. Caso de estudio 1 a 5: Parámetros nodo de interconexión .....	I
Tabla A-6. Caso de estudio 5: Parámetros de carga controlada de EVs.....	II

# Índice de Figuras

---

Figura 1-1. Integración de EVs a nivel mundial [7].	2
Figura 2-1. Despacho económico simple: Diagrama unifilar de caso de estudio.	13
Figura 2-2. Despacho económico con red (Caso de estudio).	17
Figura 3-1. Restricción de PRL en generación fotovoltaica. (a) Curva de potencia generada dentro de límites y (b) curva de potencia generada fuera de límites.	25
Figura 3-2. Límites de operación de generación eólica con el 10% de intermitencia.	26
Figura 3-3. Participación de $\zeta$ en la asignación de costo marginales de los consumidores.	28
Figura 3-4. Carga convencional e interrumpible de EV.	30
Figura 3-5. Intervalos de carga para el plan de recarga de EVs.	32
Figura 4-1. Diagrama unifilar, C-4.1.	36
Figura 4-2. Demanda total del sistema y demanda de consumidores.	38
Figura 4-3. Demanda para carga de vehículos eléctricos.	38
Figura 4-4. Potencia asignada, C-4.1.	41
Figura 4-5. Intercambio de potencia activa del BESS, C-4.1.	41
Figura 4-6. Estado de carga del BESS, C-4.1.	42
Figura 4-7. Intercambio de potencia activa del nodo de interconexión, C-4.1.	42
Figura 4-8. Diagrama unifilar, C-4.2.	43
Figura 4-9. Perfil de potencia fotovoltaica (a) y eólica (b) estimada.	46
Figura 4-10. Potencia asignada, C-4.2.	46
Figura 4-11. Intercambio de potencia activa de los BESS, C-4.2.	47
Figura 4-12. Estado de carga de los BESS, C-4.2.	47
Figura 4-13. Intercambio de potencia activa del nodo de interconexión, C-4.2.	47
Figura 4-14. Diagrama unifilar, C-4.3.	48
Figura 4-15. Perfil de demanda por nodo.	49
Figura 4-16. Potencia asignada, C-4.3.	52
Figura 4-17. Flujos de potencia de la LT 7 y 14, C-4.3.	52
Figura 4-18. Intercambio de potencia activa del BESS, C-4.3.	52
Figura 4-19. Intercambio de potencia activa del nodo de interconexión C-4.3.	53
Figura 4-20. Potencia asignada, C-4.4.	55

Figura 4-21. Potencia asignada a centrales convencionales, C-4.4. ....	56
Figura 4-22. Intercambio de potencia activa de los BESS, C-4.4. ....	56
Figura 4-23. Intercambio de potencia del nodo de interconexión, C-4.4. ....	56
Figura 4-24. Diagrama unifilar, C-4.5. ....	57
Esquema 4-1. Diagrama de flujo para integración de participación de usuarios en el despacho económico. ....	58
Figura 4-25. Costos incrementales sin DRP, C-4.5. ....	60
Figura 4-26. Perfil de demanda con DRP para usuario 1, C-4.5. ....	61
Figura 4-27. Perfil de demanda con DRP para usuario 2, C-4.5. ....	61
Figura 4-28. Perfil de demanda con DRP para usuario 3, C-4.5. ....	61
Figura 4-29. Potencia asignada a centrales convencionales, C-4.5. ....	64
Figura 4-30. Perfil de potencia activa para carga de EVs, C-4.5. ....	64

# Lista de abreviaturas y nomenclatura

APR	Reservas de potencia activa	LP	Programación lineal
BESS	Sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías	MG	Microrredes eléctricas
BTU	Unidad térmica británica	MILP	Programación lineal entera mixta
DER	Recursos energéticos distribuidos	MPPT	Seguidor de punto de máxima potencia
DG	Generación distribuida	NLP	Programación no lineal
DRP	Programas de respuesta a la demanda	PHEV	Vehículos eléctricos híbridos plug-in
DS	Almacenamiento distribuido	PRL	Limitación de rampas de potencia
DSM	Gestión del lado de la demanda	RES	Fuentes de energía renovable
EMS	Sistemas de gestión de energía	SG	Redes eléctricas inteligentes
ESS	Sistemas de almacenamiento de energía	SoC	Estado de carga
EV	Vehículos eléctricos	TSO	Operadores de red de transmisión
LCOE	Costo nivelado de la energía		

## Nomenclatura de la formulación

$C_T$	Costo total de operación del sistema	$N_{RI}$	Número de restricciones de igualdad
$\phi$	Ecuación de balance de potencia	$N_{RD}$	Número de restricciones de desigualdad
$\lambda$	Multiplicador de Lagrange	$g_{N_{RD}}(x)$	Restricción desigualdad $N_{RD}$ -ésima
$\mu$	Restricción de desigualdad		

## Nomenclatura para generación convencional

$C_g(P_{g,t})$	Función de costo por el suministro de la potencia $P_{g,t}$	$P_{g,t}$	Potencia suministrada por la $g$ -ésima unidad de generación en el $t$ -ésimo periodo
$a_g$	Constante cuadrática asociada a la operación de la $g$ -ésima unidad de generación expresada en USD/MW <sup>2</sup> h	$P_g^{\min}$	Límite de potencia mínima que puede suministrar la $g$ -ésima unidad de generación
$b_g$	Constante lineal asociada a la operación de la $g$ -ésima unidad de generación expresada en USD/MWh	$P_g^{\max}$	Límite de potencia máximo que puede suministrar la $g$ -ésima unidad de generación

$c_g$	Constante independiente asociada a la operación de la $g$ -ésima unidad de generación expresada en USD/h	$DR_g^{\max}$	Decremento máximo de potencia que puede realizar $g$ -ésima unidad de generación en un intervalo de tiempo $t - 1$ a $t$
$k_{f,g}$	Constante de costo asociada al combustible utilizado para generar una BTU	$UR_g^{\max}$	Incremento máximo de potencia que puede realizar $g$ -ésima unidad de generación en un intervalo de tiempo $t - 1$ a $t$
$a'_g$	Constante cuadrática asociada a la operación de la $g$ -ésima unidad de generación expresadas en BTU	$c'_g$	Constante independiente asociada a la operación de la $g$ -ésima unidad de generación expresadas en BTU
$b'_g$	Constante lineal asociada a la operación de la $g$ -ésima unidad de generación expresadas en BTU	$N_G$	Número de unidades de generación
Nomenclatura para consumidores			
$N_D$	Número de consumidores	$P_{d,t}$	Potencia demandada por el $d$ -ésimo consumidor en el $t$ -ésimo periodo
Nomenclatura para flujos de potencia			
$P_k^{cal}$	Potencia activa total calculada desde el nodo $k$ -ésimo hacia la red eléctrica	$Q_k^{cal}$	Potencia reactiva total calculada desde el nodo $k$ -ésimo hacia la red eléctrica
$V_k$	Magnitud de voltaje del $k$ -ésimo nodo	$V_m$	Magnitud de voltaje del $m$ -ésimo nodo
$\theta_k$	Ángulo de voltaje del $k$ -ésimo nodo	$\theta_m$	Ángulo de voltaje del $m$ -ésimo nodo
$G_{k-k}$	Conductancia propia del $k$ -ésimo nodo	$B_{k-k}$	Susceptancia propia del $k$ -ésimo nodo
$G_{k-m}$	Conductancia de interconexión entre el $k$ -ésimo y $m$ -ésimo nodo	$B_{k-m}$	Susceptancia de interconexión entre el $k$ -ésimo y $m$ -ésimo nodo
$N_{LT}$	Número elementos de transmisión conectados en el $k$ -ésimo nodo		
Nomenclatura para nodo de interconexión			
$C_c(P_{c,t})$	Función de costo del $c$ -ésimo nodo de interconexión	$P_{c,t}$	Potencia intercambiada por el $c$ -ésimo nodo de interconexión durante el $t$ -ésimo periodo
$\gamma_c^{buy}$	Precio de compra de energía para el $c$ -ésimo elemento de interconexión expresado en USD/MWh	$P_c^{\max}$	Potencia máxima del $c$ -ésimo nodo de interconexión
$\gamma_c^{sell}$	Precio de venta de energía para el $c$ -ésimo elemento de interconexión expresado en USD/MWh		

---

Nomenclatura para programa de reducción de gases de efecto invernadero

---

$C_h(P_{g,t})$	Función de costo para regeneración por la emisión de gases del $g$ -ésimo generador	$\alpha_{g,t}$	Variable binaria de entrada que indica un periodo de contingencia $t$ -ésimo del $g$ -ésimo generador
$\beta_h$	Coefficiente de costo por regeneración de emisión del $h$ -ésimo gas contaminante expresado en USD/MWh	$N_{GEI}$	Número de gases contaminantes considerados en el programa de reducción de gases

---

Nomenclatura para generación renovable

---

$C_s(P_{s,t})$	Función de costo de operación de la generación fotovoltaica	$P_{s,t}$	Potencia suministrada por el $s$ -ésimo sistema fotovoltaico durante el $t$ -ésimo periodo
$\gamma_s^{sell}$	Costo de venta para la energía solar expresado en USD/MWh		
$C_e(P_{e,t})$	Función de costo de operación de la generación eólica	$P_{e,t}$	Potencia suministrada por el $e$ -ésimo sistema eólico durante el $t$ -ésimo periodo
$\gamma_e^{sell}$	Costo de venta para la energía eólica expresados en USD/MWh		

---

Nomenclatura para programa de gestión de lado de la demanda

---

$C_{DRP}(P_{r,t})$	Función de costo por interrupción de la potencia $P_{r,t}$ realizada por el $r$ -ésimo consumidor	$P_{r,t}$	Potencia reducida por el $r$ -ésimo consumidor participante en el DRP durante el periodo $t$ -ésimo
$k_{r,1}$	Coefficiente cuadrático asociado al $r$ -ésimo consumidor expresado en USD/MW <sup>2</sup> h	$y_{r,t}$	Incentivo económico otorgado al $r$ -ésimo consumidor en el periodo $t$ -ésimo
$k_{r,2}$	Coefficiente lineal asociado al $r$ -ésimo consumidor expresado en USD/MWh	$P_r^{max}$	Potencia máxima interrumpida por un periodo de tiempo del $r$ -ésimo consumidor
$\zeta_r$	Parámetro de preferencia del $r$ -ésimo consumidor	$P_r^{total}$	Potencia máxima total interrumpida para todo el día para el $r$ -ésimo consumidor
$\lambda_{r,t}$	Costo incremental nodal sin interrumpir carga del $r$ -ésimo consumidor expresado en USD/MWh		

---

---

Nomenclatura para el BESS

---

$C_b(P_{b,t})$	Función de costo del $b$ -ésimo BESS	$P_{b,t}$	Potencia proporcionada o absorbida por el $b$ -ésimo BESS en el $t$ -ésimo periodo
$\gamma_b^{ch}$	Precio de carga de energía para el $b$ -ésimo BESS	$P_b^{\min}$	Potencia mínima para el $b$ -ésimo BESS
$\gamma_b^{ch}$	Precio de descarga de energía para el $b$ -ésimo BESS	$P_b^{\max}$	Potencia máxima para el $b$ -ésimo BESS
$\eta_b^{ch}$	Eficiencia de carga para el $b$ -ésimo BESS	$SoC_{b,t}$	Estado de carga del $b$ -ésimo BESS en el intervalo $t$ -ésimo
$\eta_b^{dch}$	Eficiencia de descarga para el $b$ -ésimo BESS	$SoC_b^{\min}$	Estado de carga mínimo para el $b$ -ésimo BESS
$Cap_b$	Capacidad de almacenamiento del $b$ -ésimo BESS expresada en MWh	$SoC_b^{\max}$	Estado de carga máximo para el $b$ -ésimo BESS

---

Nomenclatura para el programa de carga de EV

---

$\eta_v^{ch}$	Eficiencia de carga del $v$ -ésimo grupo de EVs	$SoC_{v,t}$	Estado de carga del $v$ -ésimo grupo de EVs en el intervalo $t$ -ésimo
$Cap_v$	Capacidad de almacenamiento del $v$ -ésimo grupo de EVs expresado en MWh expresado en MWh.	$P_{v,t}$	Potencia recargada del $v$ -ésimo grupo de EVs en el intervalo $t$ -ésimo
$SoC_{v,desc}$	Estado de carga deseado del $v$ -ésimo grupo de EVs al momento de desconexión	$P_v^{\max}$	Potencia máxima de recargada del $v$ -ésimo grupo de EVs
$SoC_{v,24}$	Estado de carga del $v$ -ésimo grupo de EVs a la media noche		
$\Psi$	Valor numérico del estado de carga deseado para la media noche		
$N_{t,desc}$	Número de intervalos antes de la desconexión del $v$ -ésimo grupo de EVs		

---

# Capítulo 1

## Introducción

---

### 1.1 Antecedentes

Una de las principales problemáticas afrontadas a nivel mundial es el cambio climático y los sistemas eléctricos de potencia no están excluidos. Por este motivo, se ha planteado una transición energética a sistemas con bajas o nulas emisiones de gases contaminantes mediante fuentes de energía primaria limpias. En México, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) causadas por el sector eléctrico representa el 23.3% de las emisiones totales [1]. Para hacer frente a esta transición energética, se han desarrollado tecnologías basadas en fuentes primarias limpias que contribuyen a la reducción de la emisión de gases contaminantes. Sin embargo, al integrar las energías renovables intermitentes en los sistemas eléctricos, como son la energía fotovoltaica y eólica, es necesario contar con una flexibilidad operativa [2], por ejemplo, mediante esquemas de acción en caso de intermitencia. Esta flexibilidad operativa se puede describir como la capacidad de los sistemas a utilizar los recursos disponibles para responder a cambios de carga no atendida por la generación variable [3].

Ante las problemáticas de la flexibilidad operativa, como el bajo aprovechamiento de los recursos distribuidos, se han desarrollado múltiples propuestas, siendo las microrredes eléctricas una opción capaz de brindar esta flexibilidad dentro de los sistemas eléctricos [4]. Las microrredes eléctricas de acuerdo con el Departamento de Energía de los Estados Unidos se definen como un grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) dentro de límites eléctricos claramente definidos que actúa como una sola entidad controlable con respecto a la red [5]. Las microrredes ofrecen beneficios como minimizar las pérdidas al contar con puntos de generación y almacenamiento distribuido cercanos a los puntos de consumo y reduciendo el uso de transmisión de energía por la red; la autogestión y en caso de contar con los recursos energéticos operar de forma aislada. Asimismo, uno de los principios de las microrredes eléctricas es la operación bajo el concepto de redes eléctricas inteligentes (SG, por sus siglas en inglés). Las SG son sistemas eléctricos que integran tecnologías eléctricas, informáticas y de comunicación de forma distribuida [6], esto permite que con la información disponible se tomen decisiones para la gestión de energía tomando en cuenta los distintos elementos de generación, almacenamiento de energía y consumidores.

Un problema relacionado a la planeación es el incremento de la demanda eléctrica, causado por el crecimiento económico y poblacional. Además, en la actualidad y los próximos años es considerar el incremento de demanda provocada por la integración de vehículos eléctricos (EV, por sus siglas en inglés), como se presenta en la Figura 1-1. La integración de vehículos eléctricos conlleva a integrar cargadores eléctricos conectados a la red eléctrica para realizar la carga de las baterías impactando en la demanda eléctrica.

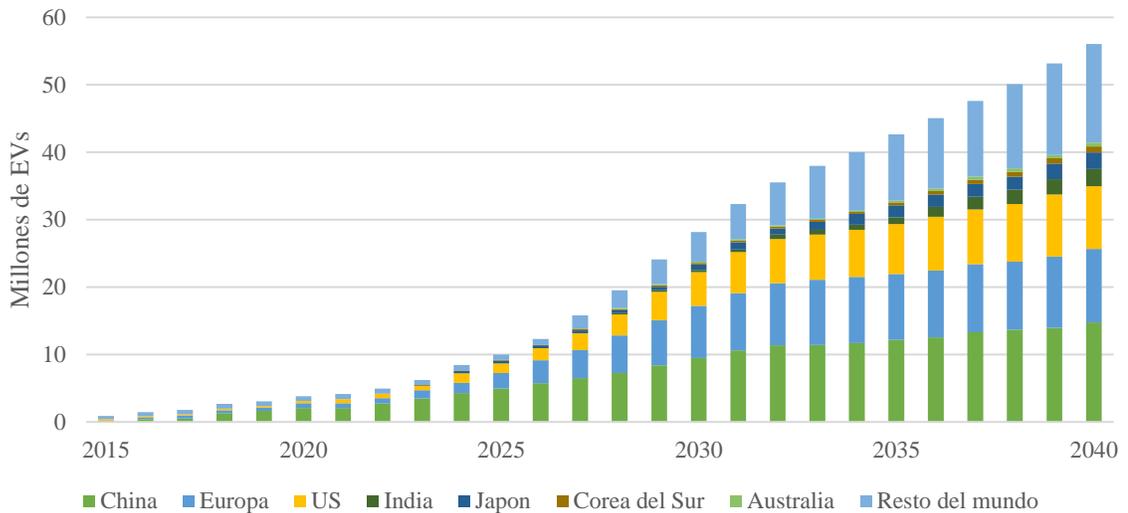


Figura 1-1. Integración de EVs a nivel mundial [7].

En las microrredes eléctricas al igual que en cualquier sistema de potencia es necesario realizar estudios de planeación para establecer y garantizar condiciones de estado estable que satisfagan toda la demanda de forma segura y confiable para todo instante de tiempo. Uno de los estudios desarrollados para garantizar lo anterior es mediante la asignación de potencia a las centrales de generación y elementos de almacenamiento de energía, también conocido como despacho económico [8]. El proceso de despacho económico se fundamenta en realizar la asignación de potencia de cada una de las centrales de generación tal que se satisfaga un perfil de demanda en un periodo de tiempo determinado, y al menor costo posible. Por tal motivo, la asignación se realiza basada en la oferta disponible de las distintas tecnologías y sus costos asociados a la operación, permitiendo que se establezca un mercado eléctrico considerando la oferta de suministradores de energía y la demanda eléctrica.

En la actualidad existen distintos modelos de mercado eléctrico para los sistemas de potencias siendo los mercados verticalmente integrados aquellos donde existe un único ente generador y suministrador [9]. Por el contrario, está el modelo de mercado de competencia donde existen múltiples empresas suministradoras de energía y regidas por un operador de red. En el caso particular de las microrredes al ser sistemas pequeños respecto a los sistemas de gran escala, como podría ser, el sistema eléctrico de un país, no se presta a la integración

de un mercado abierto ya que las posibles ganancias son mucho menores ya que las ofertas de compra de energía únicamente serían realizadas con un suministrador de energía.

## **1.2 Descripción del problema**

Una de las visiones de las microrredes es la operación de sistemas eléctricos autosuficientes, sustentables y autogestionados, haciendo uso y aprovechando los distintos recursos de generación distribuidos. La autosuficiencia conlleva la necesidad de contar con reservas suficientes para suministrar la energía en caso de tener que aislarse. Sin embargo, ante la integración de generación renovable las reservas rodantes se ven reducidas, por lo que cobra relevancia la integración de sistemas de almacenamiento de energía (ESS, por sus siglas en inglés), ya que estas tecnologías aportan capacidad de reservas al sistema y adicionalmente permiten contar con servicios auxiliares, como desplazamiento de carga, arbitraje de energía, arranque propio, entre otros [10]. Por otro lado, una de las cualidades de las microrredes es la flexibilidad operativa que se puede conseguir con la participación de los usuarios. Esto se puede lograr mediante programas de respuesta a la demanda (DRP, por sus siglas en inglés) en los cuales se gestiona la energía, pero visto desde el lado de los consumidores, como puede ser la interrupción de carga o la replanificación de puesta en operación de dispositivos. Con base en lo anterior, surge la necesidad de establecer un esquema de planificación de operación para microrredes eléctricas que considere la integración de distintos elementos, como son la generación, almacenamiento de energía, cargas controlables, puntos de intercambio de energía entre sistemas, entre otros, estableciendo una interacción entre estos elementos que permita maximizar el aprovechamiento de los recursos disponibles y lograr plenamente el suministro de la demanda.

## **1.3 Hipótesis**

La incorporación de la generación renovable dentro del despacho económico maximiza el aprovechamiento de recursos disponibles en la microrred permitiendo la carga de los sistemas de almacenamiento de energía, así como la interacción de los sistemas interconectados. De manera complementaria, la participación de usuarios mediante programas de respuesta a la demanda y recarga controlada de vehículos eléctricos brinda flexibilidad al sistema reduciendo el pico de demanda e impactando directamente en los costos de operación.

## **1.4 Objetivo**

### **1.4.1 Objetivo general**

Desarrollar una propuesta de esquema de despacho económico para una microrred eléctrica considerando distintas tecnologías de generación y almacenamiento de energía dentro de un esquema de microrred. Así como un plan de reducción de emisiones de gases contaminantes y plan de participación de la demanda.

### **1.4.2 Objetivos específicos**

- Establecer un modelo de gestión de energía en microrredes.
- Evaluar el desempeño de la operación con y sin un programa de reducción de gases contaminantes.
- Evaluar el desempeño con y sin un programa de gestión del lado de la demanda.
- Incorporar a la propuesta un plan de carga para vehículos eléctricos.
- Evaluar el modelo de despacho económico propuesto.

## **1.5 Justificación**

Para garantizar que las visiones y prestaciones que pueden ofrecer las microrredes eléctricas sean alcanzadas, es necesario establecer un esquema de gestión de energía que considere distintas problemáticas inherentes en la operación de sistemas eléctricos. A partir de lo anterior, uno de los principales desafíos presentados en la planeación de las microrredes eléctricas se fundamenta en seleccionar una formulación apropiada que represente a la microrred [11]. Esta formulación debe considerar aspectos de flexibilidad y sustentabilidad, entre otros. En la literatura se han propuesto distintos modelos de gestión de energía considerando la integración de nuevas tecnologías y evaluando su desempeño individual. Sin embargo, muy pocos trabajos establecen un esquema integral de la planeación.

## **1.6 Estado del arte**

La operación de microrredes eléctricas está integrada por distintos niveles de control para garantizar una operación segura y confiable que permita satisfacer la demanda, cumpliendo con todas las condiciones operativas establecidas, siendo el control terciario el encargado de la gestión de la energía. Esta gestión de energía se fundamenta en un problema de optimización, de forma que se busca minimizar el costo de operación de las centrales de generación, almacenamiento de energía e intercambio de energía, respetando el balance de potencia y considerando las restricciones técnicas de cada uno de los elementos involucrados

[8], [12]. Ante la integración de nuevos elementos en las redes eléctricas es necesario establecer el modelo matemático que represente la operación de cada uno de estos elementos. Sin embargo, estos modelos no deben ser muy complejos, ya que integrar modelos matemáticos complejos dentro de un problema de optimización conlleva un costo computacional muy elevado y llegando en algunos casos a problemas en los que no se puede alcanzar un resultado en un tiempo polinomial.

En la literatura se han reportado distintos esquemas de gestión de energía considerando sistemas operando con corriente alterna o sistemas híbridos en el que se integran buses de AC, DC [13], así como topologías híbridas con buses en DC acoplados con convertidores a los buses de AC. Sin embargo, el alcance del estudio de este trabajo está dirigido al problema de gestión de energía en redes de AC.

La integración de generación renovable dentro de la asignación de potencia de día en adelante es debatida por diversos autores. En este sentido, se consideran modelos basados en irradiancia solar y velocidad de viento para la generación fotovoltaica y eólica, respectivamente, así como de parámetros técnicos de los elementos. En [14] se presenta un modelo lineal dividido en zonas de operación que determinan la potencia activa de una central de generación eólica mediante un modelo que considera la velocidad mínima, nominal y máxima de operación de las turbinas; por otro lado, para la generación fotovoltaica se presenta un modelo lineal que considera la irradiancia medida en el punto de evaluación. En [15] se presenta un modelo no lineal trigonométrico para determinar la generación eólica consideran la temperatura ambiental, mientras que para la generación fotovoltaica se considera un modelo lineal que toma en cuenta la temperatura ambiental y de la superficie de los paneles solares, entre otros parámetros. En [16] y [17] se presenta un modelo polinómico de tercer orden para la generación eólica considerando el ángulo de rotación de las palas de los aerogeneradores y la velocidad del viento, mientras que para la generación solar se considera un modelo lineal y un algoritmo seguidor de punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés). Por otro lado, en [18] y [19] se presentan dos propuestas distintas basadas en modelos no lineales exponenciales para la generación eólica y solar. Sin embargo, integrar estos modelos en el problema de optimización hace que la complejidad del modelo sea mayor, comparado a evaluar fuera de línea o de forma local en cada central la determinación de la potencia disponible. Asimismo, se han presentado modelos predictivos, como los presentados en [20]–[22], que realizan la gestión de energía con la potencia disponible por punto evaluado como único parámetro de entrada para la generación renovable.

La integración de modelos de sistemas de almacenamiento de energía se realiza mediante la integración de bancos de baterías. En [16], [20] y [23] se presentan modelos lineales que caracterizan la operación de este componente mediante dos variables de interés que son la

potencia suministrada o consumida y la capacidad restante almacenada en el banco de baterías. La única diferencia entre estos modelos es que el último de estos considera la autodescarga.

En [15] y [21] se presentan modelos para la interconexión de una microrred eléctrica con un sistema principal, de forma que se tiene un intercambio de energía que responde ante las necesidades energéticas de la microrred. Este intercambio de energía está limitado por las características técnicas de este elemento. El costo por intercambio de energía puede ser descrito por una función dependiente del tiempo o mediante el promedio de costo de energía, como se presenta en la literatura revisada. Este elemento brinda flexibilidad a la microrred ya que es posible comercializar energía con base en los requerimientos del sistema y la demanda.

En [14], [15], [19], [20] y [24] se presentan modelos para la reducción de emisión de gases contaminantes. Estos modelos consideran distintos criterios para penalizar la emisión de uno o más gases contaminantes. Sin embargo, todos los modelos consultados toman en cuenta la energía producida y su relación con la emisión de gases causados por la quema de combustibles fósiles. A partir de estos criterios se establecen distintas funciones de costo añadido por la emisión de estos gases contaminantes, de forma que el costo por operación de las centrales incrementa.

Una de las características que se plantea en la operación de las microrredes es la participación de los usuarios para brindar flexibilidad al sistema. Esto se realiza mediante una gestión del lado de la demanda (DSM, por sus siglas en inglés), donde los usuarios realizan modificaciones a su patrón de consumo mediante el desplazamiento de carga, como se desarrolla en [20], o bien, reduciendo el consumo mediante la desconexión de carga no crítica o con generación local propia del consumidor [21], [25]. A cambio de esta participación de los usuarios se promueven incentivos del tipo económicos, los cuales se obtienen a partir del ahorro por interrupción de carga y una parte de estos son bonificados a los usuarios.

