



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

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA CONTRIBUCIÓN A LA SUFICIENCIA DE LAS
BATERÍAS MEDIANTE MODELOS PROBABILÍSTICOS

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

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

LUIS HERNÁN ÁLVAREZ VALDÉS

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
FRANCISCO MUÑOZ ESPINOZA

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN
ELÉCTRICA Y RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: LUIS HERNÁN ÁLVAREZ VALDÉS
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA CONTRIBUCIÓN A LA SUFICIENCIA DE LAS BATERÍAS MEDIANTE MODELOS PROBABILÍSTICOS

La integración de las baterías en los sistemas eléctricos modernos está creciendo constantemente. Estas pueden contribuir a mejorar la suficiencia del sistema al proporcionar flexibilidad para adaptarse a la variabilidad de la generación y prevenir las interrupciones de los sistemas eléctricos. En ese contexto, se propone un modelo para la evaluación del aporte a la suficiencia de las baterías mediante la capacidad efectiva de carga (ELCC), utilizando métricas como la energía no suministrada (EENS) y la pérdida de carga esperada (LOLE). En un sistema eléctrico uninodal, se emplea el método de muestreo Importance Sampling para eventos de baja probabilidad. Además, se compara el uso de la Métrica EENS y LOLE en el cálculo de ELCC de la batería, considerando sensibilidades como aumento en la penetración renovable, duración y penetración de la batería, y dependencia de máquinas térmicas con su fuente de energía. Mediante varios casos de estudio, demostramos que el uso de las métricas EENS y LOLE se comportan de manera similar en los primeros niveles de penetración de las baterías. Sin embargo, cuando la penetración de las baterías es alta y la tasa de indisponibilidad de la generación convencional aumenta, el cálculo de ELCC varía entre la métrica LOLE y la métrica EENS.

Dedicatoria

A mis papás, que siempre han estado

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mis papás porque siempre me han proporcionado afecto, apoyo, cariño y cuidado. A mi mamá por demostrarme mucha atención y ser siempre una buena consejera. A mi papá por permitir equivocarme y por enseñarme que “*duro con duro*” todo se puede. A mi gato Pol por ser un bandido y regalarme alegría en los momentos más tristes de este último tiempo.

En segundo lugar, agradecer a todos los amigos que me ayudaron en menor y mayor forma a avanzar en este trabajo, entre ellos Juan Pablo, Alejandro, Gonzalo, Matias, Kurt, Vicente y Cristian sin ellos no hubiera podido avanzar, me entregaron su tiempo, y me escucharon dedicándome cada uno a su manera los comentarios necesarios, algunos de una forma amable y otros de una manera indriscrimanada, pero siempre con cariño.

En tercer lugar, me gustaría agradecer a los amigos que hice durante el paso de la universidad, gracias por el tiempo compartido, espero que nos sigamos juntando y riendo. Por su parte, destaco a Alonso, Gabriel, Barbara, Diego, Max, Felipe y Baoyi, son algunos de los amigos que eléctrica me pudo brindar, a pesar de la pandemia y de las tareas y otras dificultades, en su momento estuvieron ahí. A mis amigos de plan común, Javier, Daniel, Benjamín, Mikael, Deiniel, Francisca y Teno, por compartir su casa, juegos, momentos tristes y alegres, muchas gracias.

Además, agradecer a los docentes y personas que me entregaron su tiempo, consejos, y fueron guía en este camino, agradecer a Teresa Vargas y Alex Villamarín porque sin ser su responsabilidad me ayudaron de la mejor forma y sin pedir nada a cambio. Finalmente, me gustaría agradecer a mi profesor guía Rodrigo Moreno, por ser exigente y plantearme desafíos que me inspiraron a crecer como persona.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo general	2
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Esquema de la tesis	3
2. Estado del arte	4
2.1. Métodos para la evaluación de la de suficiencia en los sistemas eléctricos	4
2.2. Métodos para la evaluación de la de suficiencia de las baterías en los sistemas eléctricos	6
2.3. Experiencia internacional en la evaluación de la suficiencia de las baterías	8
2.4. Contribuciones	9
3. Metodología	11
3.1. Nomenclatura	11
3.2. Descripción general	14
3.3. Optimización operacional	15
3.3.1. Puntos de operación	16
3.4. Creación de escenarios	17
3.4.1. Importance Sampling	17
3.4.2. Dependencia de fuente de alimentación en máquinas térmicas	19
3.5. Cálculo de métricas LOLE y EENS	20
3.6. Cálculo de crédito de capacidad	22
3.7. Nivel de penetración	23
4. Casos de estudio y datos de entrada	25
4.1. Casos de estudios	25
4.1.1. Penetración de generación renovable	26
4.1.2. Dependencia de las máquinas térmicas con su energía	28
4.1.3. Penetración de la batería	29
4.1.4. Duración de la batería	29
4.2. Datos de entrada	29
4.2.1. Red de prueba	29
4.2.2. Perfil de carga	30
4.2.3. Perfiles de generación renovable	31

4.2.4. Costos de la generación térmica	32
4.2.5. Datos de confiabilidad	32
5. Resultados	34
5.1. Comparación entre el ELCC marginal y promedio de las baterías	34
5.2. Impacto de la penetración de generación renovable en la batería	35
5.3. Efecto de la dependencia de máquinas térmicas en su fuente de energía	37
5.4. Sensibilidad de la variación en la duración de la batería	38
5.5. Análisis de métricas LOLE y EENS	40
6. Conclusiones	42
6.1. Conclusiones	42
6.2. Trabajo Futuro	43
Bibliografía	45
Anexos	49
Anexo A. Datos de entrada	49
Anexo B. Resultados	50
2.3. Resultados para casos con penetración renovable conjunta y penetración de las baterías	50
2.4. Resultados para casos con penetración renovable exclusiva solar y penetración de las baterías	53
2.5. Resultados para casos con penetración renovable exclusiva eólica y penetración de las baterías	56
2.6. Resultados para los casos exclusivos de penetración de las baterías y aporte marginal	59
2.7. Resultados para casos de sensibilidad en la dependencia y penetración de las baterías	60

Índice de Tablas

2.1.	Tabla resumen estado del arte.	10
4.1.	Coficiente e^δ para los casos donde $I[S_t \leq D_t \setminus Y = 0]$ y $I[S_t \leq D_t \setminus Y = 1]$ en los escenarios de 25, 50 y 75 % de dependencia, los valores en donde se supera el valor de 1 corresponden a las horas y los niveles de dependencia donde se utilizó muestreo de Monte Carlo.	28
6.1.	Datos de los generadores térmicos.	49
2.2.	Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 2 horas con distintos niveles de penetración renovable conjunta evaluando métrica EENS.	50
2.3.	Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 2 horas con distintos niveles de penetración renovable conjunta evaluando métrica LOLE.	50
2.4.	Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 4 horas con distintos niveles de penetración renovable conjunta evaluando métrica EENS.	51
2.5.	Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 4 horas con distintos niveles de penetración renovable conjunta evaluando métrica LOLE.	51
2.6.	Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 8 horas con distintos niveles de penetración renovable conjunta evaluando métrica EENS.	52
2.7.	Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 8 horas con distintos niveles de penetración renovable conjunta evaluando métrica LOLE.	52
2.8.	Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 2 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva solar evaluando métrica EENS.	53
2.9.	Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 2 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva solar evaluando métrica LOLE.	53
2.10.	Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 4 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva solar evaluando métrica EENS.	54
2.11.	Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 4 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva solar evaluando métrica LOLE.	54
2.12.	Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 8 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva solar evaluando métrica EENS.	55
2.13.	Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 8 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva solar evaluando métrica LOLE.	55
2.14.	Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 2 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva eólica evaluando métrica EENS.	56
2.15.	Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 2 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva eólica evaluando métrica LOLE.	56

2.16. Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 4 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva eólica evaluando métrica EENS.	57
2.17. Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 4 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva eólica evaluando métrica LOLE.	57
2.18. Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 8 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva eólica evaluando métrica EENS.	58
2.19. Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 8 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva eólica evaluando métrica LOLE.	58
2.20. Comparación entre el aporte marginal y el aporte total del grupo de baterías evaluando métrica EENS.	59
2.21. Comparación entre el aporte marginal y el aporte total del grupo de baterías evaluando métrica LOLE.	59
2.22. Aporte de las baterías de duración de 2 horas a la suficiencia con distinto niveles de dependencia (α) evaluando métrica EENS.	60
2.23. Aporte de las baterías de duración de 2 horas a la suficiencia con distinto niveles de dependencia (α) evaluando métrica LOLE.	60
2.24. Aporte de las baterías de duración de 4 horas a la suficiencia con distinto niveles de dependencia (α) evaluando métrica EENS.	61
2.25. Aporte de las baterías de duración de 4 horas a la suficiencia con distinto niveles de dependencia (α) evaluando métrica LOLE.	61
2.26. Aporte de las baterías de duración de 8 horas a la suficiencia con distinto niveles de dependencia (α) evaluando métrica EENS.	62
2.27. Aporte de las baterías de duración de 8 horas a la suficiencia con distinto niveles de dependencia (α) evaluando métrica LOLE.	62

Índice de Ilustraciones

3.1.	Metodología general para la obtención del aporte a la suficiencia de las baterías. . .	15
3.2.	Diagrama de escenarios y puntos de operación.	17
3.3.	Diagrama del calculo de LOLE y EENS.	21
4.2.	Perfiles de generación renovable utilizados para las 48 horas de evaluación, con distintos niveles de penetración conjunta. En detalle, se presentan los perfiles de generación para (a) Generador eólico 1, (b) Generador eólico 2, (c) Generador eólico 3 y (d) Generador solar 1.	26
4.3.	Perfiles de generación renovable utilizados para las 48 horas de evaluación, con distintos niveles de penetración exclusiva. En detalle, se presentan los perfiles de generación exclusiva para (a) Generador eólico 1, (b) Generador eólico 2, (c) Generador eólico 3 y (d) Generador solar 1.	27
4.4.	Diagrama de la red utilizada.	30
4.5.	Perfil de demanda utilizado para las 48 horas de evaluación.	30
4.6.	Perfiles eólicos obtenidos a partir del sistema ¹	31
4.7.	Perfil solar utilizado correspondiente al norte de Chile.	32
5.1.	Comparación entre el aporte marginal y el aporte total del grupo de baterías evaluando métrica EENS.	35
5.2.	Aporte a la suficiencia de la batería de 4 horas de duración con distintos niveles de penetración renovable conjunta evaluando métrica EENS.	36
5.3.	Crédito de capacidad de la batería de 4 horas de duración con aumento en su integración para los casos de penetración exclusiva eólica y exclusiva solar evaluando métrica EENS.	36
5.4.	Aporte de la batería de 4 horas de duración a la suficiencia con distinto niveles de dependencia (α) evaluando métrica EENS y LOLE, respectivamente.	37
5.5.	Comparación entre el aporte marginal y el aporte en total de las baterías de 2 y 8 horas de duración evaluando métrica EENS, respectivamente.	39
5.6.	Comparación entre el aporte marginal y el aporte del grupo de baterías de 4 horas evaluando métrica LOLE.	41
5.7.	Aporte de las baterías de 2 y 8 horas de duración a la suficiencia con distintos niveles de dependencia (α) evaluando métrica LOLE, respectivamente.	41

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En la actualidad, el aumento constante en la demanda de energía eléctrica y la necesidad apremiante de avanzar hacia sistemas más eficientes y sostenibles impulsan a explorar y adoptar nuevas tecnologías para su integración en los sistemas eléctricos. En este contexto, las baterías desempeñan un papel crucial al proporcionar almacenamiento de energía, permitiendo así una gestión más eficiente y una mayor integración de fuentes de energía renovable.

La creciente penetración de la generación renovable en los sistemas eléctricos plantea desafíos y oportunidades significativas que exigen una consideración cuidadosa y una planificación estratégica. La variabilidad inherente de la energía solar y eólica destaca la necesidad crítica de soluciones de almacenamiento eficientes, y en este escenario, las baterías emergen como un componente esencial para garantizar la suficiencia y estabilidad del suministro eléctrico.

Como resultado directo del aumento en la penetración de generación renovable, se observa un notable incremento en la participación de las baterías dentro de los sistemas eléctricos. Estas no solo actúan como amortiguadores cruciales para compensar las variaciones en la generación, sino que también facilitan la integración armoniosa de fuentes de energía intermitentes, contribuyendo así a la construcción de sistemas eléctricos más resilientes y sostenibles.

Las diversas capacidades de almacenamiento ofrecidas por las baterías desempeñan un papel fundamental en la gestión inteligente de la energía. Desde sistemas de almacenamiento de corta duración y alta potencia, ideales para abordar fluctuaciones rápidas en la generación, hasta sistemas de almacenamiento de larga duración capaces de proporcionar energía durante períodos extendidos, la versatilidad de las capacidades de las baterías permite adaptarse a las necesidades específicas de cada sistema eléctrico.

La confiabilidad de los sistemas eléctricos es un aspecto fundamental que debe abordarse con seriedad. La introducción de nuevas tecnologías no solo busca mejorar la eficiencia, sino también garantizar la integridad y la seguridad de la infraestructura eléctrica. La implementación adecuada de protocolos de seguridad y la adopción de prácticas robustas son esenciales para mitigar riesgos

y garantizar un suministro eléctrico confiable en todo momento.

Dentro de los elementos de la confiabilidad se encuentra la suficiencia; el sistema eléctrico posee suficiencia si es capaz de abastecer la demanda incluso ante desconexiones de generación y mantenimiento de equipos. Se requiere, por lo tanto, establecer las señales apropiadas de remuneración y medición para mantener una suficiencia adecuada en el sistema.

La metodología adecuada debe garantizar el desarrollo de un nivel específico de suficiencia y, al mismo tiempo, ser eficiente en la integración de las diversas tecnologías, tanto nuevas como ya existentes. El uso de métodos probabilísticos se presenta como una herramienta esencial para modelar y anticipar la variabilidad inherente en la generación y consumo de energía. La aplicación de estos métodos permite una planificación más precisa y una toma de decisiones informada, contribuyendo así a la estabilidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos.

Es imperativo reconocer la importancia de reducir la dependencia de la generación térmica tradicional. Al fomentar la diversificación de fuentes de energía y promover la adopción de tecnologías de almacenamiento como las baterías, no solo mejorando la flexibilidad y la eficiencia de los sistemas eléctricos, sino que también fortaleciendo su capacidad para operar de manera autónoma y confiable en un entorno energético en constante evolución.

1.2. Hipótesis

Esta tesis busca demostrar que el aporte a la suficiencia de las baterías está influenciado por los cambios en las características del sistema eléctrico y las baterías, tales como la penetración de generación renovable, la tasa de indisponibilidad de la generación convencional con su fuente de energía, y la capacidad de inyección y almacenamiento de las propias baterías.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis es establecer una metodología para la evaluación del aporte a la suficiencia de las baterías, analizando las sensibilidades de participación de generación renovable, dependencia de generación térmica, el aumento de penetración de la batería junto a cambios en su duración dentro de los sistemas eléctricos, a través de la técnica de muestreo Importance Sampling, donde cada escenario de simulación se establece en base a los componentes fallados de acuerdo a su tasa de indisponibilidad.

1.3.2. Objetivos específicos

- Diseñar un algoritmo capaz de evaluar el aporte a la suficiencia de la batería, utilizando dos métricas de suficiencia sistémica. Esto es necesario como herramienta para la metodología propuesta y para el análisis de sensibilidades en cuanto a la generación renovable y la duración de la batería.
- Integrar al modelo propuesto la dependencia de energía por parte de las máquinas térmicas, a través de una modificación de la tasa de disponibilidad de las máquinas en la generación de escenarios.
- Determinar el efecto de las dos métricas en la medición del aporte a la suficiencia de la batería, considerando el uso de las métricas planteadas y el nivel de penetración que presentan las baterías en el sistema eléctrico.

1.4. Esquema de la tesis

El documento está dividido en seis capítulos. El Capítulo 1 establece la motivación y los objetivos de esta investigación. El Capítulo 2 presenta una revisión bibliográfica y los conceptos fundamentales relacionados con la medición de la capacidad de crédito, con énfasis en su contribución al recurso de suficiencia de la batería. El capítulo 3 describe una metodología de cuatro fases utilizada para determinar la capacidad de crédito de la batería de manera marginal, así como la capacidad de un conjunto de baterías. El Capítulo 4 y 5 presentan, respectivamente, los datos de entrada y los principales resultados de un sistema eléctrico de estudio. Finalmente, el Capítulo 6 extrae las conclusiones claves y analiza las posibles direcciones para futuras investigaciones.

Capítulo 2

Estado del arte

Un sistema eléctrico tiene como función suministrar energía eléctrica a los clientes, de la manera más económica y confiable posible [1]. En los sistemas eléctricos, se espera que el suministro esté disponible continuamente. Sin embargo, esto no es físicamente posible en la realidad debido a fallas aleatorias del sistema, por lo que surge el concepto de confiabilidad. La confiabilidad del sistema eléctrico se refiere a la probabilidad de que el sistema eléctrico cumpla su propósito correctamente durante un período de tiempo predefinido y bajo condiciones operativas específicas, siendo determinada por los niveles de suficiencia y seguridad que pueda alcanzar. Por su parte, la suficiencia de un sistema eléctrico corresponde a la capacidad de satisfacer la demanda, considerando un conjunto esperado de desconexiones de generación y actividades de mantenimiento. Por otro lado, un sistema se considera seguro si puede mantener su integridad y regresar a su estado normal mediante acciones correctivas de control frente a contingencias o perturbaciones específicas [2].

2.1. Métodos para la evaluación de la de suficiencia en los sistemas eléctricos

Los criterios y técnicas utilizados en las primeras mediciones de la capacidad de suficiencia se basaban en métodos determinísticos. Algunos de los criterios determinísticos típicos incluyen la planificación de la capacidad de generación, donde la capacidad instalada se calcula sumando la demanda máxima esperada y un porcentaje fijo de esta; la capacidad operativa, que se determina considerando la demanda de carga esperada, y reservas proporcionales a una o más de las unidades de mayor capacidad de inyección; y la planificación de la capacidad de la red, que busca construir un número mínimo de circuitos para un grupo de carga específico, dependiendo de la demanda máxima de ese grupo. Aunque estos y otros criterios similares se han desarrollado para tener en cuenta fallas que ocurren aleatoriamente, su enfoque determinista presenta limitaciones al no considerar la naturaleza estocástica del comportamiento del sistema y de los clientes. Por ejemplo, uno de los aspectos probabilísticos más importante corresponde a la tasa de indisponibilidad de las unidades generadoras, por lo tanto una reserva porcentual fija no puede garantizar un riesgo constante [1].