Ante la integración masiva de vehículos eléctricos y el requerimiento de los cargadores en las redes eléctricas de distribución, se han planteado esquemas de carga planificada mediante la operación interrumpible de los cargadores eléctricos. De esta forma se plantea una carga controlada durante el tiempo total de conexión, brindando flexibilidad al sistema, pero realizando la carga total del vehículo. A partir de esta característica de operación en la literatura se han propuesto distintos esquemas de carga para vehículos eléctricos [26]–[28]. Estos modelos propuestos consideran un flujo bidireccional de los cargadores, de forma que se plantea que los vehículos pueden proporcionar energía al sistema en caso de requerirlo.

Sin embargo, esta operación no se ha estudiado a detalle faltando demostrar si existirá una degradación prematura de las baterías de los vehículos.

A partir de la literatura revisada se desarrolla la Tabla 1-1, en la que se presentan los elementos considerados para cada uno de los esquemas de gestión de energía de microrredes. Asimismo, los aspectos considerados para el esquema desarrollado en este trabajo de tesis.

Tabla 1-1. Propuestas de esquemas de gestión de energía reportadas en la literatura.

Referencia	Generación convencional	Generación renovable	BESS	Interconexión con otras redes	Programa de reducción de GEI	Programa de respuesta a la demanda	Programa de carga de vehículos eléctricos
[14]	✓	✓	✓		✓		
[15]	✓	✓		✓	✓		
[16]	✓	✓	✓				
[17]		✓	✓				
[18]	✓	✓	✓				
[19]	✓	✓			✓	✓	
[20]	✓	✓	✓		✓	✓	
[21]	✓	✓		✓	✓	✓	
[22]	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
[23]		✓	✓	✓		✓	
[24]	✓	✓	✓	✓	✓		
[25]	✓		✓		✓	✓	
[26]	✓		✓	✓			✓
[27]		✓					✓
[28]			✓	✓			✓
Propuesta desarrollada	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

### 1.7 Estructura de la tesis

En el Capítulo 1 se presenta una introducción al planteamiento del problema de gestión de energía en microrredes y la justificación del trabajo desarrollado.

## Capítulo 1. Introducción

En el Capítulo 2 se desarrolla la teoría clásica de despacho económico de los sistemas eléctricos de potencia considerando restricciones operativas en las centrales convencionales, así como la integración del modelo de red linealizado.

En el Capítulo 3 se presentan los modelos de generación, almacenamiento y gestión de demanda mediante un programa de respuesta a la demanda y carga planificada de vehículos eléctricos; con la integración de estos modelos de despacho económico se establece el esquema de gestión de energía en microrredes eléctricas.

En el Capítulo 4 se presentan los casos de estudios, partiendo del caso base de una microrred conformada por los elementos fundamentales de generación y almacenamiento distribuido. En el último caso de estudio se presenta el esquema completo de gestión de energía de una microrred considerando generación convencional y renovable, almacenamiento de energía basado en baterías y un esquema de participación de usuarios considerando un programa de incentivos por interrupción de carga planificada y un esquema de carga planificada de vehículos eléctricos.

En el Capítulo 5 se presentan las conclusiones generales del trabajo de tesis desarrollado, así como una discusión de la propuesta a partir de los resultados obtenidos y los trabajos futuros que permitirían dar continuidad a la propuesta de esta tesis.

# Capítulo 2

## Gestión de la energía en sistemas de potencia

---

La planeación de los sistemas eléctricos de potencia es un área de estudio muy importante, debido a que una planeación incorrecta puede generar problemas operativos severos, como es la insuficiencia de capacidad de generación para suministrar la demanda, congestión de la red eléctrica o pérdidas económicas muy costosas causadas por una mala asignación de potencia a cada central de generación.

Una correcta planeación de la gestión de la energía permite operar y mantener al sistema eléctrico con seguridad operativa. Uno de los principales desafíos de esta seguridad operativa consiste en mantener el balance de potencia en todo momento. Pero al existir una incertidumbre de cuándo y cuánta carga se conecta o desconecta es necesario integrar controles automáticos que autorregulen a las centrales para atender las variaciones en la demanda. Para lograr una correcta respuesta de los controladores es necesario establecer las condiciones de operación del sistema, también conocidas como estados operativos, las cuales son determinados mediante estudios de despacho económico y flujos de potencia. Sin embargo, si el estado operativo estimado es muy distinto al escenario real, puede provocar que el tiempo de respuesta de los controles no sea suficiente y el sistema entre en un modo operativo de emergencia, donde algunos elementos deberán salir de operación de forma temporal. Posterior a la salida no planeada de estos elementos el sistema llega a un estado de recuperación, donde se desarrolla una estrategia de restauración tomando en cuenta todos los recursos disponibles, así como los afectados. Esta es una condición no deseada ya que se tienen afectaciones en la seguridad del sistema eléctrico, así como en la calidad del suministro de energía.

### 2.1 Despacho económico

El objetivo del despacho económico es realizar la asignación de potencia a cada una de las plantas de generación para satisfacer el total de la demanda, considerando las restricciones físicas que conlleva cada una de estas centrales al menor costo posible. Sin embargo, con la integración de nuevas tecnologías de generación, almacenamiento, interconexión de los sistemas eléctricos o participación de usuarios, todos estos elementos deben ser considerados con sus características particulares dentro del despacho. Para realizar el despacho económico de un sistema eléctrico es

necesario caracterizar la curva de costo operativo de cada uno de los elementos de generación que forman parte de los recursos disponibles. Mediante técnicas de optimización se determinan las potencias de cada una de las centrales que satisfacen la demanda minimizando el costo total. Asimismo, es posible integrar cuestiones de seguridad operativa en la formulación del problema de despacho económico, un ejemplo de esto es la integración de los elementos de transmisión, donde se evalúa el nivel de congestamiento y pérdidas para evitar sobrecargas de estos elementos. Esta evaluación forma parte del concepto de flujos óptimos de potencia que se aborda en la sección 2.1.3.

### 2.1.1 Unidades térmicas de generación

Las centrales térmicas de generación, también llamadas centrales de generación convencional, al funcionar con combustibles se les asocia un costo de operación. Este costo es dependiente del combustible utilizado y la potencia suministrada, esto se puede representar mediante una función cuadrática,

$$C_g(P_{g,t})=a_g \cdot P_{g,t}^2 + b_g \cdot P_{g,t} + c_g \quad (2.1)$$

donde

$P_{g,t}$  es la potencia suministrada por la  $g$ -ésima unidad de generación en el  $t$ -ésimo periodo;

$C_g(P_{g,t})$  es la función de costo por el suministro de la potencia  $P_{g,t}$ ;

$a_g$  es la constante cuadrática asociada a la operación de la  $g$ -ésima unidad de generación;

$b_g$  es la constante lineal asociada a la operación de la  $g$ -ésima unidad de generación;

$c_g$  es la constante independiente asociada a la operación de la  $g$ -ésima unidad de generación.

La operación de las centrales de generación está sujeta a restricciones operativas correspondientes a limitantes físicas. Una de estas restricciones corresponde a los límites mínimo y máximo de potencia que puede suministrar una central eléctrica. Esto se representa mediante,

$$P_g^{\min} \leq P_{g,t} \leq P_g^{\max} \quad (2.2)$$

$P_g^{\min}$  es el límite de potencia mínima que puede suministrar la  $g$ -ésima unidad de generación;

$P_g^{\max}$  es el límite de potencia máximo que puede suministrar la  $g$ -ésima unidad de generación.

Un límite de potencia mínima en cero se presenta cuando se desconecta una central de generación, esta condición puede incurrir en un costo por paro y arranque de planta. Por otra parte, un límite inferior mayor a cero se presenta cuando las plantas eléctricas no pueden reducir su

potencia por debajo de un valor mínimo. Un ejemplo de la condición anterior sucede con las centrales nucleares, las cuales deben operar con una potencia base constante.

Otra restricción física de las centrales generadoras es el tiempo de respuesta para modificar su condición operativa a una nueva condición en términos de potencia activa. Esta limitante es causada por los tiempos de respuesta de los sistemas electromecánicos que conforman a la central y salvaguardan la integridad de los generadores. Esta restricción se describe bajo el concepto de límites de crecimiento y decrecimiento de rampa, el cual restringe el cambio máximo de potencia que puede realizarse en un intervalo de tiempo, esto se muestra mediante,

$$DR_g^{\max} \leq P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq UR_g^{\max} \quad (2.3)$$

donde

$DR_g^{\max}$  es el decremento máximo de potencia que puede realizar  $g$ -ésima unidad de generación en un intervalo de tiempo  $t - 1$  a  $t$ ;

$UR_g^{\max}$  es el incremento máximo de potencia que puede realizar  $g$ -ésima unidad de generación en un intervalo de tiempo  $t - 1$  a  $t$ .

Esta desigualdad se representa como la diferencia entre la potencia en el periodo  $t$  y en un periodo anterior ( $t - 1$ ). Las unidades de  $DR_g$  y  $UR_g$  están definidas como  $W/\Delta t$ , donde  $\Delta t$  es el intervalo de tiempo entre las dos evaluaciones. Este tipo de restricciones que involucran una relación en varios periodos de tiempo son conocidas como restricciones temporales.

### 2.1.2 Despacho económico simple

El despacho económico más simple se plantea tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las pérdidas asociadas a la red eléctrica son despreciables, de modo que no se considera la red eléctrica y se plantea un único nodo de conexión.
- No se consideran restricciones de límites en la potencia de los generadores expresadas en la Ecuación (2.2).
- Considerando el despacho económico en un único periodo de tiempo las restricciones de límite de crecimiento o decrecimiento de rampa, expresadas en (2.3), pueden ser no consideradas.

La función de costo para un despacho económico considerando únicamente unidades térmicas de generación se puede expresar mediante,

$$C_T = \sum_{g=1}^{N_G} C_g(P_{g,t}) \quad (2.4)$$

donde

$C_T$  es el costo total del despacho;  
 $N_G$  es el número de unidades de generación.

La única restricción considerada es el balance de potencia uninodal, esta representa la conservación de energía en el sistema. De forma que la potencia generada por todas las centrales es igual a la demanda eléctrica, esto se representa mediante la siguiente expresión,

$$\phi = \sum_{d=1}^{N_D} P_{d,t} - \sum_{g=1}^{N_G} P_{g,t} = 0 \quad (2.5)$$

donde

$P_{d,t}$  es la potencia  $d$ -ésima demandada en el periodo  $t$ ;  
 $d$  es la  $d$ -ésima carga;  
 $N_D$  es el número de cargas totales.

El problema de despacho económico busca obtener el valor mínimo de costo (2.6) a partir de la minimización de la función objetivo (2.4) mediante la asignación de valores a las variables que integran este problema ( $P_{g_1,t}, \dots, P_{N_G,t}$ ).

$$\min\{C_T\} = \min \left\{ \sum_{g=1}^{N_G} C_g(P_{g,t}) \right\} \quad (2.6)$$

Un método para la solución de la función objetivo (2.6) es mediante la técnica de multiplicadores de Lagrange. Para el caso de sistemas uninodales se considera una variable denotada por  $\lambda$ , que está asociada a la restricción (2.5). A partir de lo anterior se establece un sistema de  $N_G+1$  variables con un vector de incógnitas de la forma,

$$x = [P_{g_1,t}, \dots, P_{g_{N_G},t}, \lambda] \quad (2.7)$$

La solución mediante multiplicadores de Lagrange establece generar una función nombrada función Lagrangiana. Esta función se compone de la función objetivo (2.4) sumada por el producto de los multiplicadores de Lagrange  $\lambda_{N_Rl}$  y las restricciones de balance de potencia, para el caso de sistemas uninodales se representa mediante (2.5). La función Lagrangiana generalizada considerando múltiples restricciones de desigualdad se presenta en (2.8).

$$\mathcal{L}(P_{g_1}, \dots, P_{N_G}, \lambda) = C_g(P_{g_1,t}) + \dots + C_g(P_{g_{N_G},t}) + \lambda_1 \cdot \phi_1 + \dots + \lambda_{N_{RI}} \cdot \phi_{N_{RI}} \quad (2.8)$$

Para determinar la solución del Lagrangiano (2.8) considerando un sistema uninodal con una única restricción de igualdad, se establece el sistema de  $N_G+1$  ecuaciones lineales simultáneas,

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{g_1,t}} = \frac{d C_g(P_{g_1,t})}{d P_{g_1}} - \lambda = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{g_2,t}} = \frac{d C_g(P_{g_2,t})}{d P_{g_2}} - \lambda = 0 \\ \vdots \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{N_G}} = \frac{d C_g(P_{g_1,t})}{d P_{g_1,t}} - \lambda = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = \sum_{d=1}^{N_D} P_{d,t} - \sum_{g=1}^{N_G} P_{g,t} = 0 \end{cases} \quad (2.9)$$

Solucionando el sistema presentado en (2.9) se determina la potencia asignada ( $P_g$ ) en cada una de las centrales de generación para una ventana de tiempo  $\Delta t$ . Al evaluar la función (2.4) con estos valores, se determina el costo mínimo total. Asimismo, con la solución del Lagrangiano se obtiene un valor numérico para el multiplicador de Lagrange  $\lambda$ . Este valor se conoce como costo incremental y representa el costo por producir una unidad de potencia adicional durante un intervalo de tiempo  $t$  y sus unidades son \$/MWh.

### 2.1.2.1 Ejemplo de solución para despacho económico simple

Se plantea sistema de prueba de la Figura 2-1, que representa un sistema de tres unidades de generación y una carga equivalente a 2500 MW con una topología de red uninodal.

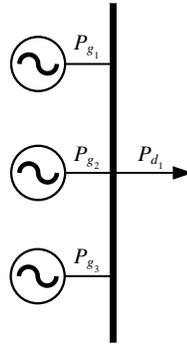


Figura 2-1. Despacho económico simple: Diagrama unifilar de caso de estudio.

En la Tabla 2-1 se muestran los parámetros de costo para las centrales de generación uno, dos y tres. Los precios que caracterizan la curva de costo de estas centrales se expresan en unidad térmica británica (BTU, por sus siglas en inglés), la cual indica la energía calorífica necesaria para generar una determinada potencia en un intervalo de tiempo. Convencionalmente estos parámetros son reportados en el sistema inglés de acuerdo con la bibliografía consultada. Sin embargo, existe un factor de conversión entre el sistema métrico y el sistema inglés, donde 1 BTU=1055.06 J.

Tabla 2-1. Despacho económico simple: Costos centrales generadoras [29].

Central eléctrica	$k_{f,g}$ [ $\frac{\text{USD}}{\text{MBTU}}$ ]	$a'_g$ [ $\frac{\text{MBTU}}{\text{MW}^2\text{h}}$ ]	$b'_g$ [ $\frac{\text{MBTU}}{\text{MWh}}$ ]	$c'_g$ [ $\frac{\text{MBTU}}{\text{h}}$ ]
1	1.0	0.0009680	6.950	749.55
2	1.0	0.0007375	7.051	1285
3	1.0	0.0001040	6.531	1531

Para representar el costo de distintos combustibles en la curva de costo operativo de centrales, expresada en (2.1), se considera una constante  $k_{f,i}$  que define el costo monetario por cada BTU. Por lo tanto, para determinar el valor de esta curva en términos monetarios, se realiza la conversión de unidades mediante el producto de los coeficientes de la función cuadrática ( $a'_g$ ,  $b'_g$  y  $c'_g$ ) y el coeficiente de costo por unidad de energía  $k_{f,g}$  como se muestra en las siguientes expresiones,

$$\begin{aligned}
 a_g &= k_{f,g} \cdot a'_g \\
 b_g &= k_{f,g} \cdot b'_g \\
 c_g &= k_{f,g} \cdot c'_g
 \end{aligned} \tag{2.10}$$

Las variables que conforman el problema de despacho económico para este caso de estudio son  $P_{g_1}$ ,  $P_{g_2}$ ,  $P_{g_3}$  y  $\lambda$ , representando la potencia asignada al generador uno, dos, tres y el multiplicador de Lagrange, respectivamente.

Desarrollando (2.4) para este caso de estudio se obtiene función de costo (E1-1), que es dependiente de las variables de potencia asignadas a cada uno de los generadores.

$$\begin{aligned}
 C_T &= C_g(P_{g_1}) + C_g(P_{g_2}) + C_g(P_{g_3}) \\
 &= a_1 \cdot P_{g_1}^2 + b_1 \cdot P_{g_1} + c_1 + a_2 \cdot P_{g_2}^2 + b_2 \cdot P_{g_2} + c_2 + a_3 \cdot P_{g_3}^2 + b_3 \cdot P_{g_3} + c_3
 \end{aligned} \tag{E1-1}$$

La restricción que describe el balance de potencia es,

$$\phi = P_d - P_{g_1} - P_{g_2} - P_{g_3} = 0 \tag{E1-2}$$

La función Lagrangiana para este caso de estudio considera únicamente la restricción de balance de potencia. Esto representa de la siguiente forma,

$$\begin{aligned} \mathcal{L} &= C_T + \lambda \cdot \phi \\ &= a_1 \cdot P_{g_1}^2 + b_1 \cdot P_{g_1} + c_1 + a_2 \cdot P_{g_2}^2 + b_2 \cdot P_{g_2} + c_2 + a_3 \cdot P_{g_3}^2 + b_3 \cdot P_{g_3} + c_3 \\ &\quad + \lambda \cdot (2500 - P_{g_1} - P_{g_2} - P_{g_3}) \end{aligned} \quad (\text{E1-3})$$

La solución de la función Lagrangiana se puede determinar mediante el teorema de mínimos y máximos, en la cual se genera un sistema de ecuaciones a partir de las derivadas parciales de esta función. Se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones para este caso de estudio,

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{g_1}} = 2 \cdot a_1 \cdot P_{g_1} - b_1 - \lambda = 0 & \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{g_3}} = 2 \cdot a_3 \cdot P_{g_3} - b_3 - \lambda = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{g_2}} = 2 \cdot a_2 \cdot P_{g_2} - b_2 - \lambda = 0 & \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = 2500 - P_{g_1} - P_{g_2} - P_{g_3} = 0 \end{cases} \quad (\text{E1-4})$$

Para la solución de este sistema de ecuaciones se realizó por el método de sustitución. Sin embargo, los resultados obtenidos mediante cualquier método de solución de ecuaciones lineales como el método por igualación, eliminación, entre otros, serán los mismos. La solución del sistema de ecuaciones se muestra en (E1-5).

$$\begin{cases} P_{g_1} = 729.8196 \text{ [MW]} & P_{g_3} = 880.7359 \text{ [MW]} \\ P_{g_2} = 889.4445 \text{ [MW]} & \lambda = 8.3629 \left[ \frac{\text{USD}}{\text{MW}} \right] \end{cases} \quad (\text{E1-5})$$

Este conjunto de valores minimiza el costo operativo total, donde la central dos y tres son las unidades que mayor aportación realizan debido a su menor costo operativo respecto a la central uno. Por otra parte, el costo incremental es dependiente de las tres unidades de generación, puesto que, al no considerar restricciones de límites estas centrales tienen reservas disponibles para suministrar potencia de ser necesario. Cabe notar que esta asignación de potencia no se puede estimar mediante la inspección de los coeficientes mostrado en la Tabla 2-1, dado que ninguna central tiene tanto coeficientes cuadráticos y lineales mayores o menores respecto a las otras centrales. Finalmente, se determina el costo operativo evaluando en (E1-1) los valores de (E1-5).

$$C_T = C_g(P_{g_1}) + C_g(P_{g_2}) + C_g(P_{g_3}) = 22,567.12 [\text{USD}] \quad (\text{E1-6})$$

### 2.1.3 Despacho económico con modelo de red linealizada

Una de las necesidades para considerar la red eléctrica en el modelo de despacho económico se fundamenta en que los elementos de transmisión tienen limitaciones en la potencia que pueden inyectar entre sus nodos de conexión, siendo este límite único para cada elemento. Para estudiar la distribución de la energía en la red es necesario integrar las expresiones de flujos de potencia, presentadas en las ecuaciones (2.11) a (2.14).

$$P_g - P_d - P_k^{cal} = 0 \quad (2.11)$$

$$Q_g - Q_d - Q_k^{cal} = 0 \quad (2.12)$$

$$P_k^{cal} = G_{k-k} \cdot V_k^2 + \sum_{m=1}^{N_{LT}} V_k \cdot V_m \cdot [G_{k-m} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{k-m} \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (2.13)$$

$$Q_k^{cal} = -B_{k-k} \cdot V_k^2 + \sum_{m=1}^{N_{LT}} V_k \cdot V_m \cdot [G_{k-m} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{k-m} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (2.14)$$

donde

$P_k^{cal}$  y  $Q_k^{cal}$  son la potencia activa y reactiva total calculada desde el nodo  $k$ -ésimo hacia la red eléctrica;

$V_k$  y  $V_m$  son las magnitudes de voltaje del  $k$ -ésimo y  $m$ -ésimo nodo;

$\theta_k$  y  $\theta_m$  son los ángulos de voltaje del  $k$ -ésimo y  $m$ -ésimo nodo;

$G_{k-k}$  y  $B_{k-k}$  son la conductancia y susceptancia propia del  $k$ -ésimo nodo;

$G_{k-m}$  y  $B_{k-m}$  son la conductancia y susceptancia de interconexión entre el  $k$ -ésimo y  $m$ -ésimo nodo;

$N_{LT}$  es el número elementos de transmisión conectados en el  $k$ -ésimo nodo;

Sin embargo, integrar estas ecuaciones hacen que el problema de despacho sea más complejo, ya que por cada nodo se consideran dos variables ( $V_k$  y  $\theta_k$ ) y su función Lagrangiana se conformaría con funciones no lineales. De forma que al plantear la solución se tendría un sistema de ecuaciones no lineales, haciendo poco práctica su solución analítica y recomendable el uso de métodos numéricos. Sin embargo, en la literatura se propone una simplificación mediante un modelo linealizado [29], correspondiente a los flujos de potencia lineales sin pérdidas. Para establecer este modelo de red se toma en cuenta los siguientes puntos.

- Las magnitudes de voltajes nodales son muy cercanas al valor de 1 pu

$$V_k = V_m = 1$$

- Las pérdidas resistivas son mínimas y se pueden despreciar

$$G_{k-k} = G_{k-m} = 0$$

- La diferencia angular entre nodos adyacentes es pequeña

$$\theta_k - \theta_m \cong 0 \Rightarrow \sin(\theta_k - \theta_m) \approx 0 \quad \cos(\theta_k - \theta_m) \approx 1$$

- Solo se considera el flujo de potencia activa

$$P_k^{cal} = \sum_{k-m}^{N_{LT}} P_{k-m} = \sum_{k-m}^{N_{LT}} B_{k-m} \cdot (\theta_k - \theta_m) \quad (2.15)$$

A partir de la integración de la red expresada en (2.15), se replantea la ecuación de balance de potencia uninodal (2.5), obteniendo una ecuación de balance para cada uno de los nodos. Esto se expresa en (2.16).

$$\sum_{\substack{g=1 \\ g \in k}}^{N_G} P_g + P_k^{cal} = \sum_{\substack{d=1 \\ d \in k}}^{N_D} P_d \quad (2.16)$$

donde

$P_g$  es la potencia generada por el  $g$ -ésimo generador que pertenece al nodo  $k$ ;

$P_{k-m}$  es la potencia transferida entre el nodo  $k$ -ésimo y  $m$ -ésimo;

$P_d$  es la potencia  $d$ -ésima demandada en el  $k$ -ésimo nodo.

La potencia mínima y máxima que transporta un elemento de transmisión se expresa mediante (2.17), donde el flujo de potencia activa es bidireccional y de la misma capacidad.

$$P_{k-m}^{\min} \leq P_{k-m} \leq P_{k-m}^{\max} \quad \text{o} \quad -P_{k-m}^{\max} \leq P_{k-m} \leq P_{k-m}^{\max} \quad (2.17)$$

Para la formulación de flujos de potencia es necesario realizar la asignación arbitraria del sentido de inyección de potencia para cada uno de los elementos de transmisión. De forma que uno de los nodos de interconexión se considera como una inyección positiva de potencia, mientras que en el nodo conectado se tiene una inyección negativa.

### 2.1.3.1 Despacho económico con red: Caso de estudio

Para ejemplificar la integración del modelo de flujos lineales de potencia sin pérdidas, se plantea el siguiente caso de estudio [29].

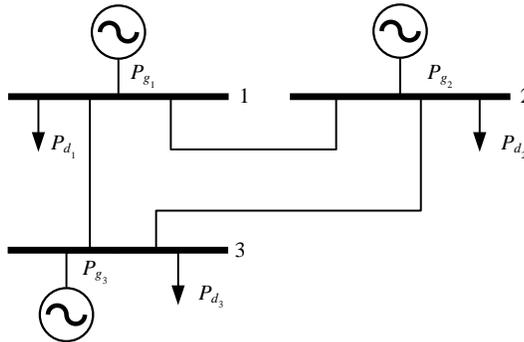


Figura 2-2. Despacho económico con red (Caso de estudio).

El sistema de prueba presentado en la Figura 2-2, se compone por tres nodos interconectados entre sí por tres líneas de transmisión con los parámetros mostrados en la Tabla 2-2, la potencia base está definida en 100 MW. Se cuenta con tres centrales de generación y tres cargas distribuidas en cada uno de los nodos, sus parámetros se muestran en la Tabla 2-3 y 2.4, respectivamente.

Tabla 2-2. Despacho económico con red: Líneas de transmisión.

Línea	Reactancia [pu]
1-2	$x_{1-2} = 0.100$
1-3	$x_{1-3} = 0.125$
2-3	$x_{2-3} = 0.200$

Tabla 2-3. Despacho económico con red: Parámetros de centrales generadoras.

Central eléctrica	Nodo $k$	$P_g^{\min}$	$P_g^{\max}$	$a_g$ [USD / MW <sup>2</sup> h]	$b_g$ [USD / MWh]	$c_g$ [USD / h]
1	1	150	600	0.001562	7.92	561
2	2	100	200	0.00194	7.85	310
3	3	50	300	0.00482	7.97	78

Tabla 2-4. Despacho económico con red: Demanda por nodo.

Nodo $k$	Demanda $P_d$
1	200
2	550
3	100

La función de costo del despacho económico se representa mediante,

$$C_T = C_g(P_{g_1}) + C_g(P_{g_2}) + C_g(P_{g_3}) \quad (E3-1)$$

$$= a_1 \cdot P_{g_1}^2 + b_1 \cdot P_{g_1} + c_1 + a_2 \cdot P_{g_2}^2 + b_2 \cdot P_{g_2} + c_2 + a_3 \cdot P_{g_3}^2 + b_3 \cdot P_{g_3} + c_3$$

Se considera un multiplicador de Lagrange asociado con una ecuación de balance de potencia nodal, obteniendo la función de Lagrange (E3-2).

$$\mathcal{L} = a_1 \cdot P_{g_1}^2 + b_1 \cdot P_{g_1} + c_1 + a_2 \cdot P_{g_2}^2 + b_2 \cdot P_{g_2} + c_2 + a_3 \cdot P_{g_3}^2 + b_3 \cdot P_{g_3} + c_3 + \lambda_1 \cdot (-P_{g_1} + P_{1-2} + P_{1-3} + P_{d_1}) \quad (E3-2)$$

$$+ \lambda_2 \cdot (-P_{g_2} - P_{1-2} + P_{2-3} + P_{d_2}) + \lambda_3 \cdot (-P_{g_3} - P_{1-3} - P_{2-3} - P_{d_3})$$

donde

$$a) \quad P_{1-2} = -P_{2-1} = \frac{\theta_1 - \theta_2}{x_{1-2}} \quad (E3-3)$$

$$\begin{aligned} \text{b) } P_{1-3} &= -P_{3-1} = \frac{\theta_1 - \theta_3}{x_{1-3}} \\ \text{c) } P_{2-3} &= -P_{3-2} = \frac{\theta_2 - \theta_3}{x_{2-3}} \end{aligned}$$

Como parte de la integración de red es necesario definir un ángulo nodal de referencia, a partir del cual se refieren los restantes. Se asigna al ángulo del nodo 1 como la referencia, entonces  $\theta_1 = 0^\circ$ . Con la formulación (E3-3) se plantea el sistema de ecuaciones (E3-4).

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{g_1}} = 2 \cdot a_1 \cdot P_{g_1} + b_1 - \lambda_1 = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{g_2}} = 2 \cdot a_2 \cdot P_{g_2} + b_2 - \lambda_2 = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{g_3}} = 2 \cdot a_3 \cdot P_{g_3} + b_3 - \lambda_3 = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda_1} = -B_{1-2} \cdot \theta_2 - B_{1-3} \cdot \theta_3 - P_{g_1} + P_{d_1} = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda_2} = -B_{2-3} \cdot \theta_2 - (B_{1-3} + B_{2-3}) \cdot \theta_3 - P_{g_3} + P_{d_3} = 0 \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \theta_1} = (B_{1-2} + B_{1-3}) \cdot \lambda_1 - B_{1-2} \cdot \lambda_2 - B_{1-3} \cdot \lambda_3 = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \theta_2} = -B_{1-2} \cdot \lambda_1 + (B_{1-2} + B_{2-3}) \cdot \lambda_2 - B_{2-3} \cdot \lambda_3 = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \theta_3} = B_{1-3} \cdot \lambda_1 - B_{2-3} \cdot \lambda_2 - (B_{1-3} + B_{2-3}) \cdot \lambda_3 = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda_2} = (B_{1-2} + B_{2-3}) \cdot \theta_2 - B_{2-3} \cdot \theta_3 - P_{g_2} + P_{d_2} = 0 \end{array} \quad (\text{E3-4})$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones lineales (E3-4), y considerando el ángulo de referencia en el nodo 1, se llega a la solución (E3-5).

$$\begin{aligned} P_{g_1} &= 393.1698 \text{ [MW]} & \theta_1 &= 0^\circ \\ P_{g_2} &= 334.6083 \text{ [MW]} & \theta_2 &= -9.0642^\circ \\ P_{g_3} &= 122.2264 \text{ [MW]} & \theta_3 &= -2.5038^\circ \\ \lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 &= 9.1483 \left[ \frac{\text{USD}}{\text{MW}} \right] \end{aligned} \quad (\text{E3-5})$$

Con la solución (E3-5), se calculan las potencias de transferencia entre nodos de acuerdo con (E3-3) y utilizando los ángulos en radianes. Con esto se obtienen los valores (E3-6).

$$\begin{aligned} P_{1-2} = -P_{2-1} &= \frac{0 - (-0.1581776)}{0.001} = 158.1776 \text{ [MW]} \\ P_{1-3} = -P_{3-1} &= \frac{0 - (-0.0437402)}{0.001} = 34.9922 \text{ [MW]} \\ P_{2-3} = -P_{3-2} &= \frac{-0.1581774 - (-0.0437402)}{0.001} = -57.2186 \text{ [MW]} \end{aligned} \quad (\text{E3-6})$$

Con la integración de red, es posible establecer restricciones de seguridad en los elementos de transmisión para garantizar su operación dentro de límites permisibles. Esto es de suma importancia en sistemas eléctricos donde la capacidad de transmisión es reducida y se puede congestionar la red, un ejemplo de esto son las redes de distribución y microrredes eléctricas. Si al integrar estas

restricciones de seguridad se limita uno o más elementos de generación y/o transmisión, el costo incremental será local y para cada nodo, siendo los nodos con mayor disponibilidad de recursos aquellos con menor costo.

## 2.2 Integración de nuevas tecnologías en el despacho económico

Con la evolución de los sistemas eléctricos de potencia se han integrado nuevos elementos de generación, transmisión y almacenamiento de energía, de forma que es necesario integrarlos dentro del despacho económico, puesto que estos componentes interactúan con el sistema eléctrico aportado, transmitiendo, almacenando o consumiendo energía.

Algunas de las nuevas tecnologías de generación están basadas en fuentes de energía renovable, dentro de las cuales los sistemas generación por paneles fotovoltaicos y aerogeneradores han sido dos tecnologías con una alta penetración [30]–[33]. Sin embargo, este tipo de fuentes presentan intermitencia en su generación debido a cambios en las condiciones meteorológicas, por lo cual es necesario hacer una planificación y regulación para su integración.

Una propuesta para la integración de la generación renovable y que ha demostrado proporcionar soporte a la red eléctrica es la incorporación de microrredes eléctricas (MG, por sus siglas en inglés). Estas se pueden definir como redes eléctricas autogestionadas que cuentan con sistemas de generación distribuida (DG, por sus siglas en inglés) y sistemas de almacenamiento distribuido (DS, por sus siglas en inglés) [34]. Con esto se tiene que los puntos de generación se encuentren muy cercanos a los consumidores, haciendo que las pérdidas causadas por el transporte sean menores.

Una característica de las MG es la posibilidad de estar interconectados o no a la red eléctrica principal, haciendo que en el primer caso puedan realizar intercambio de potencias por el o los nodos de interconexión, permitiendo brindar soporte de la microrred a la red o viceversa. Otra característica de las microrredes es su aislamiento en caso de ser necesario y es por esto la necesidad de su autogestión.

Asimismo, con la evolución hacia las redes inteligentes se considera la integración de tecnología capaz de controlar las cargas residenciales con el objetivo de ahorrar energía, reducir los costos e incrementar la confiabilidad [35]. Esto permite que los consumidores participen en la planeación del sistema mediante programas de gestión del lado de la demanda haciendo que la red eléctrica tenga mayor flexibilidad operativa.

La integración de nuevos elementos dentro de la formulación del despacho económico implica considerar a las variables que representen el comportamiento de los componentes. Sin embargo, existen componentes que se representan mediante modelos no lineales, de tal manera que su

solución analítica es muy compleja de alcanzar. Por esta razón en la práctica se hace uso de métodos numéricos o algoritmos recursivos mediante cálculos computacionales. En la actualidad existen softwares especializados que integran herramientas de optimización mediante programación numérica, siendo MATLAB una alternativa que ofrece la solución de problemas del tipo programación lineal (LP, por sus siglas en inglés), programación lineal entera mixta (MILP, por sus siglas en inglés), programación no lineal (NLP, por sus siglas en inglés), entre otros [36]. Para el desarrollo de este trabajo de tesis se hace uso del Toolbox de optimización para obtener la solución del modelo de despacho propuesto mediante la función *fmincon*.

# Capítulo 3

## Gestión de la energía en nuevas topologías de redes eléctricas

---

En el presente capítulo se abordan y desarrollan los modelos matemáticos de nuevas tecnologías para el despacho económico. Se consideran tecnologías de generación renovable mediante sistemas fotovoltaicos y aerogeneración, así como sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) y programas de participación de usuarios. El modelado e integración de estos elementos se realiza bajo un esquema de operación en una microrred eléctrica.

### 3.1 Interconexión de microrredes eléctricas

Una microrred es un sistema eléctrico autogestionado caracterizado por contar con generación y almacenamiento distribuidos. Estas microrredes pueden estar o no interconectadas a otras microrredes y/o redes eléctricas, para el segundo de los casos el despacho de la microrred se realiza como un sistema independiente y aislado. Sin embargo, cuando la microrred está interconectada, se puede controlar la inyección o absorción de potencia en cada uno de los puntos de interconexión.

Los nodos de interconexión de la microrred dentro del despacho económico se pueden modelar como un elemento de potencia bidireccional, sujeto a las restricciones de potencia máxima que puede ser transmitida desde y hacia los sistemas con los que se interconecta. Al ser un elemento bidireccional de potencia, se considera un precio de compra y venta, como se representa en (3.1).

$$C_c(P_{c,t}) = \begin{cases} \gamma_c^{buy} \cdot P_{c,t} & P_{c,t} > 0 \\ 0 & P_{c,t} = 0 \\ -\gamma_c^{sell} \cdot P_{c,t} & P_{c,t} < 0 \end{cases} \quad (3.1)$$

donde

$P_{c,t}$  es la potencia intercambiada por el  $c$ -ésimo nodo de interconexión durante el  $t$ -ésimo periodo;

$\gamma_c^{buy}$  y  $\gamma_c^{sell}$  es el precio de compra y venta de energía para el  $c$ -ésimo elemento de interconexión expresado en USD/MWh.

La potencia máxima que se puede disponer o inyectar a los sistemas adyacentes, está restringida por las capacidades de los elementos de interconexión (líneas de transmisión o transformadores). Sin embargo, esta transferencia de potencia entre sistemas también puede ser restringida por el operador de la red de cada sistema con los que se interconecta la microrred. Considerando el caso donde la restricción es únicamente por las capacidades físicas y no por operadores de red, se tiene la siguiente expresión,

$$-P_c^{\max} \leq P_{c,t} \leq P_c^{\max} \quad (3.2)$$

### 3.2 Reducción de gases contaminantes

El uso de generadores convencionales dentro de las microrredes tiene una gran importancia, ya que estas plantas pueden operar como plantas base y proporcionar reservas. Sin embargo, al hacer uso de combustibles fósiles se emiten gases contaminantes y con el concepto de generación distribuida, donde se plantea que las centrales de generación se encuentren cercanas a los puntos de consumo, es necesario tomar en cuenta la contaminación generada por estas plantas. Una de las formas de reducir estos gases es mediante la integración de periodos de contingencia ( $\alpha_{g,t}$ ), los cuales se asignan de forma arbitraria considerando las características atmosféricas como altas temperaturas, bajas corrientes de aire y/o acumulación de contaminantes en el aire, de acuerdo con la ubicación geográfica. Durante estos periodos de contingencia se incurre en un costo para la regeneración atmosférica por contaminantes haciendo que no se restrinja la operación de este tipo de centrales, pero sus costos de operación se verán incrementados. Con esto se logra que de forma indirecta durante el proceso de despacho en las horas de contingencia se priorice el uso de los recursos disponibles (DG, DS, líneas de interconexión, entre otros). En (3.3) se presenta un modelo de penalización con costos de regeneración.

$$C_h(P_{g,t}) = \sum_{h=1}^{N_{GEI}} \alpha_{g,t} \cdot \beta_h \cdot P_{g,t} \quad (3.3)$$

donde

$C_h(P_{g,t})$  es la función de costo para regeneración por la emisión de gases del  $g$ -ésimo generador;

$\alpha_{g,t}$  es el variable binaria de entrada que indica un periodo de contingencia  $t$ -ésimo del  $g$ -ésimo generador;

$\beta_h$  es el coeficiente de costo por regeneración de emisión del  $h$ -ésimo gas contaminante expresado en USD/MWh;

$N_{GEI}$  es el número de gases contaminantes considerados en el programa de reducción de gases.

### 3.3 Generación renovable

Como parte de una transición energética a un sistema eléctrico libre de emisiones de gases contaminantes se ha planteado la integración de generación renovable como una solución, siendo la generación eólica y fotovoltaica dos tecnologías con alta penetración. Sin embargo, uno de los principales desafíos al considerar estas tecnologías es la incertidumbre e intermitencia de sus fuentes de energía primaria. La integración de estas tecnologías se plantea mediante curvas de potencia estimada que pueden ser determinadas mediante distintas metodologías, siendo el control predictivo una herramienta muy eficaz en sistemas altamente no lineales y con incertidumbre [22]. Asimismo, se han desarrollado métodos basados en aprendizaje autónomo capaces de estimar la potencia de las centrales de generación renovable con base en datos climatológicos [37], [38].

Para reducir los efectos causados por la intermitencia de las fuentes de energía renovable (RES, por sus siglas en inglés) hacia el sistema eléctrico se han propuesto distintas alternativas. Una de estas estrategias corresponde a la limitación de rampas de potencia (PRL, por sus siglas en inglés), las cuales restringen el crecimiento y decrecimiento máximo potencia en un intervalo de tiempo. En la Tabla 3-1, se muestra la regulación de PRL en distintos países para la generación fotovoltaica.

Tabla 3-1. Regulación de PRL en distintos países [39], [40].

TSO	País	Crecimiento de potencia	Decrecimiento de potencia
PREPA	Puerto Rico	10 %/min	10 %/min
EirGrid	Irlanda	30 MW/min	-
HECO	Hawái	2 MW/min	2 MW/min
TSOs alemanes	Alemania	10 %/min	10 %/min

Estas regulaciones impuestas por los operadores de red de transmisión (TSO, por sus siglas en inglés) son específicas para sistemas de gran dimensión. Sin embargo, estas regulaciones pueden ser adoptadas en microrredes, de tal modo que las plantas de generación renovable integren reservas de potencia activa (APR, por sus siglas en inglés) y cumplan con las regulaciones. Esto se puede lograr mediante la operación fuera del punto de máxima extracción de potencia y/o con sistemas de almacenamiento de energía como se demuestra en [40].

En la Figura 3-1 se muestra un ejemplo de una curva de operación estimada de un parque fotovoltaico (línea azul) con un límite máximo de crecimiento y decrecimiento de rampa del 20%/h (línea roja punteada); un margen de operación para una intermitencia del 10% (línea naranja punteada) de la potencia estimada. En (a) se muestra una operación dentro de los

límites permitidos. Mientras que en (b) se muestra la operación sobrepasando el límite de crecimiento (área amarilla), esta potencia excedente debe ser acotada a los límites máximos. Sin embargo, la potencia excedente a la generación estimada puede ser aprovechada para el mercado de balance de potencia en tiempo real.

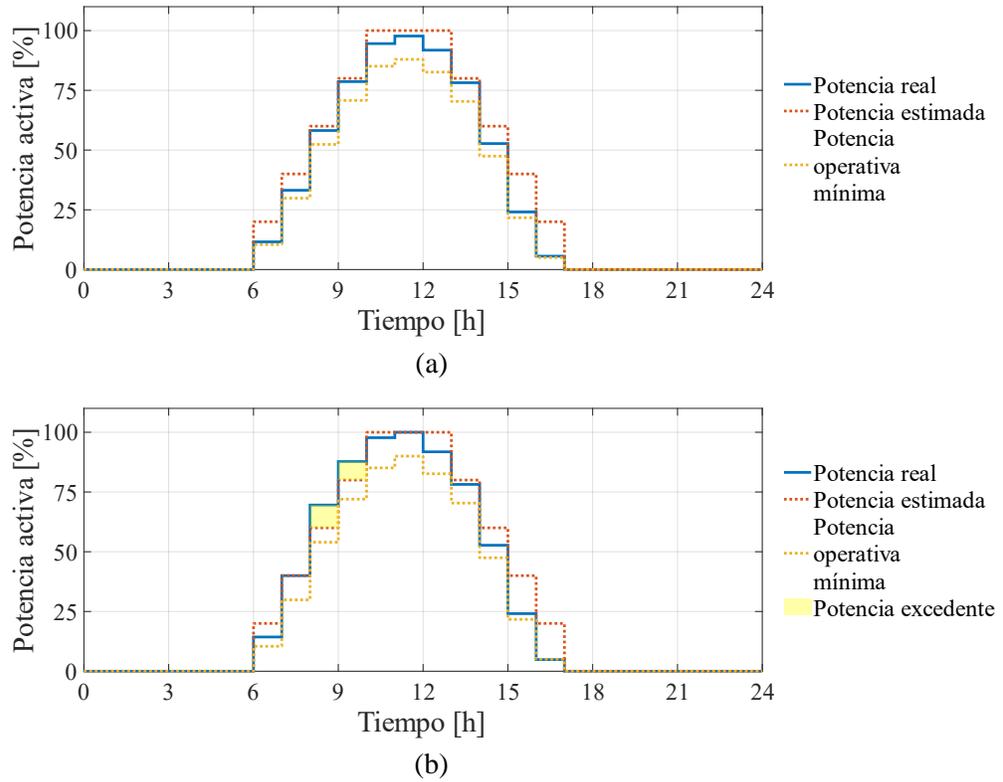


Figura 3-1. Restricción de PRL en generación fotovoltaica. (a) Curva de potencia generada dentro de límites y (b) curva de potencia generada fuera de límites.

La operación considerando una restricción de margen de intermitencia restringe a las centrales de generación renovable que de forma interna sean limitadas integrando APRs. Con esto se permite que los controles primarios y secundarios de la generación convencional operen para estas condiciones.

En la Figura 3-2 se presenta una condición operativa para la generación eólica con un margen de operación del 10% de intermitencia de la potencia suministrada. La potencia excedente a la curva estimada se reduce mediante la operación fuera del MPP controlando el ángulo de las palas. Sin embargo, no se restringe la comercialización de esta potencia excedente dentro del mercado de balance de potencia.

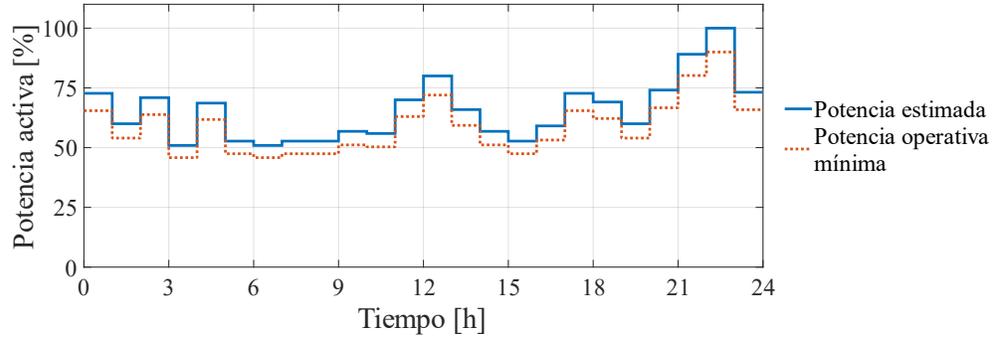


Figura 3-2. Límites de operación de generación eólica con el 10% de intermitencia.

El costo de operación de la generación renovable se determina a partir del costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés). Este costo considera principalmente la inversión inicial, costos de mantenimiento y la producción anual estimada. En (3.4) y (3.5) se presenta la función de costo de generación renovable por generación fotovoltaica y eólica, respectivamente.

$$C_s(P_{s,t}) = \gamma_s^{sell} \cdot P_{s,t} \quad (3.4)$$

$$C_e(P_{e,t}) = \gamma_e^{sell} \cdot P_{e,t} \quad (3.5)$$

donde

$C_s(P_{s,t})$  y  $C_e(P_{e,t})$  son las funciones de costo de operación de los parques eólicos y fotovoltaicos, respectivamente;

$P_{s,t}$  y  $P_{e,t}$  son las variables asociadas a la potencia suministrada por el  $s$ -ésimo y  $e$ -ésimo sistema fotovoltaico y eólico, respectivamente, durante el  $t$ -ésimo periodo;  $\gamma_s^{sell}$  y  $\gamma_e^{sell}$  son los LCOEs para la energía solar y eólica expresados en USD/MWh.

### 3.4 Gestión de lado de la demanda

Uno de los planteamientos que se tienen dentro de las microrredes es la participación de los consumidores mediante gestión del lado de la demanda y los programas de respuesta a la demanda. Con lo anterior se plantea que los usuarios brinden flexibilidad hacia la microrred modificando sus patrones de demanda. Esto se realiza mediante la planificación de uso de dispositivos controlables o la desconexión durante contingencias operativas. Un ejemplo de aplicación con usuarios domésticos es el bombeo de agua, operación de dispositivos de lavado en horas de menor demanda, climatización de espacios previo al regreso, entre otros. Mientras que con usuarios industriales esto se puede lograr mediante la reprogramación de procesos y puesta en operación de máquinas. Esta reducción se puede lograr sin la necesidad de modificar su patrón de demanda cuando cuentan con sistemas de generación distribuida y/o sistemas de almacenamiento en el lugar. Haciendo uso de estos recursos distribuidos se

logra suministrar de forma parcial o total el consumo, que visto desde el operador es un menor consumo.

A cambio de la modificación del perfil de consumo se proponen incentivos para los consumidores, de forma que se promueve la participación de los usuarios en la planificación de la operación de la microrred. En [41], [42] se propone un programa de respuesta a la demanda considerando lo anterior, esto se puede formular y representar mediante el conjunto de ecuaciones expresado en (3.6) a (3.10).

$$C_{\text{DRP}}(P_{r,t}) = k_{r,1} \cdot P_{r,t}^2 + k_{r,2} \cdot P_{r,t} - \zeta_r \cdot k_{r,2} \cdot P_{r,t} \quad (3.6)$$

$$B_{ut} = \lambda_{r,t} \cdot P_{r,t} - y_{r,t} \quad (3.7)$$

$$y_{r,t} - C_{\text{DRP}}(P_{r,t}) \geq 0 \quad (3.8)$$

$$P_{r,t} \leq P_r^{\text{max}} \quad (3.9)$$

$$\sum_{t=1}^T P_{r,t} \leq P_r^{\text{total}} \quad (3.10)$$

donde

$P_{r,t}$  es la potencia reducida por el  $r$ -ésimo consumidor participante en el DRP durante el periodo  $t$ -ésimo;

$y_{r,t}$  es el incentivo económico otorgado al  $r$ -ésimo consumidor en el periodo  $t$ -ésimo expresado en USD;

$k_{r,1}$  es el coeficiente cuadrático asociado al  $r$ -ésimo consumidor expresado en USD/MW<sup>2</sup>h;

$k_{r,2}$  es el coeficiente lineal asociado al  $r$ -ésimo consumidor expresado en USD/MWh;

$\zeta_r$  es el parámetro de preferencia del  $r$ -ésimo consumidor;

$\lambda_{r,t}$  es el costo incremental nodal sin interrumpir carga del  $r$ -ésimo consumidor expresado en USD/MWh;

$P_r^{\text{max}}$  es la potencia máxima interrumpida por un periodo de tiempo del  $r$ -ésimo consumidor;

$P_r^{\text{total}}$  es la potencia máxima total interrumpida para todo el día para el  $r$ -ésimo consumidor.

La función (3.7) representa la utilidad por no suplir la demanda en el periodo  $t$ . Por otra parte, la función (3.8) representa la restricción que garantiza que el beneficio neto para el consumidor sea superior a cero. El parámetro  $\zeta_r$  permite ordenar la participación de los usuarios, de forma que una  $\zeta_r$  menor provoca un costo marginal mayor, haciendo que su participación en el DRP sea menor, esto se ejemplifica en la Figura 3-3 donde se muestra este comportamiento considerando un coeficiente  $k_{r,1}$  y  $k_{r,2}$  de 0.5 y 1, respectivamente.

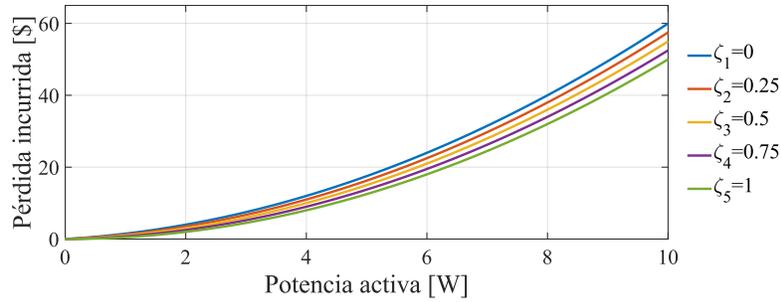


Figura 3-3. Participación de  $\zeta$  en la asignación de costo marginales de los consumidores.

### 3.5 Sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías (BESS)

El uso de sistemas de almacenamiento de energía en los sistemas de potencia data a finales del siglo XIX, donde se hizo uso de baterías eléctricas para el suministro de energía en picos de demanda en las redes eléctricas de corriente continua, así como los sistemas de almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo [43]. Con la evolución e integración de estas y nuevas tecnologías, se ha buscado tener mayor cantidad de reservas de energía almacenadas para hacer frente a distintas problemáticas de los sistemas eléctricos [44]. Los sistemas de almacenamiento hidroeléctrico por rebombeo dentro de los sistemas de almacenamiento de energía son los que cuentan con mayor capacidad. Sin embargo, cuentan con la desventaja de que su construcción implica elevadas inversiones, así como limitaciones geográficas para su construcción. Por esta razón en la actualidad se han desarrollado otras tecnologías con mejores prestaciones, siendo la ubicación geográfica y el espacio utilizado factores muy importantes dentro de las microrredes eléctricas.

Los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías se caracterizan por contar con la capacidad de participar en distintas tareas como la regulación de voltaje, integración de fuentes de energía renovable, reducción de picos de demanda, alivio de congestión de redes, entre otros [34]. Asimismo, su instalación no está restringida a la zona geográfica, lo cual hace que sea muy viable considerar a los BESS como almacenamiento dentro de las microrredes.