La necesidad de evaluar de manera probabilística el comportamiento de los sistemas eléctricos ha sido reconocida desde al menos la década de 1930 [3, 4, 5]. Uno de los primeros métodos para la evaluación de la suficiencia a través de metodología probabilística corresponde al presentado en [6], donde se desarrolla el modelo gráfico para estimar la capacidad de crédito (C.C.) de las unidades generadoras.

Los sistemas eléctricos compuestos por generación convencional con la introducción de generación renovable se volvieron menos predecibles, por lo que ha sido necesario utilizar técnicas probabilísticas para medir su aporte al recurso de suficiencia, debido a la naturaleza variable de los recursos de sol y viento [7, 8, 9], junto a la naturaleza estocástica de la demanda.

Las metodologías probabilísticas más aceptadas para evaluar la contribución de capacidad en el sistema son la potencia convencional equivalente (ECP, del inglés *Equivalent Conventional Power*) [10, 11], la capacidad efectiva de carga (ELCC, del inglés *Effective Load Carrying Capability*) [10, 12] y la potencia firme equivalente (EFC, del inglés *Equivalent Firm Capacity*) [12]. El ELCC de un generador se define como la cantidad de carga que se puede agregar al incluir la unidad en análisis sin aumentar la pérdida de carga esperada (LOLE, del inglés *Loss of Load Expectation*). El EFC de una unidad se define como la capacidad de un generador completamente confiable, es decir, que no tiene una tasa de indisponibilidad, que puede reemplazar a la unidad manteniendo el mismo LOLE. El ECP de un generador es similar al EFC, pero asume que el generador tiene una tasa de indisponibilidad forzada (IFOR) distinta de 0.

La integración de nuevas tecnologías como las baterías y la respuesta en demanda proponen nuevos desafíos para la medición de la suficiencia de estos nuevos elementos, desde las características físicas que presentan y el rango de servicios y operaciones para los cuales pueden ser diseñados. Específicamente, en el caso de los sistemas de almacenamiento, el cálculo del valor de capacidad debe abordar la limitación energética y la dependencia temporal inherentes a estos dispositivos. Esto se debe a que su capacidad de inyección disponible está directamente ligada al estado de carga, el cual, a su vez, se ve influenciado por su funcionamiento en las horas previas [10, 11, 13].

Para el caso de las nuevas tecnologías las metodologías de cálculo ELCC, ECP, EFC son las con mayor validación internacional, debido al gran esfuerzo computacional y la cantidad de información requerida para su cálculo, otros mecanismos y variaciones simplificadas han sido propuestos. En [14] se propone un marco para el cálculo y evaluación de la capacidad de crédito de las baterías y la respuesta en demanda. Dentro de este marco, se han considerado las métricas de capacidad de crédito clásicas, incluyendo ELCC, EFC y ECC, y se han presentado los respectivos algoritmos de evaluación. A la luz de la sustitución de la generación convencional, se define una nueva métrica de capacidad de crédito, la capacidad de generación equivalente sustituida (EGCS, del inglés *the equivalent generation capacity substituted*) mide cuánto puede reemplazar ciertas baterías y respuesta en demanda (R.D.) a la generación convencional.

2.2. Métodos para la evaluación de la suficiencia de las baterías en los sistemas eléctricos

En el contexto de la medición de la suficiencia a través de métodos probabilísticos para el aporte a la suficiencia, se consideran enfoques que incorporan márgenes de reserva [11, 15, 16, 17], métodos analíticos [10, 18, 19, 1] y técnicas de Monte Carlo [20, 21, 22, 13, 23, 17, 14] para evaluar su contribución a la suficiencia energética.

Los enfoques de planificación con márgenes de reserva asignan un valor de capacidad a los recursos para hacer frente a eventos aleatorios que podrían afectar la disponibilidad de suministro de energía, como por ejemplo el documento presentado por [17] que evalúa el costo de interrupción del cliente en sistemas de distribución radial. Para el caso de las baterías se encuentran los autores de [11], que calculan el valor de capacidad de las plantas de energía solar concentrada (CSP, del inglés *Concentrated Solar Power plants*) con almacenamiento de energía térmica (TES, del inglés *Thermal Energy Storage*), a través de un factor de capacidad definido como el promedio de inyección que tiene el grupo (almacenamiento de energía térmica junto a la planta de energía solar concentrada), durante cierto conjunto de horas dividida por capacidad de inyección máxima, el número de horas elegidas se obtienen a través de los métodos *top-load and -LOLP methods*, y *LOLP-weighted*, estos son métodos de aproximación para el cálculo de factor de capacidad, el primero utiliza las primeras [10-100] horas con mayores *LOLP*, y el segundo las 10 horas con mayor *LOLP*.

Por su parte, los autores de [15] utilizan el concepto de *Minimum Buffer Energy Storage Capacity* (MBESC), método presentado en primera instancia por [24], el cual responde a la pregunta de dada una cierta cantidad de almacenamiento, cuánta reducción de demanda adicional es posible si se implementa la energía fotovoltaica. El método *MBESC* cuantifica la cantidad mínima de almacenamiento necesaria para garantizar que la generación fotovoltaica más almacenamiento puedan satisfacer a la demanda por sobre el límite definido como demanda máxima de la *utility*.

Otro caso que utiliza el enfoque de planificación de reserva para la medición de la suficiencia de la batería son los autores de [16], donde se determina cuanta capacidad de almacenamiento (de potencia y de energía) se necesita para reducir la demanda máxima neta y plantean el uso de crédito de reducción de la demanda máxima (PDRC, del inglés *Peak Demand Reduction Credit*). El principal defecto que tienen los modelos de planificación de reserva, es que las aproximaciones utilizadas podrían no capturar de la mejor forma el comportamiento y la naturaleza de las baterías[25].

Por otro lado, los métodos analíticos permiten la evaluación de diversos estados del sistema mediante un enfoque probabilístico. El autor de [18] propone que el estado de carga de energía de los sistemas de almacenamiento tienen una distribución normal, y su varianza evoluciona con el tiempo, por lo que se podría calcular la contribución de la batería al sistema a través de su comportamiento estocástico, parte de las suposiciones que asume son el considerar que la batería no tiene límites de capacidad de energía. El autor de [19] también utiliza un método analítico a través de una simulación no secuencial, en la cual las baterías utilizadas se pueden cargar completamente durante la noche sin impactar en el aporte a la suficiencia que pueden llegar a tener en los días siguientes.

El artículo [10] presenta un método para estimar el valor de capacidad del almacenamiento, este método utiliza modelación dinámica para modelar el efecto de las fallas/interrupciones del sistema durante su operación y el estado de energía en horas posteriores por parte de la batería, de manera que combinan el despacho optimizado con las probabilidades de pérdida de carga en horas posteriores para calcular una distribución de probabilidad para el estado de carga de la batería en cada hora, este método presenta la ventaja de captar explícitamente el efecto de los eventos de escasez del sistema en el estado de carga del almacenamiento en períodos posteriores.

Sin embargo, los métodos analíticos tienen como desventajas la cantidad de estados generados y la secuencia temporal de los eventos, por lo que deben asumir fuertes suposiciones para poder aplicarse en la medición de la suficiencia de la batería, entre ellos la reacción de la batería a eventos de pérdida de carga [25].

En contraste, los métodos de Monte Carlo pueden manejar un mayor número de estados del sistema y se dividen en secuenciales y no secuenciales. Estos últimos presentan limitaciones en la representación del estado de energía de las baterías, mientras que los métodos secuenciales pueden abordar aspectos como la integración de recursos renovables, la incorporación de otras baterías, la implementación de estrategias de despacho variadas y la evaluación de la confiabilidad de la red [20, 21, 22, 13, 23]. Además, el autor de [14] propone una base para el cálculo y evaluación de la capacidad de crédito de las baterías y la respuesta en demanda, donde a través de la utilización de Monte Carlo secuencial utiliza métricas orientadas a la generación y la demanda para poder cuantificar formalmente el aporte de estas nuevas tecnologías. En particular se señala que el aporte de las baterías está limitado por la interacción entre la capacidad de energía y la capacidad de inyección. Esto indica que hay un límite para la contribución de las baterías a la suficiencia y, por lo tanto, a la cantidad de almacenamiento que el sistema puede necesitar.

Las metodologías probabilísticas presentan ventajas y desventajas dependiendo de las características de cada una. Además, Las metodologías presentan variaciones en su cálculo en función de los supuestos empleados. Una de las diferencias clave en el procedimiento de cálculo radica en la decisión de agrupar o no las unidades de generación, dando lugar a los conceptos de grupal y marginal, respectivamente. Según lo señalado en [26], la discrepancia entre el valor de capacidad obtenido al agrupar o no las unidades es especialmente significativa en el contexto de las centrales solares fotovoltaicas. En el caso del cálculo para una unidad específica (marginal), suele resultar en una valoración menor de su contribución a la suficiencia, dado que su generación durante los horarios de demanda punta es prácticamente nula. Además, el valor de capacidad marginal de este tipo de tecnologías tiende a disminuir rápidamente a medida que aumenta su participación en el sistema [27]. Por otro lado, al considerar el cálculo para el conjunto de unidades, el valor de capacidad experimenta un aumento. Esto se debe a que la incorporación de la tecnología al sistema implica la reducción de la demanda máxima neta, generando un impacto positivo en la capacidad global del sistema.