El comportamiento de los BESS se puede representar mediante dos variables que representan la potencia que proporciona o absorbe de la red y el estado de carga (SoC, por sus siglas en inglés). Estas variables son dependientes entre sí, de forma que no es posible proporcionar energía a la red (descarga del BESS) si el SoC es muy bajo, y por el contrario no puede absorber energía (recarga del BESS) si el SoC está en su capacidad máxima. La operación del BESS se puede representar mediante la siguiente ecuación,

$$SoC_{b,t} = \begin{cases} SoC_{b,t-1} - \eta_b^{dch} \cdot \frac{P_{b,t} \cdot \Delta t}{Cap_b} & P_{b,t} > 0 \\ SoC_{b,t-1} & P_{b,t} = 0 \\ SoC_{b,t-1} - \eta_b^{ch} \cdot \frac{P_{b,t} \cdot \Delta t}{Cap_b} & P_{b,t} < 0 \end{cases} \quad (3.11)$$

donde

$SoC_{b,t}$  es el estado de carga del  $b$ -ésimo BESS en el intervalo  $t$ ;

$P_{b,t}$  es la potencia proporcionada o absorbida por el  $b$ -ésimo BESS en el  $t$ -ésimo periodo;

$\eta_b^{ch}$  y  $\eta_b^{dch}$  son las eficiencias de carga y descarga del  $b$ -ésimo BESS;

$Cap_b$  es la capacidad máxima de almacenamiento de energía del  $b$ -ésimo BESS expresada en MWh.

De la misma manera que sucede con otros componentes, las variables que representan el comportamiento físico del BESS están sujetas a limitantes de operación. Estas restricciones se relacionan con la potencia máxima que puede entregar o absorber del sistema (3.12). Así como la energía mínima y máxima capaz de almacenar (3.13).

$$P_b^{\min} \leq P_{b,t} \leq P_b^{\max} \quad (3.12)$$

$$SoC_b^{\min} \leq SoC_{b,t} \leq SoC_b^{\max} \quad (3.13)$$

La función de costo para el BESS se representa para cada una de las condiciones operativas de carga o descarga. Esto se puede mostrar mediante la siguiente función,

$$C_b(P_{b,t}) = \begin{cases} \gamma_b^{dch} \cdot P_{b,t} & P_{b,t} > 0 \\ 0 & P_{b,t} = 0 \\ -\gamma_b^{ch} \cdot P_{b,t} & P_{b,t} < 0 \end{cases} \quad (3.14)$$

Donde  $\gamma_b^{ch}$  y  $\gamma_b^{dch}$  son los costos asociados a la carga y descarga del  $b$ -ésimo BESS expresado en USD/MWh.

### 3.6 Sistemas de carga de vehículos eléctricos

Una de las cualidades de la gestión de microrredes es la modificación del patrón de demanda para brindar flexibilidad en el sistema eléctrico. Una de las alternativas para lograr esto es mediante la integración y operación de cargas controladas que reciben comandos para operar y realizar sus funciones de forma planificada. Con la integración de vehículos a la red (V2G, por su acrónimo en inglés) se plantea migrar de un esquema de recarga convencional a un esquema de carga interrumpible, como se muestra en la Figura 3-4.

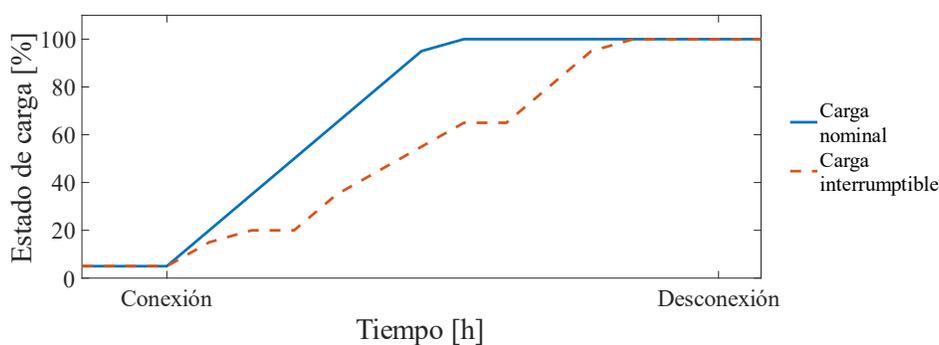


Figura 3-4. Carga convencional e interruptible de EV.

La interrupción o modificación de la capacidad de carga de los vehículos eléctricos se puede realizar, debido a que la recarga se puede llevar a cabo a lo largo de todo el periodo de conexión sin afectar su funcionalidad final [45].

La carga planificada de los vehículos eléctricos se realiza teniendo en cuenta parámetros como la capacidad de carga, capacidad de almacenamiento, descarga promedio, entre otros. En la Tabla 3-2 se presentan los niveles de potencia de recarga para vehículos eléctricos híbridos plug-in (PHEV, por sus siglas en inglés) y EVs.

Tabla 3-2. Niveles de potencia de carga de PHEVs y EVs. [46]

Tipos de nivel de potencia	Tipo de cargador	Uso típico	Nivel de potencia estimado	Tiempo de recarga	Tecnología de vehículo
Nivel 1 (Oportunidad) 120 V (EU) 230 V (UE)	On-board Monofásico	Cargadores domésticos u oficina	1.4 kW (12A)	4-11 horas	PHEV (5-15kWh)
			1.9 kW (20A)	11-36 horas	EV (16-50kWh)
Nivel 2 (Primario) 240 V (EU) 400 V (UE)	On-board Monofásico a trifásico	Cargadores públicos o privados	4 kW (17A)	1-4 horas	PHEV (5-15kWh)
			8 kW (32A)	2-6 horas	EV (16-30kWh)
			19.2 kW (80A)	2-3 horas	EV (3-50kWh)
Nivel 3 (Rápida) 208-600 $V_{ac}$ o $V_{dc}$	Off-board Trifásico	Supercargadores comerciales	50 kW	0.4-1 horas	EV (20-50kWh)
			100 kW	0.2-0.5 horas	

Los cargadores de nivel 1 y 2 son dos tecnologías de recarga aplicables para un esquema de carga controlable debido a sus niveles de potencia y tiempo de recarga. Sin embargo, los

cargadores de nivel 2 al contar con una mayor capacidad de potencia y menor tiempo de conexión, pueden brindar una mayor flexibilidad al esquema de recarga. No obstante, su integración sin una planificación puede causar problemas de incremento a la curva de demanda y congestión de la red.

En la Tabla 3-3 se recopilan las características técnicas más importantes de los modelos de EVs más comerciales en distintas regiones del mundo. A partir de estos datos se puede observar una tendencia de integración de cargadores on-board de nivel dos y la capacidad de almacenamiento de las baterías.

Tabla 3-3. Parámetros técnicos y costos para centrales gas, BESS y nodos de interconexión [47].

	Modelo	Capacidad de baterías [kWh]	Rango [km]	Capacidad de recarga [kWh]
Unión Europea	Smart Fortwo ED	17.6	93	7.2
	Hyundai Ioniq EQ	28	177	6.6
	Kia Soul EV	30	177	6.6
	Renault Zoe	41	402	4.3
	VW e-Golf	35.8	201	7.2
	BMW i3	33	183	7.4
	Nissan Leaf	40	243	6.6
EU	Tesla Model 3	75	354	11.5
	Chevy Bolt	60	383	7.2
	Ford Focus	33.5	185	6.6
China	BAIC EC180	22	162	Nivel 2
	Chery eQ	32	252	Nivel 2
	JAC iEV7 S/E	24	201	Nivel 2
	JMC E200	17.3	152	Nivel 2

La planificación de la recarga de los EVs en el despacho económico se realiza considerando un esquema de cargas controlables, donde se recibe el plan de la recarga por parte del operador de la microrred y los cargadores on-board ejecutan el plan de recarga. Esta recarga se plantea mediante dos intervalos como se muestra en la Figura 3-5. El primer intervalo (área en color verde) se realiza de las 0 horas con un  $SoC_{v,0}$  que está definido por la planificación del día anterior y termina en el intervalo  $t_{desc}$  con un  $SoC_{v,t_{desc}}$  del 100%, que corresponde a la carga total del vehículo. Posteriormente, ocurre un intervalo de descarga (área color rojo) correspondiente al uso del EV. Finalmente, el segundo intervalo de recarga (área en color verde) inicia con la conexión del EV con un  $SoC_{v,t_{con}}$  que representa el SoC

posterior a la descarga, este intervalo de recarga finaliza a la media noche con un  $SoC_{v,24}$  para dar lugar a la planificación del día posterior. Para cada ciclo de recarga se presentan algunos ejemplos de patrones de recarga (líneas punteadas), los cuales se determinan mediante el despacho económico.

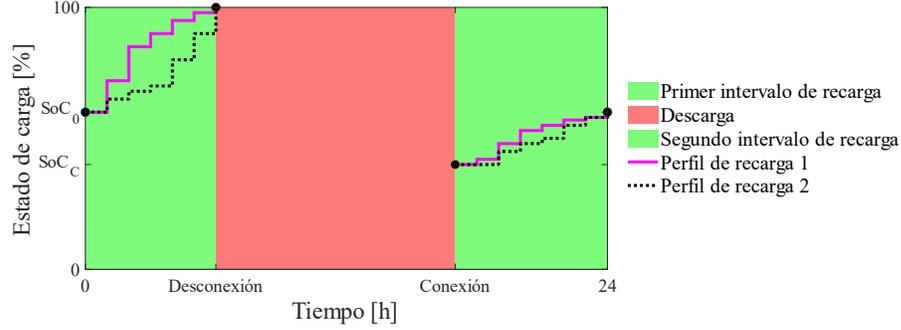


Figura 3-5. Intervalos de carga para el plan de recarga de EVs.

Partiendo del comportamiento de recarga de los EVs como un sistema de almacenamiento de energía su operación se describe en (3.15). Las restricciones de SoC deseados  $SoC_{v,t_{desc}}$  y  $SoC_{v,24}$  se presentan en (3.16) y (3.17), respectivamente. Cabe señalar que el  $SoC_{v,24}$  debe tener un valor mínimo que garantice la carga completa en el día consecuente a capacidad nominal, esto se representa mediante la restricción (3.18).

$$SoC_{v,t} = SoC_{v,t-1} - \eta_v^{ch} \cdot \frac{P_{v,t} \cdot \Delta t}{Cap_v} \quad (3.15)$$

$$SoC_{v,24} = \psi \quad \psi \in [0,1] \quad (3.16)$$

$$SoC_{v,t_{desc}} = 100 \% \quad (3.17)$$

$$SoC_{v,24} \geq 100 - \sum_{t=1}^{N_{t_{desc}}} \eta_v^{ch} \cdot \frac{P_v^{nom} \cdot \Delta t}{Cap_v} \quad (3.18)$$

$$0 \leq P_{v,t} \leq P_v^{max} \quad (3.19)$$

donde

$SoC_{v,t}$  es el estado de carga del  $v$ -ésimo grupo de EVs en el intervalo  $t$ ;

$P_{v,t}$  es la potencia recargada del  $v$ -ésimo grupo de EVs en el intervalo  $t$ ;

$\eta_v^{ch}$  es la eficiencia de recarga del  $v$ -ésimo grupo de EVs;

$Cap_v$  es la capacidad de almacenamiento del  $v$ -ésimo grupo de EVs expresado en MWh;

$SoC_{v,t_{desc}}$  es el estado de carga del  $v$ -ésimo grupo de EVs al momento de desconexión;

$SoC_{v,24}$  es el estado de carga del  $v$ -ésimo grupo de EVs a la media noche;

$\psi$  es el valor numérico del estado de carga deseado para la media noche

$N_{t_{desc}}$  es el número de intervalos antes de la desconexión del  $v$ -ésimo grupo de EVs.

### 3.7 Modelo propuesto para despacho económico en microrredes

El modelo de despacho económico de microrred propuesto en este trabajo toma en cuenta la integración de generación convencional, generación renovable mediante sistemas fotovoltaicos y eólicos, BESS, programa de reducción de gases de efecto invernadero, programa de gestión del lado de la demanda y plan de recarga de vehículos eléctricos.

La función de costo operativo total de la MG es función de la suma de los costos individuales de cada uno de los elementos que integran la microrred por cada uno de los intervalos de tiempo, donde T es el número de intervalos considerados en el despacho. La función objetivo se representa mediante la expresión (3.20). Las funciones de costo individuales se recopilan en la Tabla 3-4.

$$C_T(P_{g,t}, P_{c,t}, P_{s,t}, P_{e,t}, P_{b,t}, P_{r,t}) = \quad (3.20)$$

$$C_T = \sum_{t=0}^T \left[ \sum_{g=1}^{N_G} \{C_g(P_{g,t}) + C_h(P_{g,t})\} + \sum_{c=1}^{N_C} C_c(P_{c,t}) + \sum_{s=1}^{N_S} C_s(P_{s,t}) + \dots \right.$$

$$\left. \dots + \sum_{e=1}^{N_E} C_e(P_{e,t}) + \sum_{b=1}^{N_B} C_b(P_{b,t}) + \sum_{r=1}^{N_R} C_{DRP}(P_{r,t}) \right]$$

Donde  $N_C$ ,  $N_S$ ,  $N_E$  y  $N_B$  y  $N_R$  son el número de puntos de interconexión a la microrred, sistemas fotovoltaicos, sistemas de aerogeneración, BESS y consumidores participantes en el programa de respuesta a la demanda, respectivamente.

Tabla 3-4. Funciones de costo individuales para MG.

Elemento	Función matemática	Expresión
Generación convencional	$C_g(P_{g,t})$	(2.1)
Interconexión entre sistemas	$C_c(P_{c,t})$	(3.1)
Reducción de gases de efecto invernadero	$C_h(P_{g,t})$	(3.3)
Generación fotovoltaica	$C_s(P_{s,t})$	(3.4)
Generación eólica	$C_e(P_{e,t})$	(3.5)
Programa de gestión de lado de la demanda	$C_{DRP}(P_{r,t})$	(3.6)
BESS	$C_b(P_{b,t})$	(3.14)

La función de costo total está sujeto a la restricción de balance de potencia. Para el caso de una microrred uninodal el balance de potencia se representa mediante (3.21).

$$\begin{aligned} \sum_{g=1}^{N_G} P_{g,t} + \sum_{c=1}^{N_C} P_{c,t} + \sum_{s=1}^{N_S} P_{s,t} + \sum_{e=1}^{N_E} P_{e,t} + \sum_{b=1}^{N_B} P_{b,t} = \sum_{d=1}^{N_D} P_{d,t} + \dots \quad \forall t \in \{0,23\} \\ \dots + \sum_{v=1}^{N_V} P_{v,t} - \sum_{r=1}^{N_R} P_{r,t} \end{aligned} \quad (3.21)$$

Donde  $N_V$  es el número de puntos de carga de vehículos eléctricos considerados en el esquema de planificación de carga. Por otra parte, si el modelo de despacho considera a la red eléctrica mediante flujos de potencia lineales sin pérdidas, el balance de potencia se establece para cada nodo, obteniendo la expresión generalizada (3.22).

$$\begin{aligned} \sum_{\substack{g=1 \\ N_G \in k}}^{N_G} P_{g,t} + \sum_{\substack{c=1 \\ N_C \in k}}^{N_C} P_{c,t} + \sum_{\substack{s=1 \\ N_S \in k}}^{N_S} P_{s,t} + \sum_{\substack{e=1 \\ N_E \in k}}^{N_E} P_{e,t} + \sum_{\substack{b=1 \\ N_B \in k}}^{N_B} P_{b,t} + P_k^{cal} = \dots \quad \forall t \in \{0,23\} \\ \dots \sum_{\substack{d=1 \\ N_D \in k}}^{N_D} P_{d,t} + \sum_{\substack{v=1 \\ N_V \in k}}^{N_V} P_{v,t} - \sum_{\substack{r=1 \\ N_R \in k}}^{N_R} P_{r,t} \quad \forall k \in N_k \end{aligned} \quad (3.22)$$

La operación de los componentes que integran es delimitada por las capacidades instaladas y los límites mínimos operativos para cada uno de estos, en Tabla 3-5 se presentan las restricciones de límites de las variables que conforman el modelo de despacho económico.

Tabla 3-5. Restricciones de acotación de variables.

Restricción de acotación de variable	Expresión
$P_g^{\min} \leq P_{g,t} \leq P_g^{\max}$	(2.2)
$-P_{k-m}^{\max} \leq P_{k-m} \leq P_{k-m}^{\max}$	(2.17)
$-P_c^{\max} \leq P_{c,t} \leq P_c^{\max}$	(3.2)
$0 \leq P_{r,t} \leq P_r^{\max}$	(3.9)
$P_b^{\min} \leq P_{b,t} \leq P_b^{\max}$	(3.12)
$SoC_b^{\min} \leq SoC_{b,t} \leq SoC_b^{\max}$	(3.13)
$0 \leq P_{v,t} \leq P_v^{\max}$	(3.19)

Asimismo, los modelos elementos integrados dentro del modelo de despacho económico propuesto consideran restricciones de operación que garantizan condiciones de operación alcanzables, estas restricciones se resumen en la Tabla 3-6.

Tabla 3-6. Restricciones de operación de los elementos.

Restricción de acotación de variable	Expresión
$DR_g^{\max} \leq P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq UR_g^{\max}$	(2.3)
$y_{r,t} - C_r(P_{r,t}) \geq 0$	(3.9)
$\sum_{t=1}^T P_{r,t} \leq P_r^{\text{total}}$	(3.10)
$SoC_{b,t} = \begin{cases} SoC_{b,t-1} - \eta_b^{dch} \cdot \frac{P_{b,t} \cdot \Delta t}{Cap_b} & P_{b,t} > 0 \\ SoC_{b,t-1} & P_{b,t} = 0 \\ SoC_{b,t-1} - \eta_b^{ch} \cdot \frac{P_{b,t} \cdot \Delta t}{Cap_b} & P_{b,t} < 0 \end{cases}$	(3.11)
$SoC_{v,t} = SoC_{v,t-1} - \eta_v^{ch} \cdot \frac{P_{v,t-1} \cdot \Delta t}{Cap_v}$	(3.15)
$SoC_{v,24} = \psi \quad \psi \in [0, 100]$	(3.16)
$SoC_{v,t_{desc}} = 100 \%$	(3.17)
$SoC_{v,24} \geq 100 - \sum_{t=1}^{N_{t_{desc}}} \eta_v^{ch} \cdot \frac{P_v^{\text{nom}} \cdot \Delta t}{Cap_v}$	(3.18)

# Capítulo 4

## Casos de estudio

---

### 4.1 Microrred

El sistema mostrado en la Figura 4-1 correspondiente al caso de estudio 4.1 (C-4.1) representa una microrred conformada por generación distribuida, almacenamiento distribuido, cargas e interconexión con uno o más sistemas. Este caso de estudio se conforma por dos unidades de generación convencional ( $P_{g_1,t}$  y  $P_{g_2,t}$ ), un BESS ( $P_{b,t}$ ), un sistema de recarga de EVs no controlados y un nodo de interconexión ( $P_{c,t}$ ). La topología de la microrred se describe como un sistema uninodal, con el que se ejemplifica la formulación de despacho económico más simple.

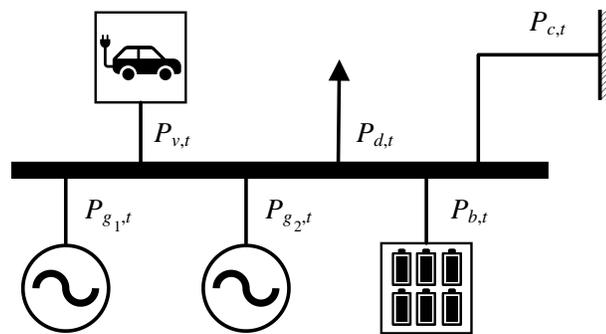


Figura 4-1. Diagrama unifilar, C-4.1.

En la Tabla 4-1 se muestran las características técnicas y los costos asociados a la operación de las centrales de generación, BESS y el nodo de interconexión. El costo de operación para el BESS y el nodo de interconexión se considera simétrico, es decir, el precio de compra y venta de energía es el mismo en cada uno de estos elementos. En el desarrollo de los casos de estudio se presentan los distintos parámetros utilizados para la simulación. Sin embargo, en el Apéndice se presenta de manera concentrada todos los parámetros de simulación de los cinco casos de estudio (4.1 a 4.5) en las Tablas A-2 a A-7.

Los costos de la energía se retoman a partir del costo nivelado de la energía para el primer semestre del 2021 publicados en [48]. Se consideran centrales de gas con un LCOE de 250 USD/MWh. Sin embargo, la formulación no limita a considerar centrales de gas, se pueden integrar plantas de generación cuya curva de costo se pueda representar por una función de segundo o menor orden, retomando la expresión (2.1). Por otra parte, para el nodo de

## Capítulo 4. Casos de estudio

interconexión se considera un costo de 200 USD/MWh, este costo se considera tomando en cuenta que la potencia que puede intercambiar con la red eléctrica principal es pequeña comparada con la capacidad total de ese sistema.

Tabla 4-1. Parámetros de centrales gas, BESS y nodo de interconexión.

Elemento	Parámetros	Costos de operación
Generador 1	$P_{g_1}^{\min} = 10$ [MW]	$a_1 = 0.21$ [USD/MW <sup>2</sup> h] $b_1 = 102.9$ [USD/MWh] $c_1 = 4410$ [USD/h]
	$P_{g_1}^{\max} = 160$ [MW]	
	$DR_{g_1}^{\max} = 120$ [MW/h]	
	$UR_{g_1}^{\max} = 120$ [MW/h]	
Generador 2	$P_{g_2}^{\min} = 20$ [MW]	$a_2 = 0.21$ [USD/MW <sup>2</sup> h] $b_2 = 155.4$ [USD/MWh] $c_2 = 1778.7$ [USD/h]
	$P_{g_2}^{\max} = 130$ [MW]	
	$DR_{g_2}^{\max} = 120$ [MW/h]	
	$UR_{g_2}^{\max} = 120$ [MW/h]	
BESS	$P_b^{\min} = -10$ [MW] $P_b^{\max} = 10$ [MW] $Cap_b = 40$ [MWh]	$\gamma_b^{ch} = \gamma_b^{dch} = 138$ [USD/MWh]
Nodo interconexión	$P_c^{\min} = -32$ [MW] $P_c^{\max} = 32$ [MW]	$\gamma_c^{buy} = \gamma_c^{sell} = 200$ [USD/MWh]

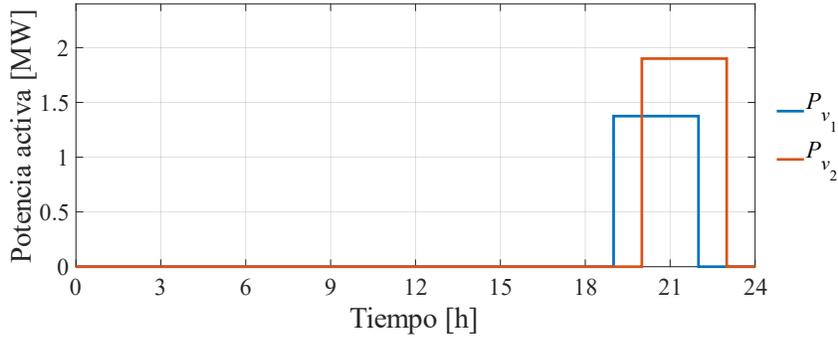
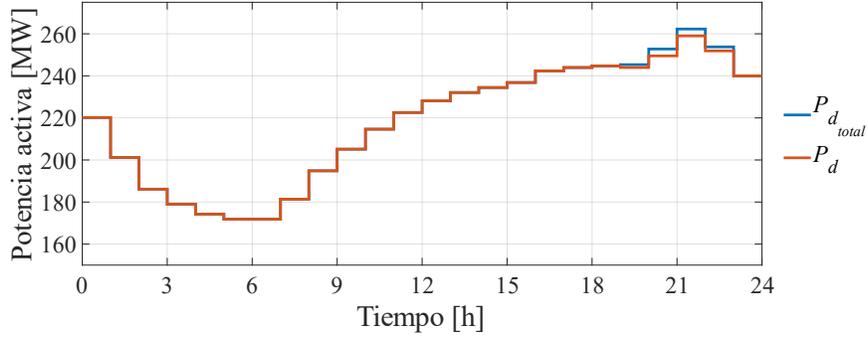
Se tiene un perfil de demanda como se muestra en la Figura 4-2, el cual toma el comportamiento de la curva de la demanda del Sistema Eléctrico de Baja California Sur [49]. Se contempla la discretización en periodos de una hora ( $\Delta t = 1$  [h]) y un pico de demanda en 259 MWh sin considerar la recarga de EVs.

Se considera una demanda por recarga de EVs de 21.225 MWh totales, la cual integra la recarga de 250 vehículos que representa a usuarios particulares, así como de 50 EVs que representaría a usuarios con mayor consumo como son transporte de pequeña carga, servicios de electromovilidad, entre otros. En la Tabla 4-2 se muestran los parámetros para la recarga de EVs, por otra parte, en la Figura 4-3 se muestran los perfiles de carga de baterías de los EVs a capacidad nominal considerando la conexión a las 19 horas que representa una condición cotidiana donde la conexión para carga se realiza al término de una jornada laboral.

Tabla 4-2. Parámetros de carga de EVs.

	Cantidad de vehículos	Capacidad del cargador [kWh]	Descarga [kWh]	Tiempo de recarga a capacidad nominal [h]
Grupo 1 ( $P_{v_1}$ )	50	27.5	82.5	3
Grupo 2 ( $P_{v_2}$ )	250	7.6	22.8	3

## Capítulo 4. Casos de estudio



### 4.1.1 Función de costo

La función de costo que describe la operación de la microrred de la Figura 4-1 se muestra en (4.1). Esta función se conforma por la sumatoria de las funciones de costo de cada uno de los elementos de generación ( $P_{g_1,t}$  y  $P_{g_2,t}$ ), interconexión ( $P_{c,t}$ ) y almacenamiento de energía (BESS) ( $P_{b,t}$ ) para cada uno de los intervalos, expresados en (2.1), (3.1) y (3.14), respectivamente.

$$\begin{aligned}
 C_T(P_{g_1,t}, P_{g_2,t}, P_{b,t}, P_{c,t}) &= & (4.1) \\
 &= \sum_{t=0}^{23} \left[ \sum_{i=1}^2 \{C_g(P_{g_i,t})\} + C_b(P_{b,t}) + C_c(P_{c,t}) \right] \\
 &= \sum_{t=0}^{23} [C_g(P_{g_1,t}) + C_g(P_{g_2,t}) + C_b(P_{b,t}) + C_c(P_{c,t})]
 \end{aligned}$$

El despacho económico está sujeto al suministro de la demanda para cada uno de los periodos evaluados expresados en las ecuaciones de balance uninodal sin pérdidas (4.2).

## Capítulo 4. Casos de estudio

$$P_{g_1,t} + P_{g_2,t} + P_{b,t} + P_{c,t} = P_{d,t} + P_{v_1,t} + P_{v_2,t} \quad \forall t = \{0,23\} \quad (4.2)$$

$$\{P_{g_1,0} + P_{g_2,0} + P_{b,0} + P_{c,0} = P_{d,0} + P_{v_1,0} + P_{v_2,0} \dots P_{g_1,0} + P_{g_2,0} + P_{b,23} + P_{c,23} = P_{d,23} + P_{v_1,23} + P_{v_2,23}\}$$

### 4.1.2 Restricciones operativas

La planeación de operación de la microrred toma en cuenta las limitaciones físicas de los elementos que conforman al sistema. Siendo la capacidad mínima y máxima de generación o inyección-absorción de energía una de las restricciones de las centrales de generación, almacenamiento de energía y elementos de interconexión. En (4.3)-(4.7) se muestran las expresiones que acotan la potencia mínima y máxima que para la central de generación uno y dos, BESS y nodo de interconexión, respectivamente.

$$P_{g_1}^{\min} \leq P_{g_1,t} \leq P_{g_1}^{\max} \quad \forall t = \{0,23\} \quad (4.3)$$

$$\{P_{g_1}^{\min} \leq P_{g_1,0} \leq P_{g_1}^{\max} \dots P_{g_1}^{\min} \leq P_{g_1,23} \leq P_{g_1}^{\max}\}$$

$$P_{g_2}^{\min} \leq P_{g_2,t} \leq P_{g_2}^{\max} \quad \forall t = \{0,23\} \quad (4.4)$$

$$\{P_{g_2}^{\min} \leq P_{g_2,0} \leq P_{g_2}^{\max} \dots P_{g_2}^{\min} \leq P_{g_2,23} \leq P_{g_2}^{\max}\}$$

$$P_b^{\min} \leq P_{b,t} \leq P_b^{\max} \quad \forall t = \{0,23\} \quad (4.5)$$

$$\{P_b^{\min} \leq P_{b,0} \leq P_b^{\max} \dots P_b^{\min} \leq P_{b,23} \leq P_b^{\max}\}$$

$$SoC_b^{\min} \leq SoC_{b,t} \leq SoC_b^{\max} \quad \forall t = \{0,23\} \quad (4.6)$$

$$\{SoC_b^{\min} \leq SoC_{b,0} \leq SoC_b^{\max} \dots SoC_b^{\min} \leq SoC_{b,23} \leq SoC_b^{\max}\}$$

$$P_c^{\min} \leq P_{c,t} \leq P_c^{\max} \quad \forall t = \{0,23\} \quad (4.7)$$

$$\{P_c^{\min} \leq P_{c,0} \leq P_c^{\max} \dots P_c^{\min} \leq P_{c,23} \leq P_c^{\max}\}$$

El incremento y decremento de potencia en las centrales de generación convencional por una unidad de tiempo  $\Delta t$  se restringe bajo el concepto de límite de rampas de crecimiento/decrecimiento de potencia. Desarrollando (2.3) para este caso de estudio se obtiene (4.8) y (4.9) para las centrales de generación uno y dos, respectivamente.

$$DR_{g_1}^{\max} \leq P_{g_1,t} - P_{g_1,t-1} \leq UR_{g_1}^{\max} \quad \forall t = \{0,23\} \quad (4.8)$$

$$\{DR_{g_1}^{\max} \leq P_{g_1,0} - P_{g_1,0'} \leq UR_{g_1}^{\max} \dots DR_{g_1}^{\max} \leq P_{g_1,23} - P_{g_1,22} \leq UR_{g_1}^{\max}\}$$

$$DR_{g_2}^{\max} \leq P_{g_2,t} - P_{g_2,t-1} \leq UR_{g_2}^{\max} \quad \forall t = \{0,23\} \quad (4.9)$$

$$\{DR_{g_2}^{\max} \leq P_{g_2,0} - P_{g_2,0'} \leq UR_{g_2}^{\max} \dots DR_{g_2}^{\max} \leq P_{g_2,23} - P_{g_2,22} \leq UR_{g_2}^{\max}\}$$

## Capítulo 4. Casos de estudio

El valor de  $P_{g,0'}$  corresponde a la condición inicial de cada una de las centrales de generación. Este valor está definido por la condición de operación final de cada central en el día previo.

La operación del BESS toma en cuenta la energía almacenada y sus límites de operación descritos en (4.6). Este SoC es dependiente de su estado anterior y la potencia inyectada o absorbida como se presenta en (3.11), de forma que para este caso de estudio la operación se describe en (4.10).

$$SoC_{b,t} = \begin{cases} SoC_{b,t-1} - \eta_{b,dch} \cdot \frac{P_{b,t}}{Cap_b} & P_{b,t} > 0 \\ SoC_{b,t-1} & P_{b,t} = 0 \\ SoC_{b,t-1} - \eta_{b,ch} \cdot \frac{P_{b,t}}{Cap_b} & P_{b,t} < 0 \end{cases} \quad \forall t = \{0, 2, 3\} \quad (4.10)$$

$$\left\{ SoC_{b,0} = \begin{cases} SoC_{b,0'} - \eta_{b,dch} \cdot \frac{P_{b,1}}{Cap_b} & P_{b,0} > 0 \\ SoC_{b,0'} & P_{b,0} = 0 \\ SoC_{b,0'} - \eta_{b,ch} \cdot \frac{P_{b,1}}{Cap_b} & P_{b,0} < 0 \end{cases} \dots SoC_{b,23} = \begin{cases} SoC_{b,22} - \eta_{b,dch} \cdot \frac{P_{b,23}}{Cap_b} & P_{b,23} > 0 \\ SoC_{b,22} & P_{b,23} = 0 \\ SoC_{b,22} - \eta_{b,ch} \cdot \frac{P_{b,23}}{Cap_b} & P_{b,23} < 0 \end{cases} \right.$$

El valor de  $SoC_{b,0'}$  es la condición inicial del BESS, este valore está determinado por la condición final del día previo. Para garantizar la igualdad de condiciones en el despacho económico para distintos días se propone que el SoC final sea al menos el valor de su condición inicial. La restricción anterior se plantea de la siguiente forma,

$$SoC_{b,fin} \geq SoC_{b,0} \quad (4.11)$$

donde

$$SoC_{b,fin} = \begin{cases} SoC_{b,23} - \eta_{b,dch} \cdot \frac{P_{b,23}}{Cap_b} & P_{b,23} < 0 \\ SoC_{b,23} & P_{b,23} = 0 \\ SoC_{b,23} - \eta_{b,ch} \cdot \frac{P_{b,23}}{Cap_b} & P_{b,23} > 0 \end{cases} \quad (4.12)$$

### 4.1.3 Resultados

En la Figura 4-4 se presentan los perfiles de potencia asignada para el suministro de la demanda, así como de la recarga de los sistemas de carga de vehículos eléctricos. El costo total de operación para estas condiciones es de 1,085,327.72 USD.

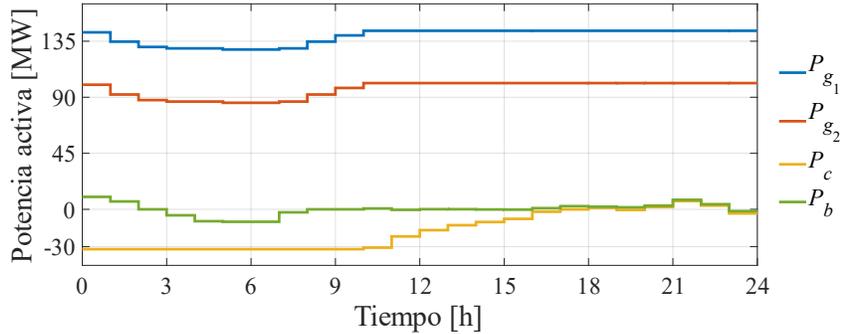


Figura 4-4. Potencia asignada, C-4.1.

A partir de los resultados obtenidos y como se muestra en la Figura 4-4, la potencia asignada a las centrales de generación convencional uno y dos es casi constante y manteniendo una forma similar a la curva de demanda sin considerar los puntos de mayor demanda. Por otro lado, el sistema de almacenamiento de energía y el nodo de interconexión realizan inyección durante los periodos de mayor demanda debido a su menor costo.

En las Figuras 4-5 y 4-6 se representa el comportamiento del intercambio de potencia activa y el SoC del BESS, respectivamente. Analizando el comportamiento del BESS se puede notar que este tiene un patrón esperado de un sistema de almacenamiento de energía, el cual recarga el almacenamiento en las horas de menor demanda y descarga en las horas de mayor demanda.

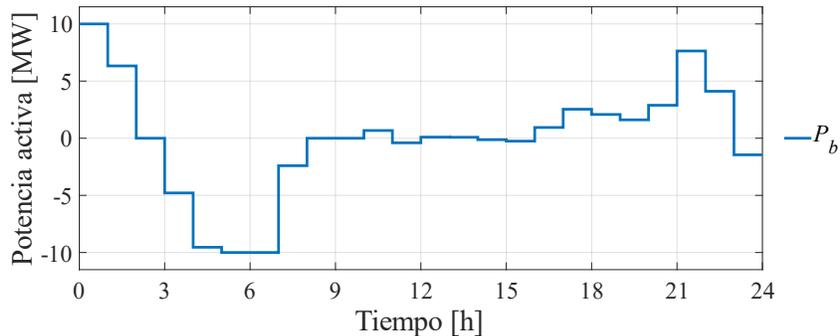


Figura 4-5. Intercambio de potencia activa del BESS, C-4.1.

## Capítulo 4. Casos de estudio

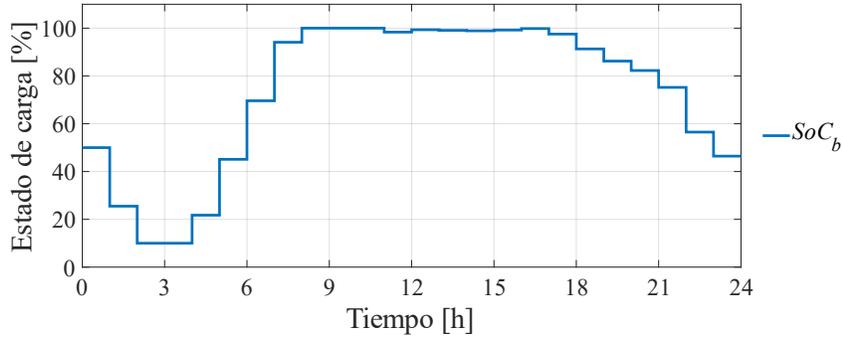


Figura 4-6. Estado de carga del BESS, C-4.1.

En la Figura 4-7 se presenta el intercambio de potencia en el nodo de interconexión. Este elemento tiene un comportamiento en el que para las horas de baja demanda se vende energía hacia la red ya que es más barato producir esta energía y comercializarla, mientras que cuando presenta el incremento en la demanda se compra energía de la red principal.

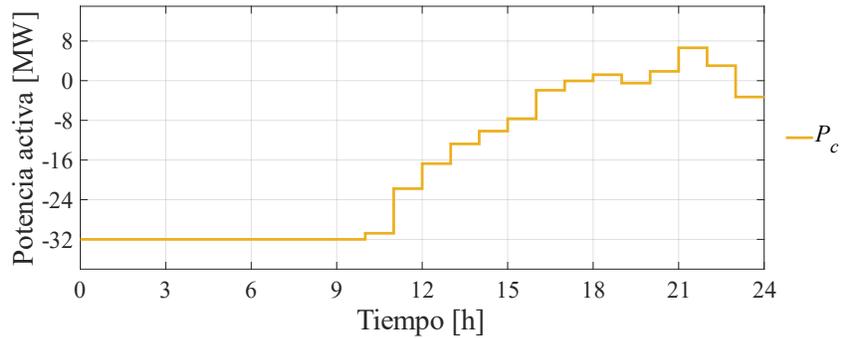


Figura 4-7. Intercambio de potencia activa del nodo de interconexión, C-4.1.

## 4.2 Microrred con RES

En la Figura 4-8 se presenta el diagrama unifilar para la microrred correspondiente al caso de estudio 4.2 (C-4.2) con integración de generación renovable, conformada por dos centrales convencionales ( $P_{g_1,t}$  y  $P_{g_2,t}$ ), una central eólica ( $P_{e,t}$ ), una central fotovoltaica ( $P_{s,t}$ ), un nodo de interconexión ( $P_{c,t}$ ), dos BESS ( $P_{b_1,t}$  y  $P_{b_2,t}$ ), una carga y un sistema de carga de EVs no controlables. Se considera el perfil y magnitud de demanda presentados en la Figura 4-2, así como los parámetros para el sistema de carga de vehículos mostrados en la Tabla 4-2.

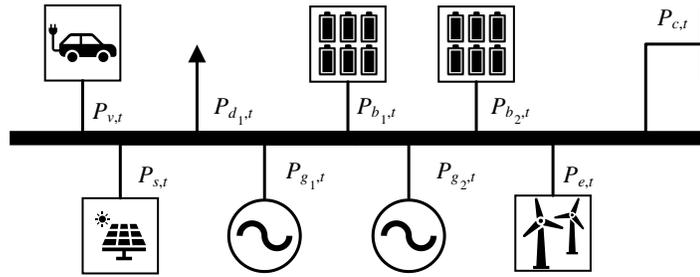


Figura 4-8. Diagrama unifilar, C-4.2.

En la Tabla 4-3 se presentan las características de los elementos que conforman la microrred de la Figura 4-8. El costo de la generación renovable se toma a partir del costo nivelado de la energía publicados en [48], de forma que se consideran 38 y 41 USD por MWh para generación fotovoltaica y eólica, respectivamente.

Tabla 4-3. Parámetros de centrales gas, BESS, nodo de interconexión y RES.

Elemento	Parámetros		Costos de operación
Generador 1	$P_{g_1}^{\min} = 10$ [MW] $DR_{g_1}^{\max} = 120$ [MW/h]	$P_{g_1}^{\max} = 160$ [MW] $UR_{g_1}^{\max} = 120$ [MW/h]	$a_1 = 0.21$ [USD/MW <sup>2</sup> h] $b_1 = 102.9$ [USD/MWh] $c_1 = 4410$ [USD/h]
Generador 2	$P_{g_2}^{\min} = 20$ [MW] $DR_{g_2}^{\max} = 120$ [MW/h]	$P_{g_2}^{\max} = 130$ [MW] $UR_{g_2}^{\max} = 120$ [MW/h]	$a_2 = 0.21$ [USD/MW <sup>2</sup> h] $b_2 = 155.4$ [USD/MWh] $c_2 = 1778.7$ [USD/h]
BESS 1	$P_{b_1}^{\min} = -5$ [MW] $Cap_b = 20$ [MWh]	$P_{b_1}^{\max} = 5$ [MW]	$\gamma_{b_1}^{ch} = \gamma_{b_1}^{dch} = 138$ [USD/MWh]
BESS 2	$P_{b_2}^{\min} = -5$ [MW] $Cap_b = 20$ [MWh]	$P_{b_2}^{\max} = 5$ [MW]	$\gamma_{b_2}^{ch} = \gamma_{b_2}^{dch} = 138$ [USD/MWh]
Central eólica	$P_e^{\max} = 40$ [MW]		$\gamma_e^{sell} = 41$ [USD/MWh]
Central fotovoltaica	$P_s^{\max} = 30$ [MW]		$\gamma_s^{sell} = 38$ [USD/MWh]
Nodo interconexión	$P_c^{\min} = -32$ [MW]	$P_c^{\max} = 32$ [MW]	$\gamma_c^{buy} = \gamma_c^{sell} = 200$ [USD/MWh]

### 4.2.1 Función de costo

La función de costo operativo de la microrred se presenta en (4.13), la asignación de las potencias está sujeta a las ecuaciones de balance uninodal (4.14) en cada uno de los periodos.

$$\begin{aligned}
 C_T(P_{g_1,t}, P_{g_2,t}, P_{s,t}, P_{e,t}, P_{b_1,t}, P_{b_2,t}, P_{c,t}) &= \\
 &= \sum_{t=0}^{23} \left[ \sum_{g=1}^2 C_g(P_{g,t}) + C_s(P_{s,t}) + C_e(P_{e,t}) + \sum_{b=1}^2 C_b(P_{b,t}) + C_c(P_{c,t}) \right] \quad (4.13) \\
 &= \sum_{t=0}^{23} \left[ C_g(P_{g_1,t}) + C_g(P_{g_2,t}) + C_s(P_{s,t}) + C_e(P_{e,t}) + C_b(P_{b_1,t}) + C_b(P_{b_2,t}) + C_c(P_{c,t}) \right]
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 P_{g_1,t} + P_{g_2,t} + P_{e,t} + P_{s,t} + P_{b_1,t} + P_{b_2,t} + P_{c,t} &= P_{d,t} + P_{v,t} \quad \forall t = \{0, 23\} \quad (4.14) \\
 \left( \begin{array}{l} P_{g_1,t} + P_{g_2,t} + P_{e,0} + P_{s,0} + P_{b_1,0} + P_{b_2,0} + P_{c,0} = P_{d,0} + P_{v,0} \\ \vdots \\ P_{g_1,t} + P_{g_2,t} + P_{e,23} + P_{s,23} + P_{b_1,23} + P_{b_2,23} + P_{c,23} = P_{d,23} + P_{v,23} \end{array} \right)
 \end{aligned}$$

### 4.2.2 Restricciones operativas

Para la operación de los elementos que conforman a la microrred se consideran las restricciones de potencia mínima y máxima capaz de suministrar cada uno de los elementos. En (4.3) y (4.4) se presentan las restricciones correspondientes de los generadores uno y dos, mientras que en (4.7) se muestra la restricción para el nodo de interconexión. En (4.8) y (4.9) se muestran las restricciones de incremento y decremento máximo para las centrales convencionales. Al considerar dos BESS en el sistema y desarrollando las expresiones (3.12) y (3.13), se tienen las siguientes restricciones,

$$P_{b_1}^{\min} \leq P_{b_1,t} \leq P_{b_1}^{\max} \quad \forall t = \{0, 23\} \quad (4.15)$$

$$\{P_{b_1}^{\min} \leq P_{b_1,0} \leq P_{b_1}^{\max} \quad \dots \quad P_{b_1}^{\min} \leq P_{b_1,23} \leq P_{b_1}^{\max}\}$$

$$SoC_{b_1}^{\min} \leq SoC_{b_1,t} \leq SoC_{b_1}^{\max} \quad \forall t = \{0, 23\} \quad (4.16)$$

$$\{SoC_{b_1}^{\min} \leq SoC_{b_1,0} \leq SoC_{b_1}^{\max} \quad \dots \quad SoC_{b_1}^{\min} \leq SoC_{b_1,23} \leq SoC_{b_1}^{\max}\}$$

$$P_{b_2}^{\min} \leq P_{b_2,t} \leq P_{b_2}^{\max} \quad \forall t = \{0, 23\} \quad (4.17)$$

$$\{P_{b_2}^{\min} \leq P_{b_2,0} \leq P_{b_2}^{\max} \quad \dots \quad P_{b_2}^{\min} \leq P_{b_2,23} \leq P_{b_2}^{\max}\}$$

$$SoC_{b_2}^{\min} \leq SoC_{b_2,t} \leq SoC_{b_2}^{\max} \quad \forall t = \{0, 23\} \quad (4.18)$$

$$\{SoC_{b_2}^{\min} \leq SoC_{b_2,0} \leq SoC_{b_2}^{\max} \quad \dots \quad SoC_{b_2}^{\min} \leq SoC_{b_2,23} \leq SoC_{b_2}^{\max}\}$$

La relación entre el SoC y la potencia suministrada en cada una de los BESS se expresa de la siguiente manera,

Capítulo 4. Casos de estudio

$$SoC_{b_1,t} = \begin{cases} SoC_{b_1,t-1} - \eta_{b_1,dch} \cdot \frac{P_{b_1,t}}{Cap_{b_1}} & P_{b_1,t} > 0 \\ SoC_{b_1,t-1} & P_{b_1,t} = 0 \\ SoC_{b_1,t-1} - \eta_{b_1,ch} \cdot \frac{P_{b_1,t}}{Cap_{b_1}} & P_{b_1,t} < 0 \end{cases} \quad \forall t = \{0, 2, 3\} \quad (4.19)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} SoC_{b_1,t} = \begin{cases} SoC_{b_1,0'} - \eta_{b_1,dch} \cdot \frac{P_{b_1,1}}{Cap_{b_1}} & P_{b_1,0} > 0 \\ SoC_{b_1,0'} & P_{b_1,0} = 0 \\ SoC_{b_1,0'} - \eta_{b_1,ch} \cdot \frac{P_{b_1,1}}{Cap_{b_1}} & P_{b_1,0} < 0 \end{cases} \dots SoC_{b_1,23} = \begin{cases} SoC_{b_1,22} - \eta_{b_1,dch} \cdot \frac{P_{b_1,23}}{Cap_{b_1}} & P_{b_1,23} > 0 \\ SoC_{b_1,22} & P_{b_1,23} = 0 \\ SoC_{b_1,22} - \eta_{b_1,ch} \cdot \frac{P_{b_1,23}}{Cap_{b_1}} & P_{b_1,23} < 0 \end{cases} \end{array} \right.$$

$$SoC_{b_2,t} = \begin{cases} SoC_{b_2,t-1} - \eta_{b_2,dch} \cdot \frac{P_{b_2,t}}{Cap_{b_2}} & P_{b_2,t} > 0 \\ SoC_{b_2,t-1} & P_{b_2,t} = 0 \\ SoC_{b_2,t-1} - \eta_{b_2,ch} \cdot \frac{P_{b_2,t}}{Cap_{b_2}} & P_{b_2,t} < 0 \end{cases} \quad \forall t = \{0, 2, 3\} \quad (4.20)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} SoC_{b_2,0} = \begin{cases} SoC_{b_2,0'} - \eta_{b_2,dch} \cdot \frac{P_{b_2,0}}{Cap_{b_2}} & P_{b_2,0} > 0 \\ SoC_{b_2,0'} & P_{b_2,0} = 0 \\ SoC_{b_2,0'} - \eta_{b_2,ch} \cdot \frac{P_{b_2,0}}{Cap_{b_2}} & P_{b_2,0} < 0 \end{cases} \dots SoC_{b_2,23} = \begin{cases} SoC_{b_2,22} - \eta_{b_2,dch} \cdot \frac{P_{b_2,23}}{Cap_{b_2}} & P_{b_2,23} > 0 \\ SoC_{b_2,22} & P_{b_2,23} = 0 \\ SoC_{b_2,22} - \eta_{b_2,ch} \cdot \frac{P_{b_2,23}}{Cap_{b_2}} & P_{b_2,23} < 0 \end{cases} \end{array} \right.$$

Considerando la restricción de que el SoC final es al menos el valor de la condición inicial, como se propuso en la sección 4.1.2, se obtienen las siguientes restricciones,

$$SoC_{b_1,fin} \geq SoC_{b_1,0} \quad (4.21), \quad SoC_{b_2,fin} \geq SoC_{b_2,0} \quad (4.22)$$

donde

$$SoC_{b_1,fin} = \begin{cases} SoC_{b_1,23} - \eta_{b_1,dch} \cdot \frac{P_{b_1,23}}{Cap_{b_1}} & P_{b_1,23} > 0 \\ SoC_{b_1,23} & P_{b_1,23} = 0 \\ SoC_{b_1,23} - \eta_{b_1,ch} \cdot \frac{P_{b_1,23}}{Cap_{b_1}} & P_{b_1,23} < 0 \end{cases} \quad (4.23)$$

$$SoC_{b_2,fin} = \begin{cases} SoC_{b_2,23} - \eta_{b_2,dch} \cdot \frac{P_{b_2,23}}{Cap_{b_2}} & P_{b_2,23} > 0 \\ SoC_{b_2,23} & P_{b_2,23} = 0 \\ SoC_{b_2,23} - \eta_{b_2,ch} \cdot \frac{P_{b_2,23}}{Cap_{b_2}} & P_{b_2,23} < 0 \end{cases} \quad (4.24)$$

Para la integración de las RES en el despacho económico de la microrred se presentan los siguientes perfiles de potencia activa estimada para generación fotovoltaica y eólica con un pico de máxima generación en 30 y 40 MW, respectivamente.

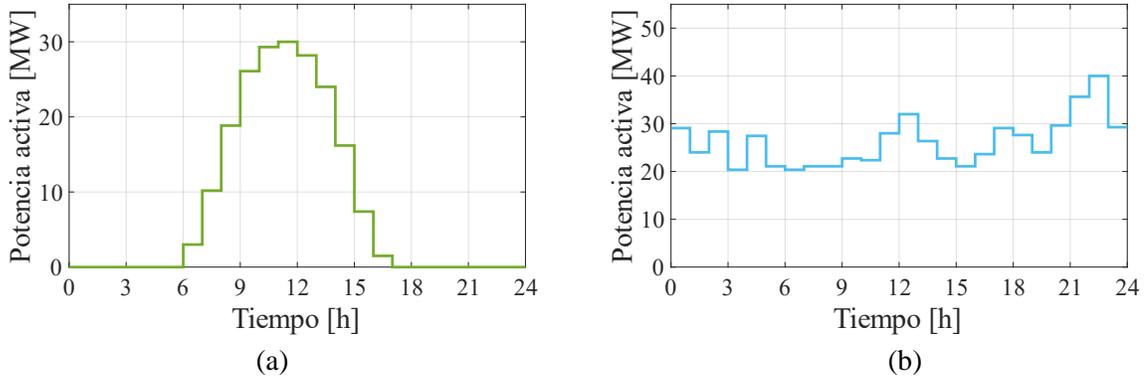


Figura 4-9. Perfil de potencia fotovoltaica (a) y eólica (b) estimada.

### 4.2.3 Resultados

En la Figura 4-10 se presenta la asignación de potencia para las centrales de generación y almacenamiento de energía que conforman la microrred. La operación con esta asignación, el costo asciende a 954,938.89 USD. Cabe notar que la generación convencional no presenta modificaciones en su patrón de generación causado por la integración de generación renovable. Esto puede ser justificado debido a la integración de los BESS y el nodo de interconexión, ya que estos elementos aprovechan la generación local almacenando energía y vendiendo cuando hay mayor disponibilidad de recursos, y en caso contrario suministrándole al sistema sin tener que recurrir a la generación por fuentes convencionales.