De igual modo, con la integración y aumento de generación renovable se han abordado investigaciones que consideran diversos niveles de penetración de generación renovable, incorporando y midiendo la integración de baterías, manteniendo una relación de capacidad de inyección/carga y almacenamiento, tal como se evidencia en documentos como [28, 29, 30]. Por ejemplo, en el estudio presentado en [29], se examina el impacto en la contribución a la suficiencia al integrar almacenamiento de energía en sistemas eléctricos con distintos niveles de energía renovable, así como

distintos niveles de inyección y almacenamiento de los recursos de almacenamiento de energía para suplir la necesidad de generación convencional. Sin embargo, persiste una brecha en la valoración de la importancia de evaluar el papel de las baterías en la operación y la flexibilidad que aportan al sistema.

Los elementos de generación (generadores convencionales, generadores renovables, baterías, etc), están constantemente interactuando, por lo que el aporte a la suficiencia de la batería dentro de los sistemas eléctricos depende en parte del nivel de integración de cada tipo de generación [31]. El autor de [32] en primer lugar aborda la importancia del continuo cambio en la producción de electricidad desde el carbón al gas natural, debido a la disminución del precio de este combustible, parte de su investigación detalla que las investigaciones relacionadas con confiabilidad se centran en proyecciones a largo plazo y en la planificación del sistema, además asumen que los recursos se utilizan correctamente, finalmente demuestra el impacto sobre la suficiencia y disponibilidad provocado por los cambios en la operación. No obstante, existen vacíos en la medición del aporte a la suficiencia de la batería junto a la interacción con la generación convencional, donde variaciones en las características de disponibilidad, cambios en las tasas de fallas, o incluso dependencia en la fuente de energía de la generación convencional pueden cambiar el aporte de la batería.

2.3. Experiencia internacional en la evaluación de la suficiencia de las baterías

En el contexto de entidades como *The National Renewable Energy Laboratory* (NREL) y el *Australian Energy Market Operator* (AEMO), se emplea un modelo comercial conocido como PLEXOS [23, 33], para llevar a cabo una planificación a largo plazo centrada en estudios de confiabilidad. Parte de las metodologías utilizadas por este modelo es el cálculo basado en métodos analíticos de convolución. En el proceso, se consideran diversas características de las baterías, como sus perfiles de carga y descarga, límites de energía, pérdidas asociadas y estado de disponibilidad. La aplicación de la convolución implica el uso de una tasa promedio de falla forzada (IFOR) para cada generador, con el propósito de determinar la distribución de probabilidad a largo plazo de la capacidad de generación disponible (o no disponible) en todo el sistema durante cada periodo cronológico. Se asume la independencia de las fallas de los generadores. A partir de esta distribución y combinándola con la carga del sistema, es posible calcular métricas precisas relacionadas con el riesgo del sistema.

El operador *Independent System Operator-New England* (ISO-NE), junto con el *Midcontinent Independent System Operator* (MISO) en Estados Unidos, emplean el modelo denominado GE MARS [34, 35]. Este enfoque utiliza una simulación de Monte Carlo secuencial por hora para evaluar la confiabilidad de un sistema de energía. Esta evaluación tiene en cuenta las interrupciones aleatorias de recursos y la incertidumbre en las previsiones de carga asociadas con cada componente de carga. Otros operadores, como el (MISO), también incorpora el cálculo del aporte a la suficiencia de las baterías mediante el método de Monte Carlo secuencial [36]. Este método permite considerar de manera más precisa la variabilidad y las posibles interrupciones, brindando una evaluación robusta de la confiabilidad del sistema eléctrico.

En el caso de Chile, la determinación del pago por suficiencia implica el cálculo de la potencia de suficiencia definitiva para cada central generadora, con ajustes vinculados a la demanda máxima. Además, aún no se han establecido criterios específicos para evaluar la contribución a la suficiencia de las baterías y de las centrales fotovoltaicas/eólicas con almacenamiento. No obstante, actualmente se están llevando a cabo investigaciones con el objetivo de expandir los criterios de la metodología existente. En particular, se están considerando aspectos relacionados con la energía almacenada, adoptando un enfoque análogo al utilizado en centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica, según se detalla en [37].

Los mecanismos de mercado empleados por los operadores de los sistemas eléctricos hacen uso de diversas alternativas, dentro de las cuales la mayoría están utilizando metodologías probabilísticas, ELCC, ECP, EFC, potencia firme, energía firme, según lo señalado en [37]. Además, la aplicación del objetivo de confiabilidad varía, abarcando desde un *LOLE* de 8 [h/año], 3 [h/año], 2.4[h/año], hasta, en el caso chileno, hacer referencia a la probabilidad de pérdida de carga (*LOLP*, del inglés *Loss of Load Probability* sin tener un objetivo de confiabilidad explícito).

2.4. Contribuciones

Si bien, se han generado metodologías para evaluar el aporte a la suficiencia de la batería a través de diversas sensibilidades de penetración renovable, no se encontraron trabajos que evaluaran el aporte a la suficiencia utilizando el cálculo de ELCC a través de métricas EENS y LOLE, y que evaluaran las sensibilidades de penetración renovable. De manera adicional no se han identificado estudios que comparen el aporte a la suficiencia de la batería al aumentar la probabilidad de falla de otros elementos de generación, considerando además la penetración de la batería en el sistema.

El presente documento muestra una metodología para la determinación de la contribución a la suficiencia de la batería mediante un modelo probabilístico que utiliza importance sampling, implementando dentro de esta metodología las métricas EENS y LOLE. Por su parte, considera el aporte de la batería en la operación del sistema cuando existe un aumento de penetración de la generación renovable. Además, aborda las relaciones que existen entre la batería y los elementos de generación convencionales, cuando estos presentan una mayor tasa de indisponibilidad.

De igual manera, se toma en consideración distintas duraciones de la batería, donde para todos los casos mencionados anteriormente se considera la penetración de la batería en el sistema. Finalmente compara el uso de ambas métricas en el cálculo de ELCC

Tabla 2.1: Tabla resumen estado del arte.

Referencia	Objetivo	Cálculo probabilístico	Cuantificación	Importance sampling	EENS	LOLE	Penetración renovable	Penetración de la batería ^a
[11]	Calcular el valor de capacidad de una planta CSP junto a un almacenamiento TES	Margen de reserva	Factor de capacidad	no	no	no	si	si
[15]	Comparar diferentes metodologías para medir la C.C. de plantas fotovoltaicas	Margen de reserva	MBESC ^b	no	no	no	si	si ^c
[19]	Evaluar el aporte a la suficiencia de almacenamiento utilizando múltiples estrategias de coordinación	Método analítico	EENS	no	si	no	no	si
[14]	Proponer una base para el cálculo y evaluación de la C.C. de las baterías y la R.D.	Método de Monte Carlo	ELCC, EFC, ECC, EGCS	no	si	no	no	si
[30]	Calcular el ELCC marginal de las baterías en diferentes niveles de penetración de almacenamiento en una red con una alta integración renovable	Método de Monte Carlo	ELCC marginal	no	no	si	si	si
[29]	Calcular el aporte a la suficiencia del almacenamiento en diferentes niveles de penetración y duración de las baterías en una red con una alta integración renovable	Método de Monte Carlo	ELCC, LOLE	no	no	si	si	si

^aLa penetración de la batería se considera como un aumento en la inyección o almacenamiento, según se describe en las referencias mencionadas. En el Capítulo 3, se detalla el procedimiento de uso específico para este trabajo.

^bELCC y otros modelos para cuantificar el aporte de los elementos de generación son utilizados, pero MBESC es el único en donde se utiliza la batería.

^cEn este caso la batería forma parte de la métrica para medir el aporte de la generación fotovoltaica.

Capítulo 3

Metodología

3.1. Nomenclatura

Conjuntos	Definición
-----------	------------

B	Conjunto de baterías b
E	Conjunto de escenarios s
G	Conjunto de generadores térmicos g
O	Conjunto de puntos de operación o
R	Conjunto de generadores renovables r
T	Conjunto de horas t
H	Conjunto de generadores solares h
V	Conjunto de generadores eólicos v

Parámetros	Descripción	Unidad
D_t	Demanda del sistema para la hora t	$[MW]$
\bar{D}	Demanda máxima del sistema	$[MW]$
P_b^B	Potencia máxima de inyección y carga de la batería b	$[MW]$
P_g^G	Potencia máxima de inyección de la generadora g	$[MW]$
$P_{r,t}^R$	Potencia máxima de inyección de la generadora r para cada hora t	$[MW]$
α	Nivel de dependencia de las máquinas térmicas con su fuente de alimentación	-
λ_g	Costos marginales para cada generadora g térmica	$[\$/MWh]$

Parámetros	Descripción	Unidad
μ	Probabilidad de ocurrencia que la fuente de alimentación de las máquinas térmicas a carbón se encuentre activa	-
σ_g	Probabilidad de ocurrencia que el generador g se encuentre activa	-
τ	Tasa de pérdida de las baterías	-
VARIABLES	DEFINICIÓN	UNIDAD
$E_{b,t}$	Energía de la batería b para la hora t	[MWh]
$\hat{E}_{b,t}$	Energía máxima de la batería b para la hora t	[MWh]
$\tilde{E}_{b,t}$	Energía de la batería b para la hora t en el escenario s durante la falla.	[MWh]
$\bar{p}_{b,t}^B, \underline{p}_{b,t}^B$	Potencia de inyección y carga de la batería b para cada hora t del día	[MW]
$\hat{p}_{b,t}, \tilde{p}_{b,t}$	Variables correspondientes al mínimo de potencia que la batería va a inyectar y almacenar por si sola, dada la distribución proporcional de Δ para una hora t y escenarios s dados, respectivamente.	[MW]
$p_{g,t}^G$	Potencia de inyección de la generadora g para cada hora t del día	[MW]
$p_{r,t}^R$	Potencia de inyección de la generadora renovable r para cada hora t del día	[MW]
$X_{b,o}$	Variable que representa el estado de las baterías	-
$X_{g,o}$	Variable que representa estado del generador g en el punto de operación o	-
Y	Variable que representa estado de la fuente de alimentación de los generadores térmicos	-
Δ	Variable auxiliar correspondiente al valor absoluto entre la diferencia de la demanda y la generación, para una hora t y un escenarios s dados.	[MW]
θ_o	Probabilidad de que los estados de los generadores dada su potencia máxima sea menor a la demanda en la hora t	-
$\hat{\theta}_o$	Estimador de θ_o	-
$\nu^{(b,t)}$	Variable binaria auxiliar que restringe la actividad de la batería a inyección o carga	-