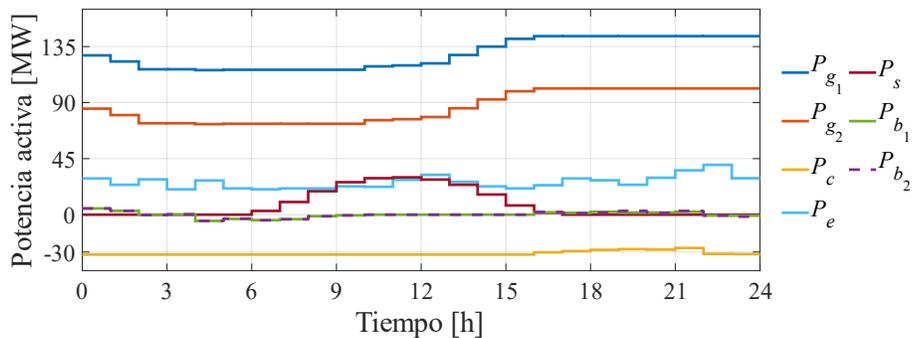


Figura 4-10. Potencia asignada, C-4.2.

La generación fotovoltaica y eólica son asignados en su totalidad de disponibilidad ya que su LCOE es menor al de las demás tecnologías consideradas en la microrred. El patrón de recarga de los BESS y su SOC mostrados en la Figura 4-12 y 4-13, mantiene un comportamiento de carga para las horas de menor demanda, mientras que se realiza su descarga en las horas pico, presentando un único ciclo de carga y descarga.

## Capítulo 4. Casos de estudio

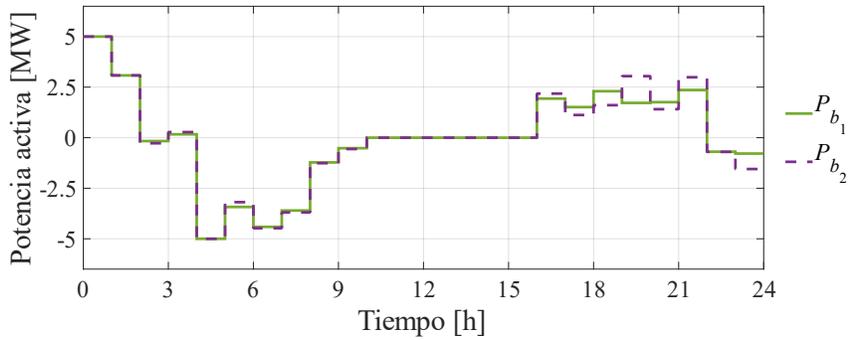


Figura 4-11. Intercambio de potencia activa de los BESS, C-4.2.

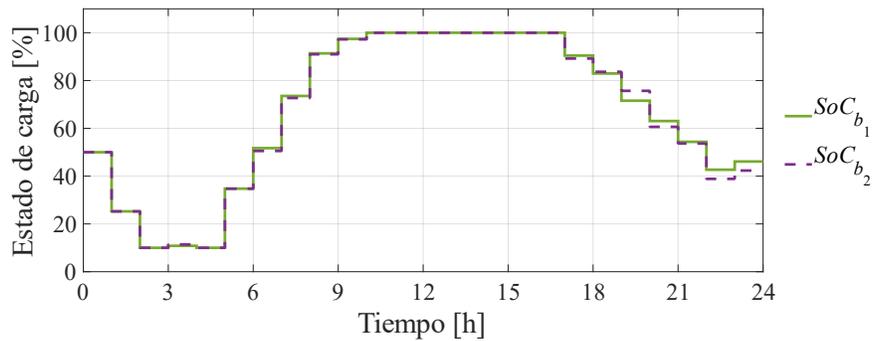


Figura 4-12. Estado de carga de los BESS, C-4.2.

El perfil de la Figura 4-13 que describe al nodo de interconexión, presenta la asignación de potencia para este elemento en el que se realiza la venta de energía durante todo el día, reduciendo el intercambio únicamente en el intervalo de mayor demanda. Esto se puede realizar ya que el suministro de demanda es más barato debido a la integración de energías renovables. Con base en lo anterior, los costos incrementales son menores, permitiendo que sea más rentable producir energía y comercialarla a través de este elemento a recurrir a comprar energía.

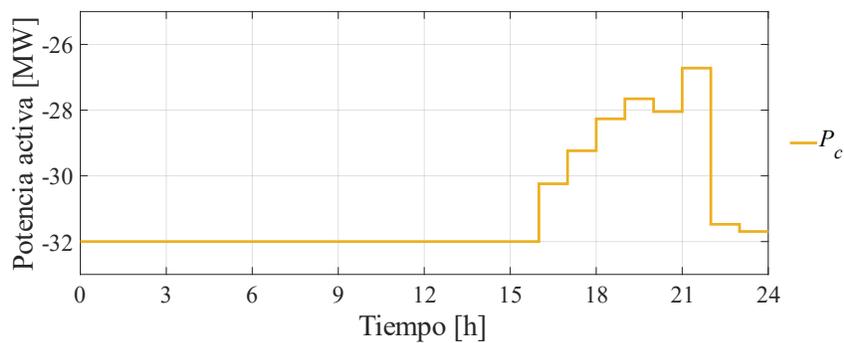


Figura 4-13. Intercambio de potencia activa del nodo de interconexión, C-4.2.

### 4.3 Microrred con RES y red

En la Figura 4-14 correspondiente al caso de estudio 4.3 (C-4.3) se presenta el diagrama unifilar del sistema IEEE de 14 nodos modificado. En la literatura revisada no se reporta diagramas unifilares de microrredes eléctricas considerando la red eléctrica, por lo que se optó por hacer uso de la topología de este sistema de pruebas ya que representa un sistema eléctrico previamente validado y con los parámetros de red de libre consulta. Este sistema se conforma por dos centrales de generación ubicadas en el nodo uno y dos ( $P_{g_{1,t}}$  y  $P_{g_{2,t}}$ ), una central eólica en el nodo tres ( $P_{e,t}$ ), una central fotovoltaica en el nodo seis ( $P_{s,t}$ ), un nodo de interconexión en el nodo ocho ( $P_{c,t}$ ) y dos BESS ubicados en los nodos nueve y trece ( $P_{b_{1,t}}$  y  $P_{b_{2,t}}$ ). La distribución de los elementos de generación, almacenamiento e intercambio de energía se ubicaron a lo largo del sistema y conforme a su capacidad instalada. Las características y parámetros de estos elementos se presentan en la Tabla 4-3.

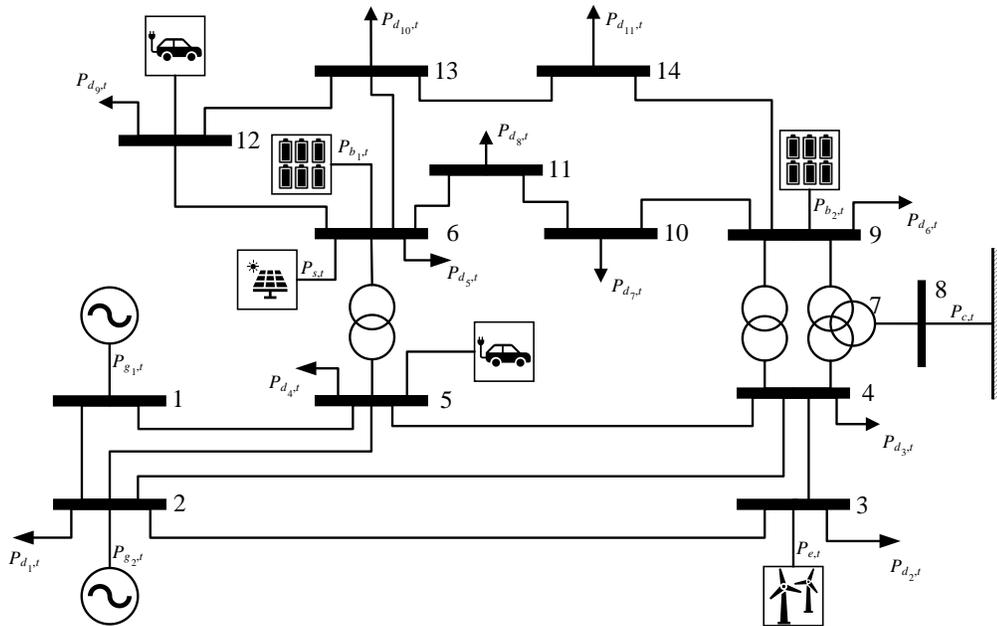


Figura 4-14. Diagrama unifilar, C-4.3.

El sistema considera once nodos de demanda, dos de estos adicionalmente incluyen sistemas de carga de vehículos eléctricos descritos en la Tabla 4-2 y con un patrón de carga nominal representado en la Figura 4-2. Se considera un perfil de demanda distinto para cada uno de los nodos, los cuales representan el comportamiento de carga industrial, comercial, residencial y mixta, estos perfiles se representan en la Figura 4-15 y se encuentran distribuidos en los nodos, presentados en la Tabla 4-4.

## Capítulo 4. Casos de estudio

Tabla 4-4. Distribución de demandas en la red, C-4.3.

Demanda	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Nodo	2	3	4	5	6	9	10	11	12	13	14

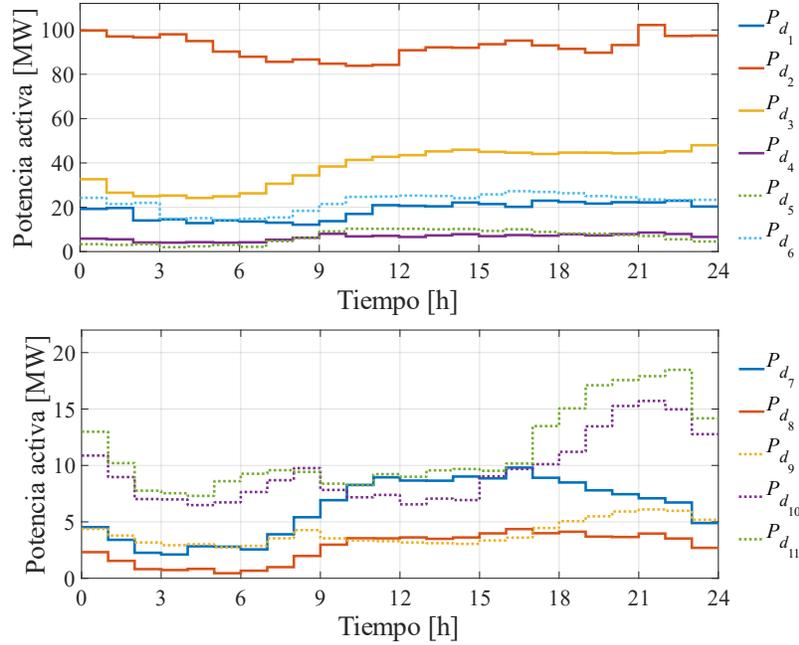


Figura 4-15. Perfil de demanda por nodo.

La red se conforma por catorce nodos, quince líneas de transmisión y cinco transformadores, se considera una potencia base de 100 MW. En la Tabla 4-5 se presenta los parámetros de los elementos de la red.

Tabla 4-5. Parámetros de la red

Número de línea	Del nodo	Al nodo	Reactancia de línea [pu]	Capacidad máxima [MW]	Número de línea	Del nodo	Al nodo	Reactancia de línea [pu]	Capacidad máxima [MW]
1	1	2	0.05917	120	11	6	11	0.1989	18
2	1	5	0.22304	65	12	6	12	0.25581	32
3	2	3	0.19797	65	13	6	13	0.13027	32
4	2	4	0.17632	65	14	7	8	0.17615	32
5	2	5	0.17388	60	15	7	9	0.11001	32
6	3	4	0.17103	65	16	9	10	0.0845	32
7	4	5	0.04211	60	17	9	14	0.27038	32
8	4	7	0.20912	55	18	10	11	0.19207	14
9	4	9	0.55618	32	19	12	13	0.19988	14
10	5	6	0.25202	50	20	13	14	0.34802	14

### 4.3.1 Función de costo

El costo de operación de la microrred se calcula mediante la función (4.13). Sin embargo, la asignación de potencias se realiza considerando el balance de potencia nodal para cada periodo de tiempo. Esto se representa de la siguiente forma,

$$\begin{aligned}
 P_{g_{1,t}} - P_{1-2,t} - P_{1-5,t} &= 0 \\
 P_{g_{2,t}} + P_{1-2,t} - P_{2-3,t} - P_{2-4,t} - P_{2-5,t} &= P_{d_{1,t}} \\
 P_{e,t} + P_{2-3,t} - P_{3-4,t} &= P_{d_{2,t}} \\
 P_{2-4,t} + P_{3-4,t} - P_{4-5,t} - P_{4-7,t} - P_{4-9,t} &= P_{d_{3,t}} \\
 P_{1-5,t} + P_{2-5,t} + P_{4-5,t} - P_{5-6,t} &= P_{d_{4,t}} + P_{v_{1,t}} \\
 P_{s,t} + P_{5-6,t} - P_{6-11,t} - P_{6-12,t} - P_{6-13,t} &= P_{d_{5,t}} \\
 P_{4-7,t} - P_{7-8,t} - P_{7-9,t} &= 0 \\
 P_{c,t} + P_{7-8,t} &= 0 \\
 P_{b_{1,t}} + P_{4-9,t} + P_{5-6,t} - P_{9-10,t} - P_{9-14,t} &= P_{d_{6,t}} \\
 P_{9-10,t} - P_{10-11,t} &= P_{d_{7,t}} \\
 P_{6-11,t} + P_{10-11,t} &= P_{d_{8,t}} \\
 P_{6-12,t} - P_{12-13,t} &= P_{d_{9,t}} + P_{v_{2,t}} \\
 P_{b_{2,t}} + P_{6-13,t} + P_{12-13,t} - P_{13-14,t} &= P_{d_{10,t}} \\
 P_{9-14,t} + P_{13-14,t} &= P_{d_{11,t}}
 \end{aligned} \quad \forall t = \{0,23\} \quad (4.25)$$

### 4.3.2 Restricciones operativas

La integración de red permite conocer el intercambio de potencia entre nodos, de forma que se puede restringir la inyección o absorción máxima de potencia de acuerdo con las características de las líneas de transmisión y transformadores. El intercambio de potencia entre nodos mediante la formulación de flujos de potencia lineales sin pérdidas se presenta en (2.15), mientras que la restricción de potencia máxima en (2.17). Desarrollando las expresiones anteriores para este caso de estudio se obtiene lo siguiente,

$$P_{k-m,t} = \frac{(\theta_{k,t} - \theta_{m,t})}{x_{j-k}} \quad \forall N_{LT}, \forall t = \{0,23\} \quad (4.26)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{1-2,0} = \frac{(\theta_{1,0} - \theta_{2,0})}{x_{1-2}} \quad \dots \quad P_{13-14,0} = \frac{(\theta_{13,0} - \theta_{14,0})}{x_{13-14}} \\ \vdots \\ P_{1-2,23} = \frac{(\theta_{1,23} - \theta_{2,23})}{x_{1-2}} \quad \dots \quad P_{13-14,23} = \frac{(\theta_{13,23} - \theta_{14,23})}{x_{13-14}} \end{array} \right.$$

## Capítulo 4. Casos de estudio

$$\left\{ \begin{array}{ll} -P_{1-2}^{\max} \leq P_{1-2,0} \leq P_{1-2}^{\max} & \dots \quad -P_{13-14}^{\max} \leq P_{13-14,0} \leq P_{13-14}^{\max} \\ \vdots & \\ -P_{1-2}^{\max} \leq P_{1-2,23} \leq P_{1-2}^{\max} & \dots \quad -P_{13-14}^{\max} \leq P_{13-14,23} \leq P_{13-14}^{\max} \end{array} \right\} \quad (4.27)$$

Considerando las restricciones operativas de cada uno de los elementos, como se desarrollan en la sección 4.1.2, 4.2.2 y 4.3.2, se recopilan las restricciones en la Tabla 4-6.

Tabla 4-6. Restricciones operativas para microrred con RES.

Descripción	Número de ecuación	Descripción	Número de ecuación
Potencia mínima y máxima de la central 1	(4.3)	Límites del SoC del BESS 2	(4.18)
Potencia mínima y máxima de la central 2	(4.4)	Relación entre el SoC y la potencia intercambiada por el BESS 1	(4.19)
Incremento y decremento máximo de potencia de la central 1	(4.8)	Relación entre el SoC y la potencia intercambiada por el BESS 2	(4.20)
Incremento y decremento máximo de potencia de la central 2	(4.9)	Condición de SoC final similar o mayor al valor inicial para el BESS 1	(4.21)
Potencia mínima y máxima del nodo de interconexión	(4.7)	Condición de SoC final similar o mayor al valor inicial para el BESS 2	(4.22)
Potencia mínima y máxima de intercambio del BESS 1	(4.15)	Flujo de potencia máximo para los elementos de transmisión	(4.27)
Límites del SoC del BESS 1	(4.16)	Límites del SoC del BESS 1	(4.16)
Potencia mínima y máxima de intercambio del BESS 2	(4.17)	Potencia mínima y máxima de intercambio del BESS 2	(4.17)

### 4.3.3 Resultados

Al integrar la red se presenta el caso en el cual la línea de transmisión siete y catorce operan cercanos y en algunos momentos en su límite máximo durante algunos periodos. Por lo que la solución óptima obtenida en el Caso de estudio 4.2 no es una condición alcanzable y la asignación de potencia será distinta. En la Figura 4-16 se presenta la asignación de potencia considerando la integración de red, haciendo que el costo operacional asciende a 1,106,752.04 USD, un costo mayor al presentado en el caso de estudio 4.2.

## Capítulo 4. Casos de estudio

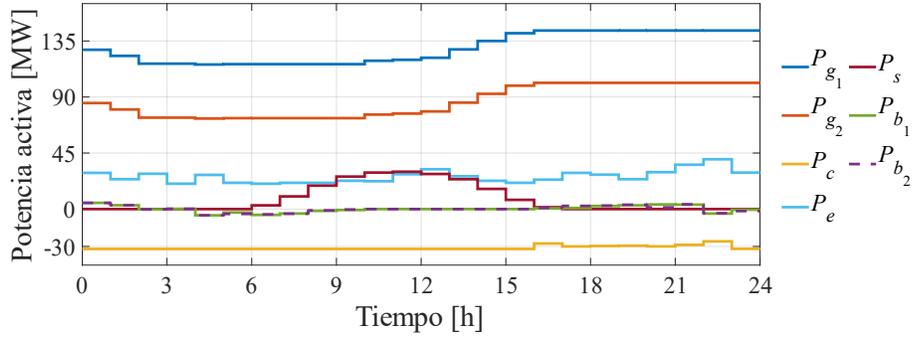


Figura 4-16. Potencia asignada, C-4.3.

En la Figura 4-17 se presentan los flujos de potencia de las líneas de transmisión siete y catorce, ya que son los únicos elementos de transmisión que llegan a presentar una operación en sus límites máximos, garantizando la seguridad del sistema desde la planeación.

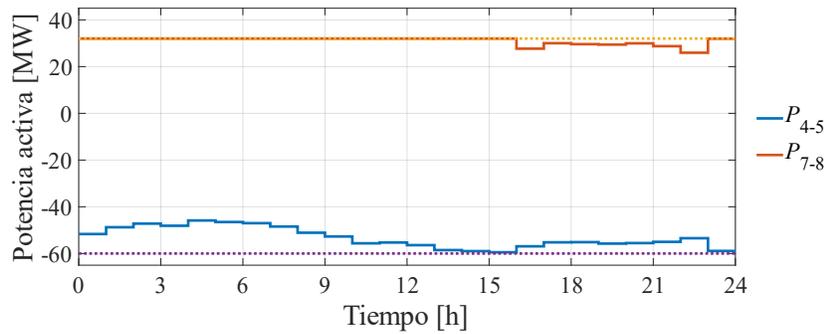


Figura 4-17. Flujos de potencia de la LT 7 y 14, C-4.3.

La potencia asignada en las centrales de generación contemplando la topología de la red en su forma linealizada y sin esta en la formulación mantienen un comportamiento uniforme para ambos casos. Sin embargo, los BESS y el nodo de interconexión compensan los cambios de potencia necesarios para llegar a una condición operativa viable. Esta variación en los perfiles se puede observar comparando los comportamientos presentados en la Figura 4-11 con la Figura 4-18 y la Figura 4-13 con la Figura 4-19.

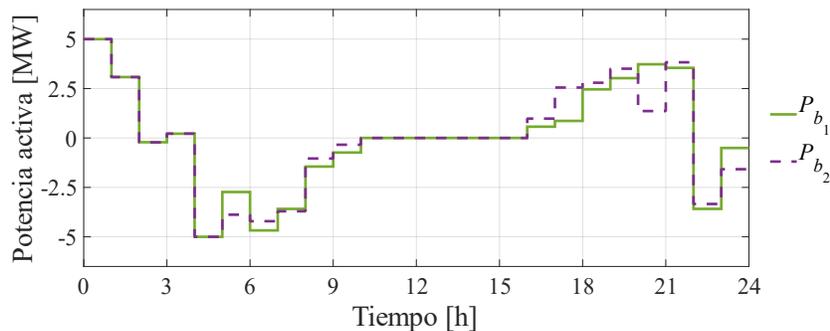


Figura 4-18. Intercambio de potencia activa del BESS, C-4.3.

## Capítulo 4. Casos de estudio

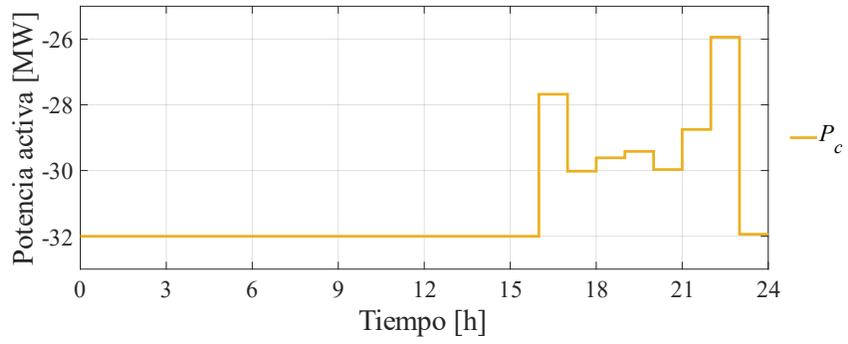


Figura 4-19. Intercambio de potencia activa del nodo de interconexión C-4.3.

#### 4.4 Microrred con programa de reducción de emisión de gases contaminantes.

La integración del programa de reducción de emisión de gases contaminantes parte del caso de estudio 4.3. El objetivo de este programa es penalizar y reducir la emisión de gases de efecto invernadero cuando las condiciones atmosféricas no sean favorables. Esto se realiza añadiendo un costo por regeneración proporcional a la cantidad de gases contaminantes emitidos (\$/kg) por unidad de energía de cada una de las tecnologías (kg/MW) durante periodos de contingencia  $\alpha$ . Los costos de regeneración se retoman a partir de [50], se actualizaron para el primer semestre del 2021 considerando el cambio de divisa de yuan a dólar y contemplando únicamente la devaluación 15%. Se extiende para el BESS que la emisión de gases por operación es nula, debido a que es un sistema de almacenamiento de energía y no de generación. Estos datos se presentan en la Tabla 4-7.

Tabla 4-7. Costos de regeneración por tecnología y gas emitido.

Tecnología	CO <sub>2</sub> [ $\frac{\text{USD}}{\text{MWh}}$ ]	SO <sub>2</sub> [ $\frac{\text{USD}}{\text{MWh}}$ ]	NO <sub>x</sub> [ $\frac{\text{USD}}{\text{MWh}}$ ]
Fotovoltaica	0	0	0
Aerogeneración	0	0	0
BESS	0	0	0
Central de gas	26.2269	0.0092	2.1723

##### 4.4.1 Función de costo

Como se introduce en la sección 3.2, la integración de este programa añade un costo operacional proporcional a la energía producida durante los periodos de contingencia  $\alpha_{i,t}$ . La función que determina el costo considerando este programa se presenta en (4.28).

$$\begin{aligned}
 C_T(P_{g_1,t}, P_{g_2,t}, P_{s,t}, P_{e,t}, P_{b_1,t}, P_{b_2,t}, P_{c,t}) &= \quad (4.28) \\
 &= \sum_{t=0}^{23} \left[ \sum_{g=1}^2 \{C_g(P_{g,t}) + C_h(P_{g,t})\} + C_s(P_{s,t}) + C_e(P_{e,t}) + \sum_{b=1}^2 C_b(P_{b,t}) + C_c(P_{c,t}) \right] \\
 &= \sum_{t=0}^{23} [C_g(P_{g_1,t}) + C_h(P_{g_1,t}) + C_g(P_{g_2,t}) + C_h(P_{g_2,t}) + C_s(P_{s,t}) + C_e(P_{e,t}) + C_b(P_{b_1,t}) + \dots \\
 &\quad \dots + C_b(P_{b_2,t}) + C_c(P_{c,t})]
 \end{aligned}$$

### 4.4.2 Restricciones operativas

La asignación de potencia se hace considerando el balance de potencia en cada nodo, como se presenta en (4.25). Las restricciones de los elementos que conforman la microrred se recopilan en la Tabla 4-6. Por otro lado, la operación de las centrales de generación uno y dos toman en cuenta el incremento en el costo operativo resultado de los periodos de contingencia. Sin embargo, esta operación no se contempla como una restricción sino en la función de costo operativo. En la Tabla 4-8 se presentan los periodos de contingencia los cuales se establen considerando horas de mayor incidencia solar, temperatura ambiente y contaminación.

Tabla 4-8. Microrred con programa de reducción de emisión de gases: Periodos de contingencia.

Intervalo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
$a_{g,t}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0

### 4.4.3 Resultados

En la Figura 4-20 se presentan los patrones de potencia asignada a cada uno de los elementos que conforman la microrred. En esta figura se puede observar el impacto del programa de reducción de los gases contaminantes considerados mediante un cambio en los patrones de potencia asignada en la generación convencional durante los periodos de contingencia. El costo por operación del sistema con el programa de reducción de emisión de gases asciende a 1,106,752.04 USD, de los cuales 82,383.56 y 53,013.11USD corresponden a costos por regeneración de gases contaminantes.

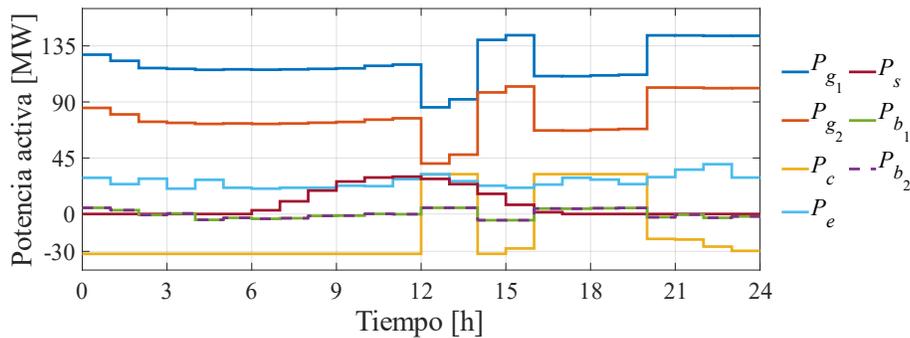


Figura 4-20. Potencia asignada, C-4.4.

En el primer periodo de contingencia se tiene un decremento inicial de 120 a 85 MW y 77 a 40 MW en las centrales de generación uno y dos, respectivamente. Mientras que para el segundo intervalo de contingencia realiza una reducción de 144 a 110 MW y 102 a 67 MW,

## Capítulo 4. Casos de estudio

como se puede observar en la Figura 4-21. Estas reducciones son posibles realizar considerando el decremento máximo de 120 MW/h como se establece en la Tabla 4-3.

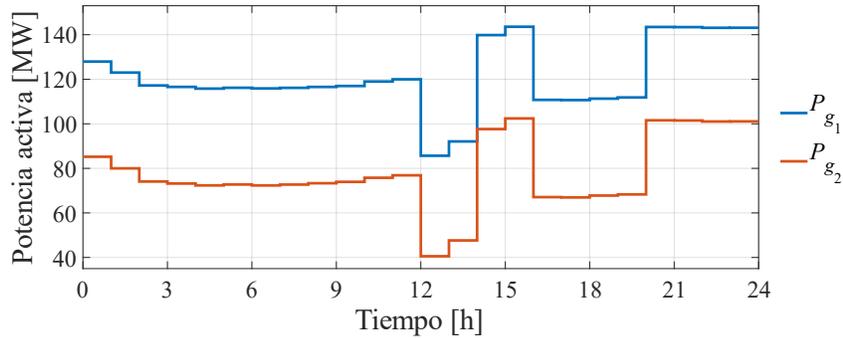


Figura 4-21. Potencia asignada a centrales convencionales, C-4.4.

La reducción en la potencia de las centrales convencionales se compensa mediante los BESS y el nodo de interconexión, entregando su potencia nominal durante los periodos de contingencia, como se aprecia en la Figura 4-22 y Figura 4-23, respectivamente.

La reducción de potencia de las centrales para ambos intervalos de contingencia es de entre 60 y 70 MW. Esta potencia se compensa con la inyección de potencia nominal de los BESS, como se muestra en la Figura 4-22, así como con la compra por parte del nodo de interconexión. Haciendo que se dejen de consumir 32 MW en el nodo de interconexión y se inyecte una potencia cercana a la capacidad máxima para compensar el total reducido.

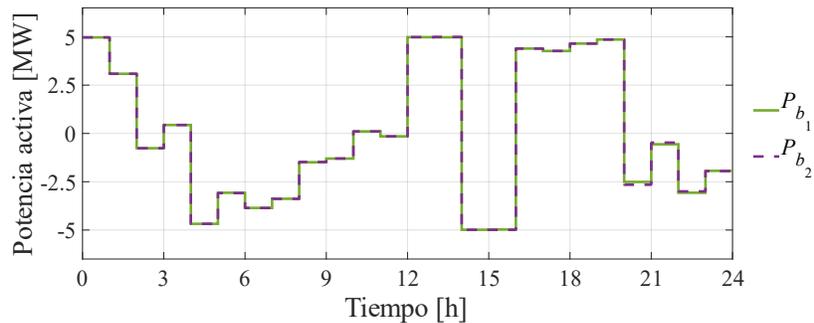


Figura 4-22. Intercambio de potencia activa de los BESS, C-4.4.

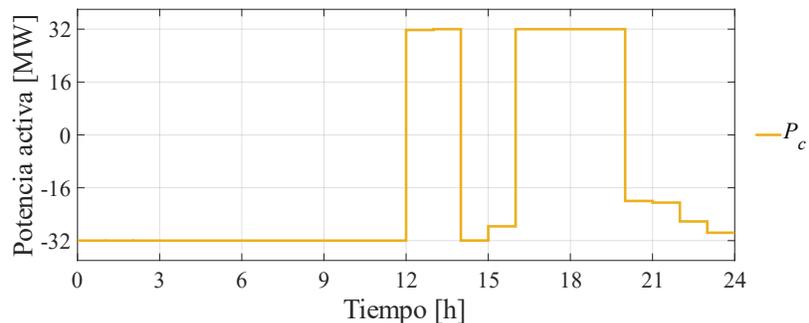


Figura 4-23. Intercambio de potencia del nodo de interconexión, C-4.4.

### 4.5 Microrred con participación de usuarios

El diagrama unifilar presentado en la Figura 4-24 correspondiente al caso de estudio 4.5 (C-4.5) parte de la Figura 4-14. Sin embargo, se considera la participación de usuarios mediante un programa de respuesta a la demanda para las demandas de los nodos nueve, trece y catorce ( $P_{r_1,t}$ ,  $P_{r_2,t}$  y  $P_{r_3,t}$ ), así como la carga controlada de vehículos eléctricos de los nodos cinco y doce.

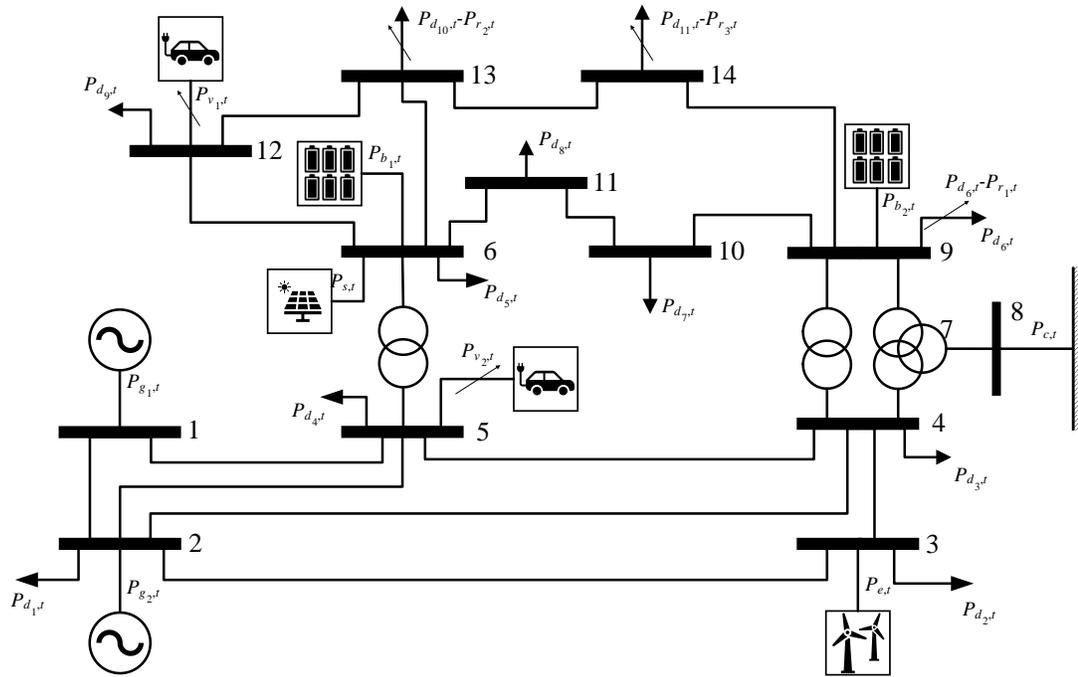


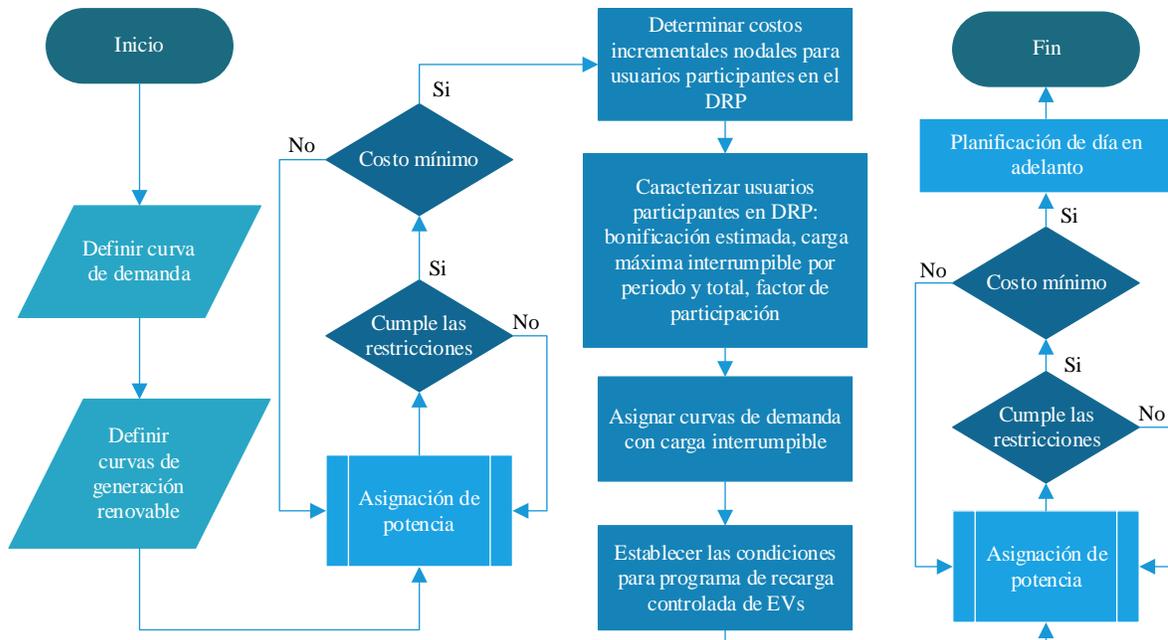
Figura 4-24. Diagrama unifilar, C-4.5.

La carga controlada y planificada de los vehículos eléctricos se realiza tomando en cuenta la capacidad de carga nominal y la descarga total, presentadas en la Tabla 4-2. Sin embargo, es necesario establecer los periodos de conexión en los cuales se puede distribuir la carga. En la Tabla 4-9 se presentan los periodos de carga, para el grupo uno (vehículos de carga) se plantea la carga fuera de horas laborales comprendido de las seis a las dieciséis horas. Por otro lado, para el grupo dos (vehículos domésticos) se considera que el periodo de carga se realiza con una hora menos antes y después que para el grupo uno, ya que representaría las horas empleadas en transporte de los hogares a los trabajos.

Tabla 4-9. Periodos de conexión para carga de vehículos, C-4.5.

Intervalo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Grupo 1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
Grupo 2	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1

Para integrar el programa de respuesta a la demanda se realiza mediante un proceso como se presenta en el esquema 4-1. La primera etapa consta en realizar el despacho sin considerar el DRP ni la carga controlada de EVs, como se desarrolla en la sección 4.4. A partir de esto se obtienen los costos incrementales para cada uno de los nodos y periodos de tiempo. Posteriormente, se caracteriza a los usuarios participantes en el DRP tomando en cuenta la carga máxima interrumpible total  $P_r^{total}$  y para cada periodo  $P_r^{max}$ . Con base en los costos incrementales se establecen los valores de las constantes  $k_{r,1}$ ,  $k_{r,2}$  y  $\zeta_r$ , los cuales describirán el comportamiento de la bonificación económica  $y_{r,t}$  para cada usuario, como se presenta en la expresión (3.9). Finalmente, se realiza el despacho económico integrando los parámetros del DRP y la carga planificada de vehículos.



Esquema 4-1. Diagrama de flujo para integración de participación de usuarios en el despacho económico.

#### 4.5.1 Función de costo

La expresión (4.29) representa la función de costo operacional de la microrred considerando participación de los usuarios. En la función de costo no se incluye la potencia de carga de EVs. Sin embargo, sus variables asociadas forman parte de las ecuaciones de balance de potencia nodal expresadas en (4.30) y tienen un impacto directo mediante el incremento de demanda total por periodo de tiempo.

$$\begin{aligned}
 C_T(P_{g_1,t}, P_{g_2,t}, P_{s,t}, P_{e,t}, P_{b_1,t}, P_{b_2,t}, P_{c,t}, P_{r_1,t}, P_{r_2,t}, P_{r_3,t}) &= \quad (4.29) \\
 &= \sum_{t=0}^{23} \left[ \sum_{g=1}^2 \{C_g(P_{g,t}) + C_h(P_{g,t})\} + C_s(P_{s,t}) + C_e(P_{e,t}) + \sum_{b=1}^2 C_b(P_{b,t}) + C_c(P_{c,t}) \right] \\
 &= \sum_{t=0}^{23} [C_g(P_{g_1,t}) + C_h(P_{g_1,t}) + C_g(P_{g_2,t}) + C_h(P_{g_2,t}) + C_s(P_{s,t}) + C_e(P_{e,t}) + C_b(P_{b_1,t}) + \dots \\
 &\quad \dots + C_b(P_{b_2,t}) + C_c(P_{c,t}) + C_{DRP}(P_{r_1,t}) + C_{DRP}(P_{r_2,t}) + C_{DRP}(P_{r_3,t})]
 \end{aligned}$$

La asignación de potencia se realiza tomando en cuenta el balance de potencia nodal para cada uno de los periodos de tiempo. En (4.30) se presentan las expresiones de balance de potencia, donde  $P_{v_1,t}$  y  $P_{v_2,t}$  forman parte del vector de variables. Asimismo, se considera la reducción de demanda ( $P_{r_1,t}$ ,  $P_{r_2,t}$  y  $P_{r_3,t}$ ) por parte de los usuarios considerados en el programa de respuesta a la demanda.

$$\left\{ \begin{array}{l}
 P_{g_1,t} - P_{1-2,t} - P_{1-5,t} = 0 \\
 P_{g_2,t} + P_{1-2,t} - P_{2-3,t} - P_{2-4,t} - P_{2-5,t} = P_{d_1,t} \\
 P_{e,t} + P_{2-3,t} - P_{3-4,t} = P_{d_2,t} \\
 P_{2-4,t} + P_{3-4,t} - P_{4-5,t} - P_{4-7,t} - P_{4-9,t} = P_{d_3,t} \\
 P_{1-5,t} + P_{2-5,t} + P_{4-5,t} - P_{5-6,t} = P_{d_4,t} + P_{v_1,t} \\
 P_{s,t} + P_{5-6,t} - P_{6-11,t} - P_{6-12,t} - P_{6-13,t} = P_{d_5,t} \\
 P_{4-7,t} - P_{7-8,t} - P_{7-9,t} = 0 \\
 P_{c,t} + P_{7-8,t} = 0 \\
 P_{b_1,t} + P_{4-9,t} + P_{5-6,t} - P_{9-10,t} - P_{9-14,t} = P_{d_6,t} - P_{r_1,t} \\
 P_{9-10,t} - P_{10-11,t} = P_{d_7,t} \\
 P_{6-11,t} + P_{10-11,t} = P_{d_8,t} \\
 P_{6-12,t} - P_{12-13,t} = P_{d_9,t} + P_{v_2,t} \\
 P_{b_2,t} + P_{6-13,t} + P_{12-13,t} - P_{13-14,t} = P_{d_{10,t}} - P_{r_2,t} \\
 P_{9-14,t} + P_{13-14,t} = P_{d_{11,t}} - P_{r_3,t}
 \end{array} \right. \quad \forall t = \{0, 23\} \quad (4.30)$$

#### 4.5.2 Restricciones operativas

Como parte del programa de respuesta a la demanda, se consideran restricciones en la carga interrumpible para cada uno de los usuarios. La carga máxima interrumpible por hora se presenta en (3.9), mientras que en (3.10) se describe la carga total interrumpible durante el día. Con estas restricciones se plantean que la reducción durante horas de mayor demanda sea superior a horas de bajo consumo, pero tomando en cuenta la carga total que puede ser interrumpida durante todo el día. A partir de (3.9) y (3.10), se tienen las expresiones (4.31)-(4.36) para este caso de estudio.

## Capítulo 4. Casos de estudio

$$P_{r_1,t} \leq P_{r_1}^{\max} \quad (4.31), \quad \sum_{t=1}^T P_{r_1,t} \leq P_{r_1}^{\text{total}} \quad (4.32),$$

$$P_{r_2,t} \leq P_{r_2}^{\max} \quad (4.33), \quad \sum_{t=1}^T P_{r_2,t} \leq P_{r_2}^{\text{total}} \quad (4.34),$$

$$P_{r_3,t} \leq P_{r_3}^{\max} \quad (4.35), \quad \sum_{t=1}^T P_{r_3,t} \leq P_{r_3}^{\text{total}} \quad (4.36)$$

Con base en el comportamiento de los costos incrementales sin el DRP, mostrados en la Figura 4-25, se establecen los parámetros presentados en la Tabla 4-10.

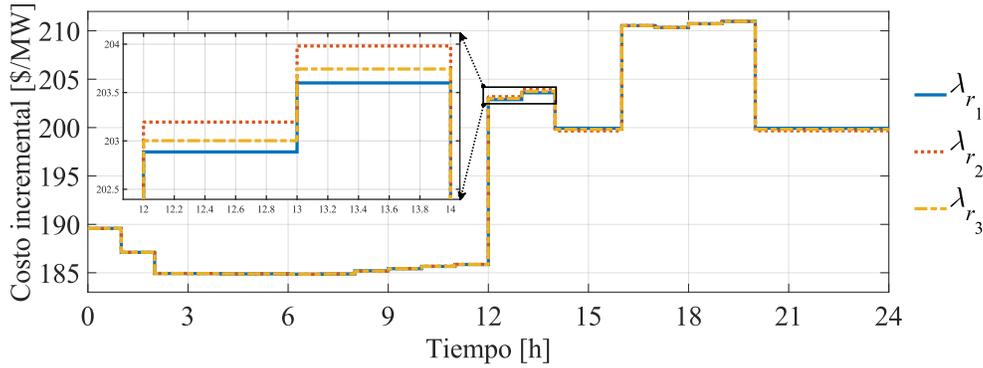


Figura 4-25. Costos incrementales sin DRP, C-4.5.

Los parámetros  $k_{r,1}$ ,  $k_{r,2}$  y  $\zeta_r$  presentados en la Tabla 4-10 se determinan a partir de la bonificación prevista basada en el ahorro por interrupción de carga, denotada por  $Y_r^{\text{estimada}}$ . El valor de  $y_r^{\text{estimada}}$  se define tomando en cuenta criterios económicos, para este caso de estudio se asigna de forma proporcional al índice de participación, siendo el primer consumidor el menor y el tercer participante el de mayor aportación en el programa.

Tabla 4-10. Caso 4.5: Parámetros para el DRP.

	$y_r^{\text{estimada}}*$	$k_{r,1}$	$k_{r,2}$	$\zeta_r$	$P_r^{\max}$	$P_r^{\text{total}}$
Consumidor 1	10%	0.52	31	0.1	5%	4%
Consumidor 2	13%	48	130	0.57	5%	4%
Consumidor 3	15%	53	680	0.96	7%	5%

\*Bonificación económica estimada proporcional al costo incremental nodal sin considerar el DRP

A partir de los valores definidos en la Tabla 4-10, se propone establecer un perfil de reducción de carga con base en los costos incrementales, presentados en la Figura 4-25. Los costos incrementales para los nodos participantes el DRP son similares a lo largo del día. Sin embargo, en el primer intervalo de contingencia existe una variación en los costos incrementales causados por la disponibilidad de recursos renovables, comparado contra el

segundo periodo de contingencia. La propuesta de perfiles de reducción de carga se realiza considerando mayor reducción en los periodos de máxima demanda. Con la asignación fuera del proceso de despacho económico se busca reducir la complejidad del modelo, ya que, por cada usuario considerado en el programa se deben integrar dos variables junto con restricciones y función de costo no lineales. En las Figuras 4-26 a 4-28 se presentan los perfiles de demanda para el DRP, en color azul se ilustran los perfiles de demanda individuales  $P_d$ , en color rojo la demanda mínima considerando la máxima interrupción de demanda por periodo  $P_d - P_r^{\max}$  y en línea punteada el perfil de demanda con interrupción de demanda  $P_d - P_r$ . Este último perfil de demanda se ingresa como la nueva demanda nodal para la asignación de potencia considerando el DRP.

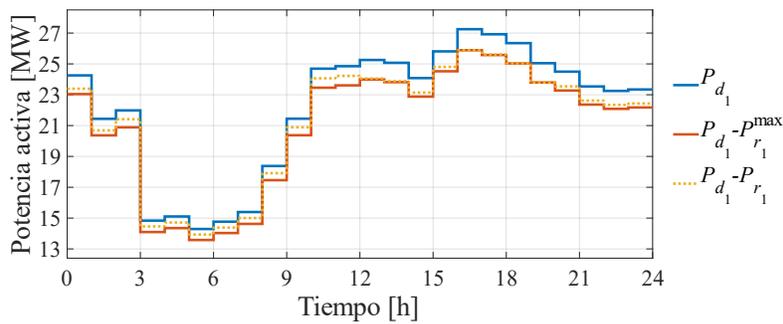


Figura 4-26. Perfil de demanda con DRP para usuario 1, C-4.5.

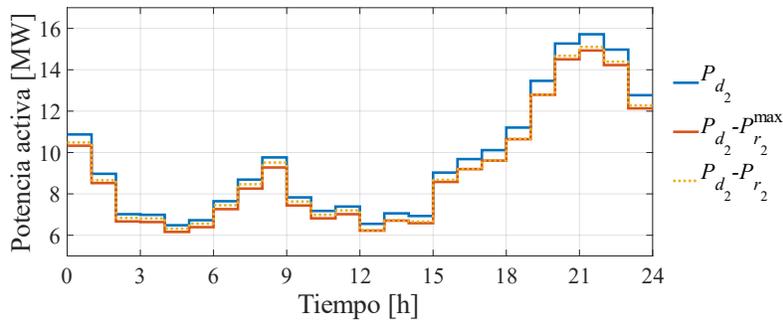


Figura 4-27. Perfil de demanda con DRP para usuario 2, C-4.5.

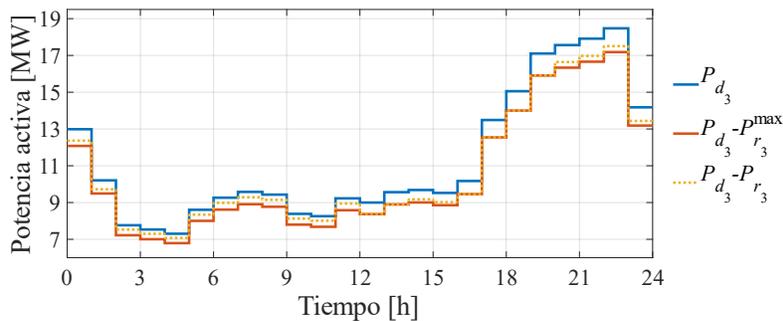


Figura 4-28. Perfil de demanda con DRP para usuario 3, C-4.5.

## Capítulo 4. Casos de estudio

El programa de recarga de vehículos eléctricos de forma controlada considera restricciones que planifican una operación dentro de los parámetros nominales. Las restricciones generalizadas se presentan en (3.15) a (3.19). Desarrollando las expresiones para este caso de estudio se tienen las siguientes expresiones,

$$SoC_{v_1,t} = SoC_{v_1,t-1} - \eta_{v_1,ch} \cdot \frac{P_{v_1,t-1} \cdot \Delta t}{Cap_{v_1}} \quad (4.37) \quad SoC_{v_2,t} = SoC_{v_2,t-1} - \eta_{v_2,ch} \cdot \frac{P_{v_2,t-1} \cdot \Delta t}{Cap_{v_2}} \quad (4.38)$$

$$SoC_{v_1,24} = 30\% \quad (4.39) \quad SoC_{v_2,24} = 30\% \quad (4.40)$$

$$SoC_{v_1,t_6} = 100\% \quad (4.41) \quad SoC_{v_2,t_5} = 100\% \quad (4.42)$$

$$0 \leq P_{v_1,t} \leq P_{v_1}^{\max} \quad (4.43) \quad 0 \leq P_{v_2,t} \leq P_{v_2}^{\max} \quad (4.44)$$

Se considera que el SoC comprende únicamente la energía descargada y no el SoC real del conjunto de los vehículos. La carga hasta la medianoche, correspondiente al periodo de las veintitrés horas hasta las cero horas, se realiza hasta el 30% de la carga total planificada, ya que en este punto aún se tiene una alta demanda, mientras que en las primeras horas de la mañana el consumo general del sistema es menor.

Las restricciones operativas consideradas para cada uno de los elementos que conforman este caso de estudio se resumen en la Tabla 4-11.

## Capítulo 4. Casos de estudio

Tabla 4-11. Restricciones operativas para microrred con participación de usuarios.

Descripción	Número de ecuación	Descripción	Número de ecuación
Potencia mínima y máxima de la central 1	(4.3)	Carga máxima interrumpible por hora para el consumidor 1	(4.31)
Potencia mínima y máxima de la central 2	(4.4)	Carga máxima total interrumpible para el consumidor 1	(4.32)
Incremento y decremento máximo de potencia de la central 1	(4.8)	Carga máxima interrumpible por hora para el consumidor 2	(4.33)
Incremento y decremento máximo de potencia de la central 2	(4.9)	Carga máxima total interrumpible para el consumidor 2	(4.34)
Potencia mínima y máxima del nodo de interconexión	(4.7)	Carga máxima interrumpible por hora para el consumidor 3	(4.35)
Potencia mínima y máxima de intercambio del BESS 1	(4.15)	Carga máxima total interrumpible para el consumidor 3	(4.36)
Límites del SoC del BESS 1	(4.16)	Relación entre el SoC y la potencia de carga para el grupo de EVs 1	(4.37)
Potencia mínima y máxima de intercambio del BESS 2	(4.17)	Relación entre el SoC y la potencia de carga para el grupo de EVs 2	(4.38)
Límites del SoC del BESS 2	(4.18)	Condición de carga para media noche para el grupo de EVs 1	(4.39)
Relación entre el SoC y la potencia intercambiada por el BESS 1	(4.19)	Condición de carga para media noche para el grupo de EVs 2	(4.40)
Relación entre el SoC y la potencia intercambiada por el BESS 2	(4.20)	Condición final de carga para el grupo de EVs 1	(4.41)
Condición de SoC final similar o mayor al valor inicial para el BESS 1	(4.21)	Condición final de carga para el grupo de EVs 2	(4.42)
Condición de SoC final similar o mayor al valor inicial para el BESS 2	(4.22)	Potencia máxima de carga para el grupo de EVs 1	(4.43)
Flujo de potencia máximo para los elementos de transmisión	(4.27)	Potencia máxima de carga para el grupo de EVs 2	(4.44)

### 4.5.3 Resultados

En la Figura 4-29 se presentan los perfiles de potencia asignada. Esta asignación mantiene un comportamiento idéntico al presentado en el caso 4.4. Sin embargo, existe una reducción en la potencia suministrada causada por la carga planificada y el DRP. Para la operación del sistema integrando la participación de usuarios, se tiene un costo de operación de 1,101,009.39 USD. De este costo de operación 556.93, 640.40 y 881.33 USD corresponden a los incentivos otorgados a los consumidores participantes del DRP uno, dos y tres, respectivamente. Estas bonificaciones por usuario y por intervalo de tiempo se presentan en la Tabla 4-12.