Variables	Definición	Unidad
ϕ_t	Variable que representa la suma de las potencias máximas de los generadores multiplicadas por el estado en el que se encuentren en la hora t	-
$\xi_b, \hat{\xi}_b$	Variables auxiliares correspondientes al mínimo de potencia que la batería puede inyectar y almacenar por si sola, para una hora y escenarios s dados, respectivamente.	[MW]

Otros símbolos	Definición	Unidad
η^B	Nivel de penetración del grupo de baterías	-
η^V	Nivel de penetración de los generadores eólicos	-
η^H	Nivel de penetración de los generadores solares	-
η^R	Nivel de penetración conjunta de los generadores renovables	-

3.2. Descripción general

El objetivo planteado es proponer un nuevo modelo para la cuantificación del aporte a la suficiencia de las baterías mediante una metodología probabilística, en este caso particular utilizando un método basado en ELCC, la cual corresponde a una extensión de la definición de potencia firme de centrales térmicas, entendiéndose como la demanda adicional que se puede agregar al sistema, hasta alcanzar el mismo nivel de suficiencia que tenía hasta antes de agregar las baterías, pero esta vez a un horizonte de evaluación de un día. Para implementar esta metodología y cuantificar el nivel de suficiencia antes y después de que la batería entre en operación se utilizarán métricas de suficiencia sistémica probabilística, en particular la probabilidad de pérdida de carga y el indicador que cuantifica la energía esperada no suministrada (*EENS*, del inglés *Expected Energy Not Supplied*)

De acuerdo con lo que se ha estudiado al respecto, el principal enfoque del modelo propuesto de este trabajo será el comportamiento estocástico de las fallas de los elementos de generación durante las horas del día, y suponiendo el hecho de que los elementos pueden presentar fallas en cualquier hora del día. Las aproximaciones del modelo consideran un sistema uninodal, donde el enfoque probabilístico de las fallas va a estar ligado a la tasa de indisponibilidad forzada (*IFOR*) de los elementos de generación, además se considera un perfil de demanda, perfiles de generación eólicos y solar del sistema.

El modelo planteado cuenta con dos procedimientos iniciales, el primero corresponde a la optimización operacional de un día del sistema en evaluación con el objetivo de conseguir los niveles de energía almacenada por parte de los elementos de energía limitada (como por ejemplo hidroeléctricas de embalse, y baterías), el segundo paso es la obtención de los estados de los elementos de generación para la construcción de escenarios en los puntos de operación ¹. Luego, una vez obtenido los niveles de energía y los escenarios posibles, se evalúa la operación del sistema durante falla, donde los elementos de generación térmica y renovable inyectan al sistema su generación máxima disponible dependiendo del estado en que se encuentren. Por otra parte, el comportamiento de las baterías dependerá de la diferencia existente entre generación y demanda, si existe un excedente la batería se carga, y si existe un desbalance la batería se descarga, dependiendo de las características físicas y la cantidad de energía que tenga almacenada. Los escenarios donde exista pérdida de carga se irán sumando para obtener las métricas de evaluación, una vez obtenidas las métricas del sistema base (sin la batería a estudiar o los elementos a los cuales se les este midiendo el aporte) se utilizara la metodología basada en ELCC para cuantificar la capacidad de crédito del aporte a la suficiencia de la batería. La Fig. 3.1 muestra un esquema conceptual de la metodología empleada y cada etapa se detalla a continuación:

¹Los puntos de operación en este trabajo son considerados como la relación que existe entre la energía almacenada que tienen los elementos de energía limitada y la hora de la falla de los elementos de generación, se explica con mayor detalle en 3.3.1

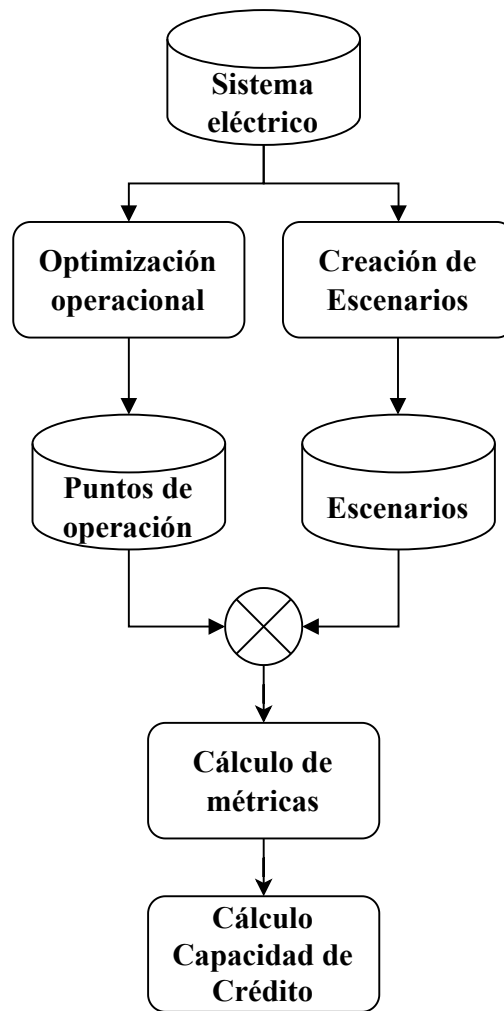


Fig. 3.1: Metodología general para la obtención del aporte a la suficiencia de las baterías.

3.3. Optimización operacional

La optimización en la operación económica busca minimizar los costos durante el período de un día, considerando los límites de inyección de los generadores (en este caso las restricciones de potencia máxima, dado que las restricciones de potencia mínima no se consideran para este modelo de impacto a la suficiencia), las restricciones entre generación y demanda, el comportamiento itinerario en el almacenamiento de la energía, y finalmente la restricción de las baterías en las horas de cargas y descarga (donde no pueden estar realizando las dos acciones en una misma hora). Adicionalmente, se considera una tasa de pérdida por parte de las batería como un parámetro fijo de 0.9

Función objetivo:

$$\min \sum_{t \in T} \left(\sum_{g \in G} \lambda_g \cdot p_{g,t}^G \right) \quad (3.1)$$

Restricciones de potencia máxima:

$$p_{g,t}^G \leq P_g^G \quad (3.2)$$

$$p_{r,t}^R \leq P_{r,t}^R \quad (3.3)$$

$$\bar{p}_{b,t}^B \leq P_b^B \quad (3.4)$$

$$\underline{p}_{b,t}^B \leq P_b^B \quad (3.5)$$

Ecuación de balance

$$\sum_{g \in G} p_{g,t}^G + \sum_{r \in R} p_{r,t}^R + \sum_{b \in B} \bar{p}_{b,t}^B - \sum_{b \in B} \underline{p}_{b,t}^B - D_t = 0 \quad (3.6)$$

Ecuación de carga-descarga

$$0 \leq \bar{p}_{b,t}^B \leq P_b^B \cdot \nu_{(b,t)} \quad (3.7)$$

$$0 \leq \underline{p}_{b,t}^B \leq P_b^B \cdot (1 - \nu_{(b,t)}) \quad (3.8)$$

Ecuación itineraria de las baterías

$$E_{b,1}^B = E_{b,0}^B - \bar{p}_{b,1}^B + \underline{p}_{b,1}^B \cdot \tau_b \quad (3.9)$$

$$E_{b,t}^B = E_{b,t-1}^B - \bar{p}_{b,t}^B + \underline{p}_{b,t}^B \cdot \tau_b \quad (3.10)$$

$$E_{b,24}^B = E_{b,0}^B \quad (3.11)$$

$$\forall t \in [1;24]. \quad (3.12)$$

3.3.1. Puntos de operación

Los puntos de operación se definen como la cantidad de energía almacenada que tendrá las baterías hora a hora, la cual es obtenida a través de la optimización operacional. Además, los puntos de operación definen el estado inicial de las baterías una vez ocurrida la falla de cualquier elemento de generación, de manera que existen 24 puntos de operación (ver Fig. 3.2), dado que se asume que la falla se despeja 24 horas después de su inicio y el horizonte de evaluación es de 48 horas.

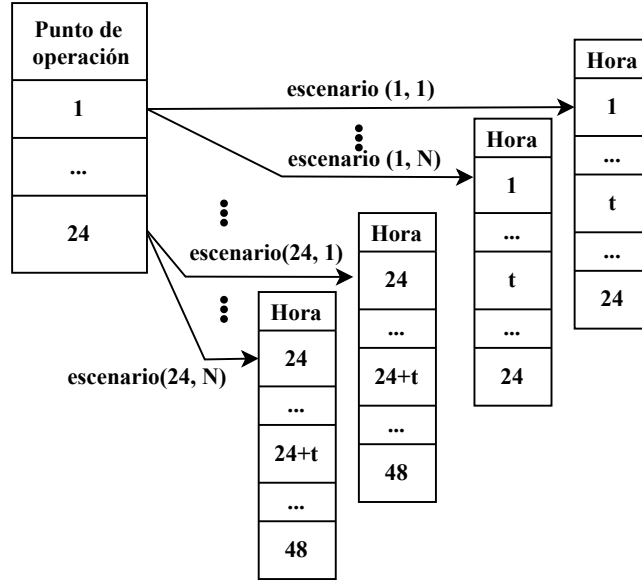


Fig. 3.2: Diagrama de escenarios y puntos de operación.

3.4. Creación de escenarios

Los escenarios se definen como el punto de operación en el cual se inicia la falla, y los elementos que se encuentran indisponibles en ese momento. Por lo que, el método de muestreo busca obtener los escenarios para cada punto de operación, donde la suma del estado de los generadores junto a su potencia máxima de inyección es menor a la demanda en la hora t . Para la generación de escenarios en cada punto de operación se utiliza el método de muestreo de Importance Sampling y Monte Carlo, la utilización del método de Monte Carlo se explica en mayor profundidad en la Sección 4.1.2. A continuación se detalla el método de muestreo de Importance Sampling y la forma de obtener los escenarios en los casos de dependencia de suministro.

3.4.1. Importance Sampling

Se asume que el estado de los generadores es una variable independiente X_g la cual tiene una función de masas σ_g , para $g = 1, \dots, n$, correspondiente a la probabilidad de no estar indisponible (1-IFOR). El método de muestreo busca obtener los escenarios donde la suma del estado de los generadores junto a su potencia máxima de inyección es menor a la demanda en la hora t , es necesario reiterar que para cada hora del día se van a generar escenarios distintos. A partir de *Importance Sampling* se simulan los estados de los generadores a través de una nueva función de densidad $\sigma_{\delta,g}$, con el valor de $\delta > 0$, la potencia total disponible de los generadores, ϕ_t , queda determinada por la ecuación 3.13.

$$\phi_t = \sum_{g \in G} P_g^G \cdot X_g \quad (3.13)$$

$$I\{\phi_t \leq D_t\} = \begin{cases} 1 & , \phi_t < D_t \\ 0 & , \sim^* \end{cases} \quad (3.14)$$

Se define θ como la probabilidad de que la suma de los generadores activos sea menor a la demanda en la hora t

$$\theta = P(\phi_t < D_t) \quad (3.15)$$

$$\theta = E[I\{\phi_t < D_t\}] \quad (3.16)$$

Por lo que el estimador de θ que se obtiene a partir del Importance Sampling es:

$$\hat{\theta} = I\{\phi_t < D_t\} \cdot \prod_{g \in G} \frac{f_g(X_g)}{f_{\delta,g}(X_g)} \quad (3.17)$$

Definiendo:

$$\frac{f_g(X_g)}{f_{\delta,g}} = M_g(\delta) e^{-\delta \cdot X_g} \quad (3.18)$$

Y por lo tanto:

$$\hat{\theta} = I\{\phi_t < D_t\} \cdot M(\delta) e^{-\delta \cdot \phi_t} \quad (3.19)$$

Dado que $\delta > 0$ y $I\{\phi_t < D_t\}$, es claro que:

$$I\{\phi_t < D_t\} e^{-\delta \cdot \phi(t)} \leq e^{-\delta \cdot D_t} \quad (3.20)$$

Para lograr que la varianza del estimador sea lo más pequeño posible, la elección del valor de δ , buscará minimizar $M(\delta) e^{-\delta \cdot D(t)}$. Luego, definiendo $\sigma_{\delta,g}$ la función de masas con parámetro $\sigma_g e^\delta / (\sigma_g e^\delta + 1 - \sigma_g)$ se obtiene que en el caso de los generadores, la esperanza dada esta nueva función corresponde a:

$$E_\delta \left[\sum_{g=1}^n P_g^G \cdot X_g \right] = \sum_{g=1}^n \frac{P_g^G \sigma_g e^\delta}{\sigma_g e^\delta + 1 - \sigma_g} \quad (3.21)$$

Donde el valor de δ es numéricamente calculado y utilizado en la simulación. A través de la siguiente ecuación se despeja finalmente el valor de e^δ , valor que debe calcularse para cada hora del día.

$$\sum_{g=1}^n \frac{P_g^G \sigma_g e^\delta}{\sigma_g e^\delta + 1 - \sigma_g} = D_t \quad (3.22)$$

*El símbolo \sim es utilizada en esta ecuación y en las siguientes para representar la negación de la expresión anterior

Luego, una vez obtenido el valor de e^δ , se generan los estados de las máquinas térmicas a través del siguiente parámetro de Bernoulli:

$$\frac{\sigma_g e^\delta}{\sigma_g e^\delta + 1 - \sigma_g} \quad (3.23)$$

Para el resto de elementos de generación van a estar simulados por el parámetro de Bernoulli dado por la tasa de indisponibilidad (1-IFOR). Y se van a simular 5000 escenarios por cada hora del día.

3.4.2. Dependencia de fuente de alimentación en máquinas térmicas

En el caso de dependencia de las máquinas térmicas (para este caso en particular a carbón) por la fuente de suministro, se tiene que dependen de una variable aleatoria Y , la cual tiene una probabilidad de encontrarse activa μ . Tal que:

$$P[Y = y] = \begin{cases} \mu & , 1 \\ 1 - \mu & , 0 \end{cases} \quad (3.24)$$

Luego, el estado de las máquinas a carbón queda definido por:

$$X_g^C = \begin{cases} 1 & , \sigma_g - \alpha \cdot (\sigma_g) \\ y & , \alpha \\ 0 & , 1 - \sigma_g - \alpha \cdot (1 - \sigma_g) \end{cases} \quad (3.25)$$

Donde el valor α representa el valor de dependencia que tienen las máquinas a carbón con su fuente de alimentación. Posteriormente, se elaboran dos casos, en primer lugar donde la suma de las máquinas térmicas tiene un estado de la fuente de carbón activa ($I[S_t \leq D_t \setminus Y = 1]$) y otro caso donde la fuente se encuentra inactiva. ($I[S_t \leq D_t \setminus Y = 0]$).

Para ambos casos se elaboran los escenarios a través de Importance Sampling y la probabilidad del escenario es multiplicada por $P[Y = y]$ dependiendo del caso. Para niveles sobre el 50% de dependencia, los casos $I[S_t \leq D_t \setminus Y = 0]$ aumentan la probabilidad de falla del sistema considerablemente por lo que para algunas horas los escenarios serán obtenidas a través de Monte Carlo, se detallan esos casos en la Sección 4.1.2.

3.5. Cálculo de métricas LOLE y EENS

Una vez obtenido el muestreo de fallas para cada punto de operación, el procedimiento consiste en tomar cada escenario y suponer inicialmente que no hay pérdida de carga antes de la falla. Posteriormente, se considera que las máquinas térmicas disponibles operan a máxima capacidad, la generación renovable está limitada por su disponibilidad y perfil renovable, y el comportamiento de las baterías está restringido por su estado, la energía almacenada y la relación entre térmicas, renovables y demanda. En otras palabras, si la generación térmica disponible más la renovable supera la demanda, la batería almacena el excedente de energía; de lo contrario, la batería inyecta toda la energía posible hasta satisfacer la falta de generación. Si la batería no está disponible, no almacena ni inyecta energía. El valor almacenado en ω determina si se está cargando o almacenando las baterías, como se muestra en la ecuación 3.26.

$$\omega^\ddagger = \begin{cases} 0 & \text{(inyecta), } \sum_{g \in G} P_g^G \cdot X_{g,o} + \sum_{r \in R} P_{r,t}^R \cdot X_{o,r,t} < D(t) \\ 1 & \text{(almacena), } \sim \end{cases} \quad (3.26)$$

Luego, la inyección y carga de la batería quedan determinadas por las ecuaciones 3.27 y 3.28, en el caso de tener más baterías, se especifica en la Sección 3.5 el cálculo de $\hat{p}_{b,t}$ y $\tilde{p}_{b,t}$.

$$\hat{p}_{b,t} = \begin{cases} \min(P_b X_{b,o}, \Delta, \tilde{E}_{b,t}), & \omega = 0 \\ 0, & \omega = 1 \end{cases} \quad (3.27)$$

$$\tilde{p}_{b,t} = \begin{cases} \min(P_b X_{b,o}, \hat{E}_b^B - \tilde{E}_{b,t}, \tau \Delta), & \omega = 1 \\ 0, & \omega = 0 \end{cases} \quad (3.28)$$

La probabilidad de cada escenario se calcula en función del estado de los elementos de generación (térmicas, renovables y baterías). Dado que el estado de las máquinas se mantiene constante durante 24 horas, la probabilidad de los escenarios es la misma para las siguientes 24 horas del mismo escenario. Posteriormente, se calcula y actualiza tanto la pérdida de carga como la energía no suministrada para cada hora del escenario en revisión hasta completar todas las horas de estudio. La probabilidad de ocurrencia de la falla y la energía no suministrada de ese escenario se almacenan según su hora t de falla. Luego, según si las baterías almacenan o entregan energía, se actualiza la cantidad de energía almacenada para la siguiente hora (ver Figura 3.3). Teniendo en cuenta que $LOLE^*$ es la variable que actualiza la probabilidad de pérdida de carga de los escenarios y horas revisadas, y de igual forma $EENS^*$ es la variable que actualiza la esperanza de pérdida de carga, se obtienen las ecuaciones 3.29 y 3.30.