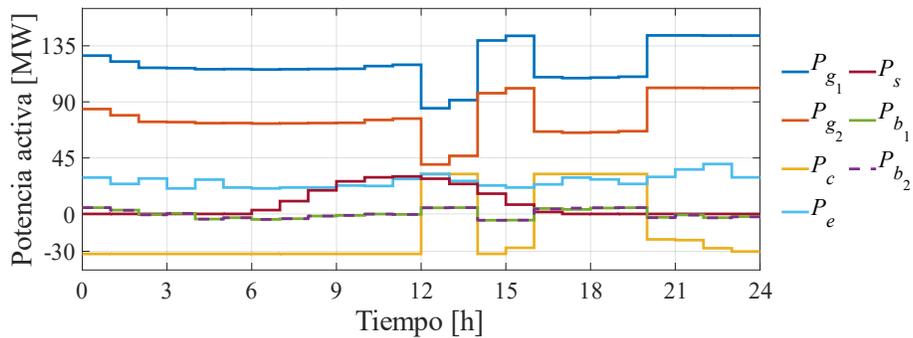


Figura 4-29. Potencia asignada a centrales convencionales, C-4.5.

En la Figura 4-30 se presenta el perfil de potencia para la carga de ambos grupos de EVs. El primer periodo comprendido de cero a seis horas y cero a cinco horas, mientras que el segundo periodo de carga se realiza de las dieciséis y diecisiete horas hasta la media noche para el grupo uno y dos, respectivamente. En el primer periodo de carga se completa la carga restante del día anterior, la carga restante a realizar en este intervalo de conexión corresponde a 2.8875 MWh y 3.99 MWh para el grupo uno y dos, respectivamente. Durante el segundo periodo de carga se tiene que realizar la carga de 1.2375 MW y 1.71 MW para cada grupo de EVs.

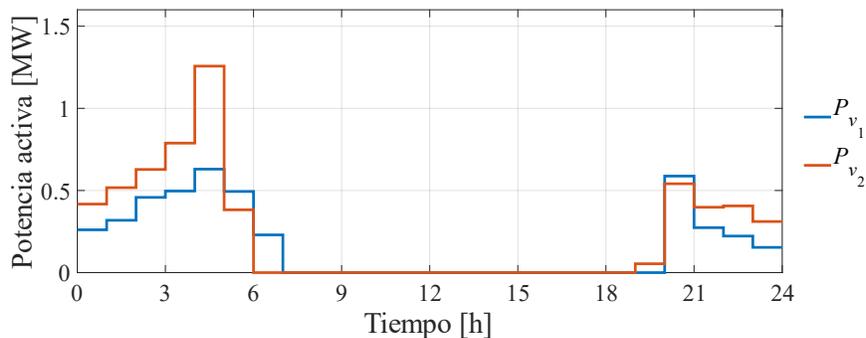


Figura 4-30. Perfil de potencia activa para carga de EVs, C-4.5.

## Capítulo 4. Casos de estudio

Los incentivos económicos por interrupción de carga para los usuarios participantes en el DRP se determinan tomando en cuenta la expresión (3.8), estos valores se asignan en el valor mínimo cumpliendo la restricción. Con base en lo anterior, se establecen los incentivos para cada uno de los usuarios y por cada periodo de tiempo obteniendo los valores de la Tabla 4-12.

Tabla 4-12. Incentivos económicos para usuarios participantes en el DRP, C-4.5.

Hora	$y_{r_1,t}$ [USD]	$y_{r_2,t}$ [USD]	$y_{r_3,t}$ [USD]	Hora	$y_{r_1,t}$ [USD]	$y_{r_2,t}$ [USD]	$y_{r_3,t}$ [USD]
0	24.48	28.83	37.34	12	34.29	21.61	36.53
1	21.23	22.29	25.67	13	34.04	23.79	40.66
2	16.08	11.53	9.31	14	26.62	18.59	27.42
3	10.56	11.29	9.18	15	28.58	25.59	26.74
4	10.97	10.55	8.64	16	38.98	38.31	46.23
5	10.09	11.18	10.58	17	37.47	39.59	71.76
6	10.74	12.72	11.88	18	37.35	45.90	87.37
7	10.95	14.82	12.23	19	35.76	59.38	108.56
8	13.11	16.60	12.02	20	27.09	50.21	69.86
9	15.68	12.78	10.35	21	26.01	52.21	72.11
10	17.62	11.82	10.02	22	25.69	48.93	75.86
11	17.74	12.18	11.67	23	25.79	39.68	49.37
				Total	556.92	640.38	881.36

A partir de los resultados obtenidos en el caso de estudio sin considerar la participación de usuarios y considerando participación con un DRP y carga controlada, presentados en las secciones 4.4.3 y 4.5.3, respectivamente, se presenta la Tabla 4-13, donde se comparan los costos totales de cada uno de los elementos. El ahorro por la participación de usuarios mediante el programa de respuesta a la demanda y la carga de vehículos eléctricos para este caso de estudio es de 5,742.65 USD, este ahorro considera los incentivos pagados a los usuarios por la interrupción de carga.

## Capítulo 4. Casos de estudio

Tabla 4-13. Comparación de costos por operación sin y con participación de usuarios.

	Caso de estudio sin participación de usuarios [USD]	Caso de estudio con participación de usuarios [USD]
Generador 1	586,551.49	583,657.63
Generador 2	401,032.75	397,478.11
Penalización por emisión de gases del generador 1	82,383.56	81,940.48
Penalización por emisión de gases del generador 2	53,013.11	52,471.87
BESS 1	10,140.10	9,973.67
BESS 2	10,145.90	10,524.85
Nodo de interconexión	-69,623.40	-70,224.40
Generación eólica	25,710.77	25,710.77
Generación fotovoltaica	7,397.76	7,397.76
Incentivo para usuario 1	-	556.93
Incentivo para usuario 2	-	640.40
Incentivo para usuario 3	-	881.33
<b>Total</b>	<b>1,106,752.04</b>	<b>1,101,009.39</b>
Ahorro por participación	-	5,742.65

# Capítulo 5

## Conclusiones

---

### 5.1 Conclusiones generales

La planificación de las microrredes eléctricas permite gestionar los recursos distribuidos, ya que, al seccionar el sistema eléctrico en sistemas más pequeños y autogestionados, se pueden considerar elementos de generación de media y gran capacidad en la planeación, bajo algunas consideraciones. Esto en sistemas eléctricos de gran escala es un desafío, ya que implica coordinar una gran cantidad de elementos, donde algunos elementos tienen una participación pequeña, pero en conjunto con más elementos de este tipo pueden contar un índice de participación considerable.

Con la evolución a redes eléctricas inteligentes y las características que este tipo de redes tienen, es posible considerar la participación de los usuarios dentro de la planificación de los sistemas eléctricos de potencia. Esta participación se puede realizar mediante estrategias de gestión de energía del lado de los usuarios, como lo son los programas de respuesta a la demanda, aprovechando la conectividad que se puede establecer entre el suministrador de energía y los usuarios dentro del panorama de redes eléctricas inteligentes. Asimismo, un problema inminente que afrontan los sistemas eléctricos en el corto y medio plazo es la integración de sistemas de carga para la electromovilidad. Estas tecnologías se conforman por sistemas de una potencia considerable, que pueden causar problemas de congestión en redes de distribución durante la carga simultánea de múltiples vehículos. Sin embargo, una propuesta consiste en realizar la carga a lo largo del periodo de conexión para lograr una curva de carga con menor magnitud, impactando en el costo por el suministro de esta energía.

### 5.2 Discusión de la propuesta

La propuesta desarrollada en este trabajo de tesis presenta un modelo de despacho económico para microrredes eléctricas considerando distintas tecnologías de generación, almacenamiento e intercambio de energía, así como la participación de usuarios mediante un programa de respuesta a la demanda, donde se otorgan incentivos a los usuarios participantes por la interrupción parcial de su carga. Asimismo, se establece un esquema de carga planificada para vehículos eléctricos, donde se parte de realizar la carga de baterías durante

## Capítulo 5. Conclusiones

un periodo de conexión predefinido, con una carga variable y controlada para permitir reducir los picos de demanda provocados por la carga simultánea de estos elementos.

A partir de la simulación de casos de estudio considerando distintas configuraciones del sistema de prueba se puede observar que los BESS y el nodo de interconexión ofrecen una flexibilidad hacia la microrred haciendo frente a los picos de demanda y/o los costos añadidos por regeneración de gases contaminantes. Adicionalmente, el intercambio de potencia de estos dos elementos se ve beneficiada ante la integración de generación renovable en el modelo de despacho. Esto permite que el costo por recarga de BESS pueda realizarse a un menor costo comparado a solo tener generación convencional y la potencia excedente de la generación renovable pueda ser intercambiada hacia la red interconectada o suministrar la potencia demanda.

Los resultados obtenidos demuestran que existe un beneficio económico al integrar la participación de los usuarios. Esto considerando que para el DRP se plantea un esquema conservador de interrupción de carga, en el cual se interrumpe únicamente el 1% de la demanda total del sistema y hasta el 4.46% de la demanda individual total de uno de los participantes en el programa. Este valor de carga interrumpida se puede alcanzar modificando la operación de los sistemas de refrigeración (aire acondicionado, calentadores de agua, ventiladores, entre otros), así como la disminución de la intensidad de luminarias. Sin embargo, se puede plantear un esquema de interrupción más drástico, esto se puede lograr considerando la interrupción total de cargas o mediante la integración de sistemas de gestión de energía (EMS, por sus siglas en inglés) para los consumidores. Estos EMS reducen el consumo de energía por parte del suministrador mediante la gestión de generación local, normalmente generación fotovoltaica, BESS y operación de cargas controlables.

Asimismo, para los casos de estudio desarrollados se considera una pequeña cantidad de EVs, representando el 0.19% de la demanda total entre ambos grupos de vehículos, por lo que no se considera una alta penetración de esta tecnología. El esquema de carga controlable puede ser extendido para la carga de EVs en cargadores públicos, los cuales normalmente se ubican en zonas comerciales u oficinas, de forma que únicamente cambiaría el horario de conexión respecto a los casos desarrollados. A partir de esto, se pueden plantear escenarios con múltiples sistemas de carga con distintas capacidades y periodos de conexión, basados en las características individuales de los sistemas a incluir. Este concepto de carga planificada no puede ser extendido con el uso de cargadores rápidos, ya que los principios de operación son distintos. Por una parte, los cargadores on-board (cargadores tipo I y II) están diseñados para realizar una carga más lenta, mientras que los cargadores off-board (cargadores rápidos) buscan en un lapso muy corto de tiempo realizar esta actividad.

## Capítulo 5. Conclusiones

Con el esquema propuesto se plantea un modelo de despacho que busca atender las distintas necesidades como una operación con bajas emisiones de gases contaminantes mediante un programa de regeneración por la emisión de estos y la integración de generación renovable como parte del suministro eléctrico, así como mejorar la eficiencia de las microrredes mediante el aprovechamiento de los recursos locales disponibles con la participación de sistemas de almacenamiento e intercambio de energía. Adicionalmente, el esquema propuesto busca aprovechar una de las versatilidades planteadas en las microrredes eléctricas tratándose de la participación de los consumidores mediante la gestión del lado de la demanda, en este trabajo se compensa a los usuarios participantes del programa con incentivos económicos a los usuarios por su colaboración. Por otro lado, se establece un modelo de plan de carga de vehículos eléctricos que atiendan las necesidades de los usuarios y reduciendo su impacto negativo en los sistemas eléctricos.

### 5.3 Trabajos futuros

A partir del desarrollo de este trabajo de tesis se plantean los siguientes trabajos futuros que permitirían complementar y profundizar en el tema:

- Analizar el impacto del esquema propuesto en microrredes a nivel de distribución ya que en estos sistemas la gestión de energía permitiría aprovechar los distintos puntos de generación local, así como planificar la interrupción específica para cada uno de los consumidores participantes. De igual forma, se planificaría la carga de EVs para no congestionar las líneas de distribución por una carga simultánea de todos los vehículos.
- Desarrollar e implementar el esquema de gestión de energía para microrredes eléctricas en tiempo real, con el fin de contar con el esquema completo de autogestión de las microrredes.
- Desarrollar un algoritmo para la solución del problema de despacho económico basado en las restricciones que se plantean para las microrredes eléctricas y haciendo uso de las nuevas técnicas de optimización considerando un modelo de programación matemático estocástico para la generación renovable.
- Desarrollar los esquemas de interrupción para los distintos tipos de consumidores, para contar con un programa de respuesta a la demanda más versátil basado en las flexibilidades que puede otorgar cada tipo de consumidor, garantizando seguridad y confiabilidad en la operación del sistema eléctrico.

# Bibliografía

---

- [1] “Reporte Anual del Potencial De Mitigación de GEI Del Sector Eléctrico”, 2020.
- [2] A. Naeem y N. U. Hassan, “Renewable Energy Intermittency Mitigation in Microgrids: State-of-the-Art and Future Prospects”, en Proceedings of 2020 4th International Conference on Green Energy and Applications, ICGEA 2020, IEEE, mar. 2020, pp. 158–164.
- [3] H. Nosair y F. Bouffard, “Flexibility Envelopes for Power System Operational Planning”, IEEE Trans Sustain Energy, vol. 6, núm. 3, pp. 800–809, jul. 2015.
- [4] A. Khodaei, “Provisional Microgrid Planning”, IEEE Trans Smart Grid, vol. 8, núm. 3, pp. 1096–1104, may. 2017.
- [5] D. T. Ton y M. A. Smith, “The U.S. Department of Energy’s Microgrid Initiative”, Electricity Journal, vol. 25, núm. 8, pp. 84–94, oct. 2012.
- [6] SENER, “Programa de Redes Eléctricas Inteligentes”, 2017. Consultado el 21 de mayo de 2023. [En línea].
- [7] BloombergNEF, “Electric Vehicle Outlook 2019”, may. 2019. Consultado el 26 de mayo de 2023. [En línea].
- [8] A. Wood, B. Wollenberg, y G. Sheblé, Power generation operation and control, 3ra ed. New York: Wiley Interscience, 2013.
- [9] D. R. Biggar and M. R. Hesamzadeh, *The Economics of Electricity Markets*. Chichester. Inglaterra: John Wiley, 2014.
- [10] A. Flores, “Análisis y dimensionamiento de sistemas de baterías para su operación en unidades BESS”, Tesis de Licenciatura, UNAM, CDMX, 2022.
- [11] M. Mahmoodi, P. Shamsi, y B. Fahimi, “Economic dispatch of a hybrid microgrid with distributed energy storage”, IEEE Trans Smart Grid, vol. 6, núm. 6, pp. 2607–2614, nov. 2015.
- [12] H. Farhangi y G. Joos, *Microgrid Planning and Design: A Concise Guide*. Wiley-IEEE Press, 2019.

- [13] M. Manbachi y M. Ordonez, “Intelligent Agent-Based Energy Management System for Islanded AC-DC Microgrids”, *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 16, núm. 7, pp. 4603–4614, jul. 2020.
- [14] W. Zhao, M. Xu, N. Ning, Y. Kang, y Z. Cai, “A Microgrid Capacity Optimization Method Considering Carbon Emission Cost”, en *iSPEC 2020 - Proceedings: IEEE Sustainable Power and Energy Conference: Energy Transition and Energy Internet*, IEEE, nov. 2020, pp. 2219–2224.
- [15] C. Gao, Y. Huang, T. Wang, y R. Zhou, “Microgrid multi-objective dynamic optimization scheduling model of low pollutant emission, 2016.
- [16] A. Anvari-Moghaddam, J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, H. Monsef, y A. Rahimi-Kian, “Efficient energy management for a grid-tied residential microgrid”, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 11, núm. 11, pp. 2752–2761, ago. 2017.
- [17] P. S. Kumar, R. P. S. Chandrasena, V. Ramu, G. N. Srinivas, y K. V. S. M. Babu, “Energy Management System for Small Scale Hybrid Wind Solar Battery Based Microgrid”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 8336–8345, 2020.
- [18] M. F. Roslan, M. A. Hannan, P. Jern Ker, R. A. Begum, T. M. Indra Mahlia, y Z. Y. Dong, “Scheduling controller for microgrids energy management system using optimization algorithm in achieving cost saving and emission reduction”, *Appl Energy*, vol. 292, jun. 2021.
- [19] A. Sharma y S. K. Jain, “Procurement of electrical energy and operating reserve ancillary services in wind incorporated deregulated system considering demand response”, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, núm. 15, pp. 3006–3021, ago. 2020.
- [20] R. Saki, E. Kianmehr, E. Rokrok, M. Doostizadeh, R. Khezri, y M. Shafiekhah, “Interactive Multi-level planning for energy management in clustered microgrids considering flexible demands”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 138, jun. 2022.
- [21] F. D. Santillán-Lemus, H. Minor-Popocatl, O. Aguilar-Mejía, y R. Tapia-Olvera, “Optimal economic dispatch in microgrids with renewable energy sources”, *Energies (Basel)*, vol. 12, núm. 1, ene. 2019.

- [22] F. Lemus, “Gestión económica óptima en micro-redes con fuentes alternas de energía y almacenamiento”, Tesis de Doctorado, Universidad Politécnica de Tulancingo, Tulancingo, 2021.
- [23] X. Wang, Q. Zhu, y Y. Wang, “Optimal allocation of wind-solar storage capacity of microgrid considering carbon emission reduction benefits”, en IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, IOP Publishing Ltd, jul. 2021.
- [24] H. Wu, X. Liu, y M. Ding, “Dynamic economic dispatch of a microgrid: Mathematical models and solution algorithm”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 63, pp. 336–346, 2014.
- [25] J. Aghaei y M. I. Alizadeh, “Multi-objective self-scheduling of CHP (combined heat and power)-based microgrids considering demand response programs and ESSs (energy storage systems)”, Energy, vol. 55, pp. 1044–1054, jun. 2013.
- [26] J. Fan et al., “An Optimal Dispatch Strategy of Distribution Networks with Electric Vehicle Charging Stations Integrated Energy Storage”, 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia). IEEE, may. 2019.
- [27] Q. Huang et al., “Day-ahead Energy Optimization Management of Electric vehicle Charging Stations Based on Transactive Energy Mechanism”, en 2023 Panda Forum on Power and Energy (PandaFPE), IEEE, abr. 2023, pp. 1063–1070.
- [28] J. C. Silva, J. Cerda, y J. A. Avendano, “Optimal charging schedules for PEVs with voltage profile support in distribution grids”, en 2022 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing, ROPEC 2022, IEEE, 2022.
- [29] A. Wood, B. Wollenberg, y G. Sheblé, Power generation operation and control, 3ra ed. New York: Wiley Interscience, 2013
- [30] S. D. Ahmed, F. S. M. Al-Ismail, M. Shafiullah, F. A. Al-Sulaiman, y I. M. El-Amin, “Grid Integration Challenges of Wind Energy: A Review”, IEEE Access, vol. 8, pp. 10857–10878, 2020.

- [31] X. Li y S. Wang, “Energy management and operational control methods for grid battery energy storage systems”, *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 7, núm. 5, pp. 1026–1040, sep. 2021.
- [32] R. M. Elavarasan et al., “A Comprehensive Review on Renewable Energy Development, Challenges, and Policies of Leading Indian States with an International Perspective”, *IEEE Access*, vol. 8. IEEE, pp. 74432–74457, 2020.
- [33] SENER, “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional”, 2022.
- [34] M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, A. Hussain, M. bin Mansor, y F. Blaabjerg, “Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges”, *IEEE Access*, vol. 6. IEEE, pp. 35143–35164, el 26 de mayo de 2018.
- [35] M. Javidsharifi, H. Pourroshanfekr Arabani, T. Kerekes, D. Sera, y J. M. Guerrero, “Demand response planning for day-ahead energy management of CHP-equipped consumers”, en *Proceedings - 2022 IEEE 4th Global Power, Energy and Communication Conference, GPECOM 2022*, IEEE, 2022, pp. 461–467.
- [36] MATLAB, “Optimization Toolbox”, 2023. Toolbox. Consultado el 31 de enero de 2022.
- [37] H. S. Jang, K. Y. Bae, H. S. Park, y D. K. Sung, “Solar Power Prediction Based on Satellite Images and Support Vector Machine”, *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 7, núm. 3, pp. 1255–1263, jul. 2016.
- [38] M. P. Power, T. Hiyama, S. Member IEEE, y K. Kitabayashi, “Neural Network Based Estimation of Maximum Power Generation from PV Module Using Environmental Information”, 1997.
- [39] J. M. Riquelme-Dominguez, F. D. P. García-López, y S. Martinez, “Power Ramp-Rate Control via power regulation for storageless grid-connected photovoltaic systems”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 138, jun. 2022.
- [40] B. I. Crăciun, T. Kerekes, D. Séra, R. Teodorescu, y U. D. Annakkage, “Power Ramp Limitation Capabilities of Large PV Power Plants With Active Power Reserves”, *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 8, núm. 2, pp. 573–581, abr. 2017.

- [41] M. Fahrioglu y F. L. Alvarado, “Designing incentive compatible contracts for effective demand management”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, núm. 4, pp. 1255–1260, 2000.
- [42] F. D. Santillán-Lemus, H. Minor-Popocatl, O. Aguilar-Mejía, y R. Tapia-Olvera, “Optimal economic dispatch in microgrids with renewable energy sources”, *Energies (Basel)*, vol. 12, núm. 1, ene. 2019.
- [43] A. G. Ter-Gazarian, *Energy Storage for Power Systems*, 3rd Edition, 3ra ed. Stevenage: Institution of Engineering and Technology.
- [44] M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, A. Hussain, M. B. Mansor, y F. Blaabjerg, “Review of Energy Storage System Technologies in Microgrid Applications: Issues and Challenges”, *IEEE Access*, vol. 6. IEEE, pp. 35143–35164, 2018.
- [45] D. S. Callaway y I. A. Hiskens, “Achieving controllability of electric loads”, *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, núm. 1, pp. 184–199, ene. 2011.
- [46] M. Yilmaz y P. T. Krein, “Review of battery charger topologies, charging power levels, and infrastructure for plug-in electric and hybrid vehicles”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, núm. 5. pp. 2151–2169, 2013.
- [47] A. Khaligh y M. Dantonio, “Global Trends in High-Power On-Board Chargers for Electric Vehicles”, *IEEE Trans Veh Technol*, vol. 68, núm. 4, pp. 3306–3324, abr. 2019.
- [48] “Actualización del costo nivelado de energía (LCOE) para 1er semestre de 2021”, Bloomberg, el 16 de diciembre de 2021. Consultado el 6 de febrero de 2023.
- [49] CENACE, “Gráfica de Demanda”, el 9 de marzo de 2023. Consultado el 8 de marzo de 2023.
- [50] H. Wu, X. Liu, y M. Ding, “Dynamic economic dispatch of a microgrid: Mathematical models and solution algorithm”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 63, pp. 336–346, 2014.

# Apéndice

Tabla A-1. Caso de estudio 1: Parámetros BESS

BESS	$P_b^{\min}$ [MW]	$P_b^{\max}$ [MW]	$SoC_b^{\min}$ [%]	$SoC_b^{\max}$ [%]	$\eta_{b,ch}$	$\eta_{b,dch}$	$Cap_b$ [MWh]	$\gamma_{b,ch}$ [USD/h]	$\gamma_{b,dch}$ [USD/h]	$SoC_{b,0}$ [%]	$SoC_{b,24}$ [%]
1	-10	10	10	100	0.98	0.98	40	138	138	50	50

Tabla A-2. Caso de estudio 1 a 5: Parámetros de los generadores

Generador	$P_i^{\min}$ [MW]	$P_i^{\max}$ [MW]	$DR_i^{\max}$ [MW/h]	$UR_i^{\max}$ [MW/h]	$\frac{a_i}{\text{USD}} \left[ \frac{\text{USD}}{\text{MW}^2\text{h}} \right]$	$\frac{b_i}{\text{USD}} \left[ \frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right]$	$\frac{c_i}{\text{USD}} \left[ \frac{\text{USD}}{\text{h}} \right]$
1	10	160	120	120	0.231	133.76	4851
2	10	130	120	120	0.220	155.40	3240

Tabla A-3. Caso de estudio 2 a 5: Parámetros BESS

BESS	$P_b^{\min}$ [MW]	$P_b^{\max}$ [MW]	$SoC_b^{\min}$ [%]	$SoC_b^{\max}$ [%]	$\eta_{b,ch}$	$\eta_{b,dch}$	$Cap_b$ [MWh]	$\gamma_{b,ch}$ [USD/h]	$\gamma_{b,dch}$ [USD/h]	$SoC_{b,0}$ [%]	$SoC_{b,24}$ [%]
1	-5	5	10	100	0.98	0.98	20	138	138	50	50
1	-5	5	10	100	0.98	0.98	20	138	138	50	50

Tabla A-4. Caso de estudio 2 a 5: Parámetros generación renovable

Generación renovable	Capacidad [MWh]	$\gamma_e/\gamma_s$ [USD/h]
Eólica	40	41
Solar	30	38

Tabla A-5. Caso de estudio 1 a 5: Parámetros nodo de interconexión

Nodo de interconexión	$P_c^{\max}$ [MW]	$\gamma_{c,v}$ [USD/h]	$\gamma_{c,c}$ [USD/h]
1	32	200	200

Tabla A-6. Caso de estudio 5: Parámetros de carga controlada de EVs

Grupo de EVs	$P_v^{\max}$ [MW]	$\eta_{v,ch}$	$Cap_v$ [MWh]	SoC <sub>v,0</sub> [%]	SoC <sub>v,desc</sub> [%]	$\psi$ [%]
1	1.375	1	4.125	30	100	30
2	1.9	1	5.7	30	100	30