* \ddagger ω corresponde a una variable auxiliar que representa la cantidad de energía que se almacena o se inyecta en la batería

$$LOLE^* = \begin{cases} LOLE^* + P[s]^\dagger, & \sum_{g \in G} P_g^G \cdot X_{g,o} + \sum_{r \in R} P_{r,t}^R \cdot X_{o,r,t} + \sum_{b \in B} \hat{p}_{b,t} X_{b,o} < D(t) \\ LOLE^*, \sim & \end{cases} \quad (3.29)$$

$$EENS^* = \begin{cases} EENS^* + P[s] \cdot \Delta, & \sum P_g^G \cdot X_{g,o} + \sum P_{r,t}^R \cdot X_{o,r,t} + \sum_{b \in B} \hat{p}_{b,t} X_{b,o} < D(t) \\ EENS^*, \sim & \end{cases} \quad (3.30)$$

Es necesario notar que la cantidad de energía almacenada dependerá del valor de ω . Así, si la batería está inyectando o cargándose, la cantidad de energía para la próxima hora se define como:

$$\tilde{E}_{b,t+1} = \begin{cases} \tilde{E}_{b,t} + \tilde{p}_{b,t}, & \omega = 1 \\ \tilde{E}_{b,t} - \hat{p}_{b,t}, & \omega = 0 \end{cases} \quad (3.31)$$

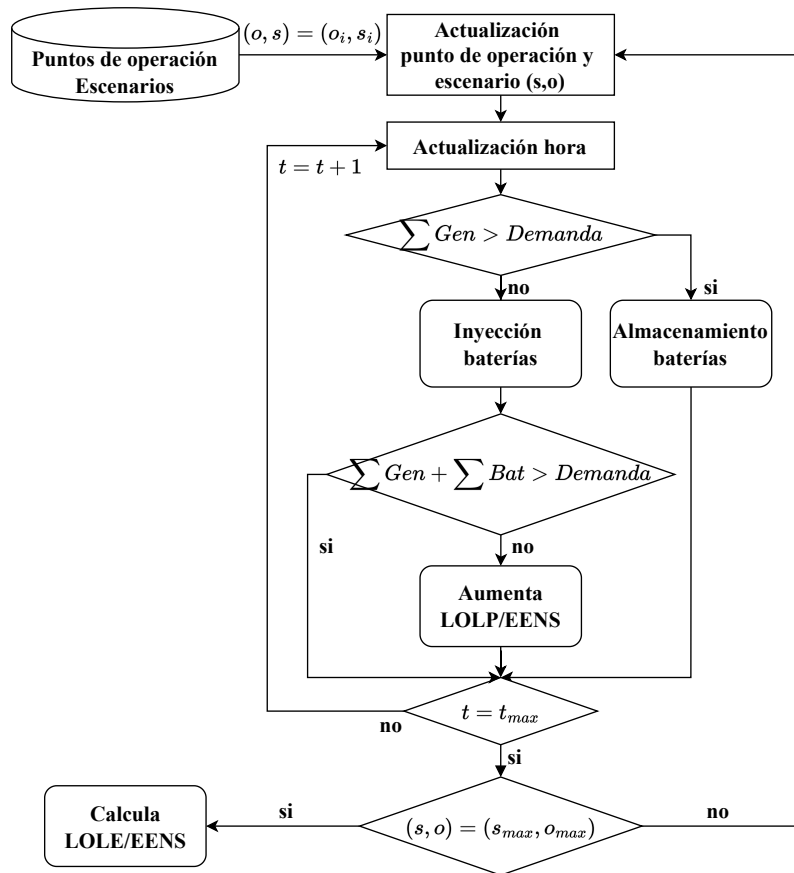


Fig. 3.3: Diagrama del calculo de LOLP y EENS.

* $(\dagger)P[s]$ corresponde a la probabilidad de estar en el escenario s

Caso multibaterías

La relación entre múltiples elementos de energía limitada consiste en responder a la inyección de forma proporcional a la capacidad de inyección que puedan aportar para satisfacer la falta de generación. De manera similar, en el caso de almacenamiento de energía, se tiene en cuenta el factor de pérdidas. Considerando la ecuación 3.26, la inyección del conjunto de baterías se calcula mediante la variable auxiliar ξ_b , definida como la máxima inyección para cada batería b dadas sus características físicas y la diferencia entre generación y demanda:

$$\xi_b = \begin{cases} \min(P_b^B X_{b,o}, \Delta, \tilde{E}_{b,t}), & \omega = 0 \\ 0, & \omega = 1 \end{cases} \quad (3.32)$$

Por otro lado, la carga en la hora t para cada batería b se calcula mediante la variable auxiliar $\hat{\xi}_b$, donde $\hat{\xi}_b$ corresponde a la máxima cantidad de energía que se puede almacenar en la batería b según el exceso de generación y las características físicas:

$$\hat{\xi}_b = \begin{cases} \min(P_b^B X_{b,o}, \hat{E}_b^B - \tilde{E}_{b,t}, \tau\Delta), & \omega = 1 \\ 0, & \omega = 0 \end{cases} \quad (3.33)$$

Una vez calculadas ξ_b y $\hat{\xi}_b$ para cada batería, se determina la inyección y carga de las baterías mediante las ecuaciones 3.34 y 3.35, respectivamente.

$$\hat{p}_{b,t} = \begin{cases} \frac{\xi_b \Delta}{\sum \xi_b}, & \sum P_g^G \cdot X_{g,o} + \sum P_{r,t}^R \cdot X_{o,r,t} + \sum \xi_b \geq D(t) \\ \xi_b, & \sim \end{cases} \quad (3.34)$$

$$\tilde{p}_{b,t} = \begin{cases} \tau \frac{\hat{\xi}_b \Delta}{\sum \hat{\xi}_b}, & \sum \hat{\xi}_b \geq \tau(\sum P_g^G \cdot X_{g,o} + \sum P_{r,t}^R \cdot X_{o,r,t} + \sum \hat{\xi}_b - D(t)) \\ \hat{\xi}_b, & \sim \end{cases} \quad (3.35)$$

A continuación, se procede a la actualización de las variables $LOLE^*$, $EENS^*$ y energía para la próxima hora, a partir de las ecuaciones 3.29, 3.30 y 3.31

3.6. Cálculo de crédito de capacidad

El cálculo de la crédito de capacidad y de la cuantificación del aporte de las baterías basado en ELCC se realiza tomando las métricas LOLE o EENS (el procedimiento se ejecuta de igual forma para ambas métricas), sin considerar la batería a la cual se le mide su aporte, al añadir la

batería se espera que las métricas disminuyan, por lo que se busca la demanda extra en donde las métricas sin la batería igualan al sistema con la batería, pero con demanda extra, para encontrar esta demanda extra se utiliza la búsqueda binaria.

Bajo la suposición de que la demanda extra se encuentre entre $[0 - P_b^B]$, y dado de que es una búsqueda iterativa se configura el extremo izquierdo de la búsqueda como $I=0$, y el extremo derecho como $R = [P_b^B]$. Se define el punto inicial de la búsqueda como $w = \frac{0+P_b^B}{2}$, y se calcula la métrica LOLE o EENS según sea el caso con esa demanda extra w . Luego, se actualiza el valor de w , si el valor de la métrica con esta demanda es mayor al caso anterior (para el paso inicial se compara con la métrica obtenida sin la batería y sin la demanda extra), o si el valor de la métrica es menor, de la siguiente manera:

$$w = \frac{I + R}{2} \begin{cases} I = w^*, R = R, & \text{Metrica}_w^* \leq \text{Metrica}_{w-1}^* \\ I = I, R = w^*, & \text{Metrica}_w > \text{Metrica}_{w-1}^* \end{cases} \quad (3.36)$$

Donde, w^* corresponde al valor de m en la iteración anterior, Metrica_w^* es el valor de la métrica calculado en esa iteración, y Metrica_{w-1} es el valor de la métrica pero de la iteración anterior. Finalmente, se repite este proceso hasta alcanzar una diferencia de la demanda extra w con el caso anterior menor a 0,01.

Además, la evaluación de la capacidad de aporte de las baterías de forma efectiva debido al aumento en la capacidad instalada es muy importante, para determinar la dimensión adecuada de estos elementos. Por lo que se define la capacidad de crédito como la demanda extra que puede tener el sistema sin cambiar la métrica que se utilice, expresado en porcentaje después de ser dividido por la capacidad de inyección que tenga el elemento, lo que representa es la capacidad de carga efectiva dada un nivel de penetración, el cálculo de la capacidad de crédito se puede ver en la ecuación 3.37.

$$C.C. = \frac{\text{Demanda Extra}}{P_b^B} \cdot 100\% \quad (3.37)$$

3.7. Nivel de penetración

El nivel de integración de los elementos de generación renovable eólico y solar, junto con las baterías, se define como la suma de las capacidades de inyección máxima que pueden alcanzar todos los elementos, dependiendo de su tecnología, en relación con la demanda máxima del sistema en estudio. A continuación, se presentan las ecuaciones que definen el nivel de penetración de las baterías, los generadores eólicos y solares.

$$\eta^B = \frac{\sum P_b^B}{\bar{D}}, \quad \eta^V = \frac{\sum P_v^V}{\bar{D}}, \quad \eta^H = \frac{\sum P_h^H}{\bar{D}} \quad (3.38)$$

De manera adicional, se define el nivel de penetración conjunta renovable a partir de la siguiente ecuación:

$$\eta^R = \frac{\sum P_r^R}{\bar{D}} \quad (3.39)$$

Capítulo 4

Casos de estudio y datos de entrada

4.1. Casos de estudios

En esta investigación se trabaja con 1050 casos de estudios diferentes, donde en el presente cuerpo del texto se analizan los resultados de 450 casos de estudio, y el resto de resultados se encuentran en el Apéndice 6.2. Los primeros 30 casos de estudios corresponden a la combinación de 3 distintos grupos de baterías (baterías de distinta duración) con 10 niveles de penetración por parte de la batería (variando desde el 10 % al 100 %, en incrementos del 10 %), con el objetivo de estudiar el aporte marginal y total de la batería. Estos primeros 30 casos de estudios consideran un nivel de penetración renovable solar y eólico del 20 %, máquinas térmicas independientes, y 2 baterías, una batería fija de 10 % de penetración y la otra variable hasta alcanzar el 100 % de penetración.

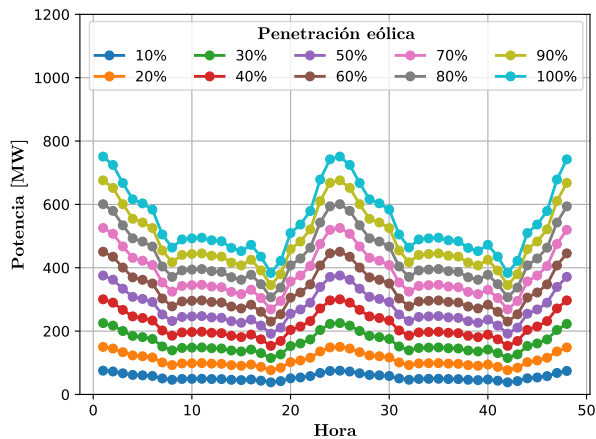
Además, se plantean otros 900 casos de estudios diferentes, estos se construyen a partir de la combinación 30 sensibilidades de penetración de generación renovable, con la variación de los 10 niveles de penetración por parte de las baterías y las 3 baterías de distinta duración, para el cuerpo del documento se presentan los resultados de la batería de duración de 4 horas.

Finalmente se consideran 120 casos de estudios adicionales, donde se consideran 5 niveles de dependencia de las máquinas térmicas con su fuente de energía, y de igual forma las 10 sensibilidades de penetración de baterías y 3 baterías de distinta duración.

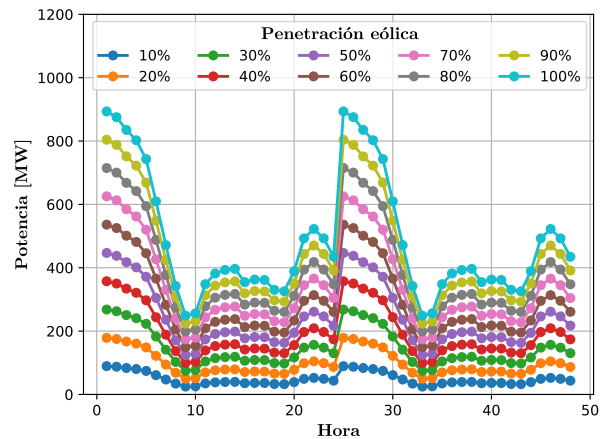
Los casos de estudios que plantea este trabajo corresponden a la variación de sensibilidades de un único sistema, estas sensibilidades son la penetración de generación renovable, nivel de dependencia de la energía de las máquinas térmicas, penetración y duración de las baterías, los cuales corresponden a parámetros de entrada en el modelo.

4.1.1. Penetración de generación renovable

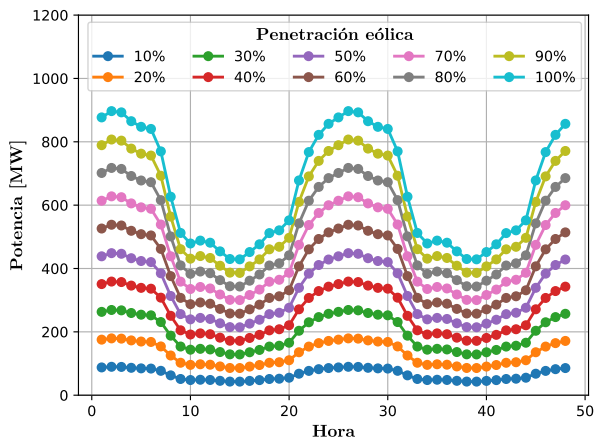
Esta sensibilidad tiene como objetivo analizar la interacción resultante del aumento progresivo de la penetración de energía renovable, variando desde el 10% hasta el 100%, en incrementos del 10% en relación con la demanda máxima. Específicamente, se incrementa de manera simultánea la generación renovable eólica y solar de manera equitativa, para cumplir el 10% entre ambas tecnologías. La Fig. 4.2 ilustra la penetración conjunta de la generación renovable eólica y solar.



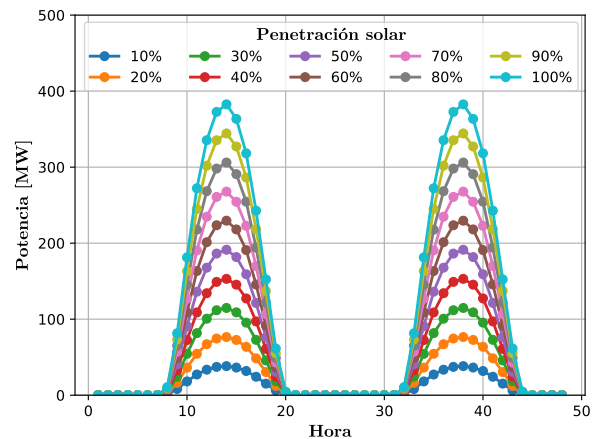
(a) Generador eólico 1



(b) Generador eólico 2



(a) Generador eólico 3

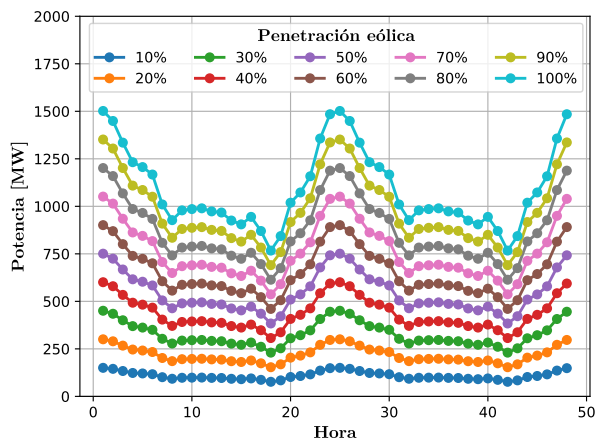


(b) Generador solar 1

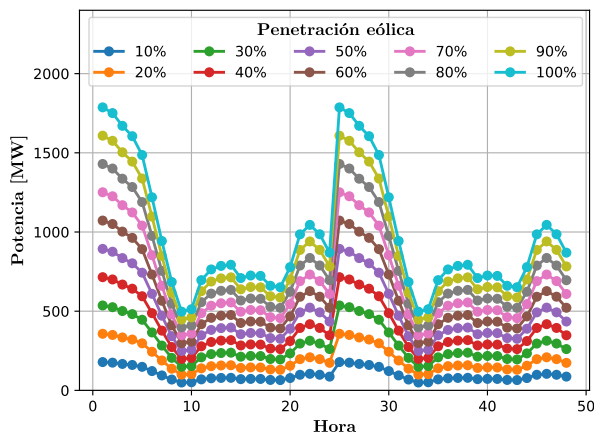
Fig. 4.2: Perfiles de generación renovable utilizados para las 48 horas de evaluación, con distintos niveles de penetración conjunta. En detalle, se presentan los perfiles de generación para (a) Generador eólico 1, (b) Generador eólico 2, (c) Generador eólico 3 y (d) Generador solar 1.

Penetración de generación renovable exclusiva

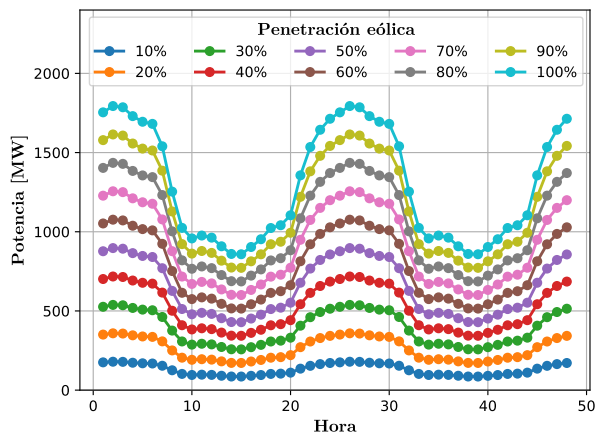
Adicionalmente, se examinaron casos donde la penetración se incrementa de manera exclusiva ya sea para la generación eólica o solar. En la sensibilidad de penetración exclusiva de la generación eólica, se asume una generación solar nula, incrementando la generación eólica en bloques del 10 % hasta alcanzar el 100 %, como se muestra en la Fig. 4.3. Del mismo modo, el caso de penetración exclusiva solar considera una generación eólica nula, aumentando la generación solar en bloques del 10 % con respecto a la demanda máxima.



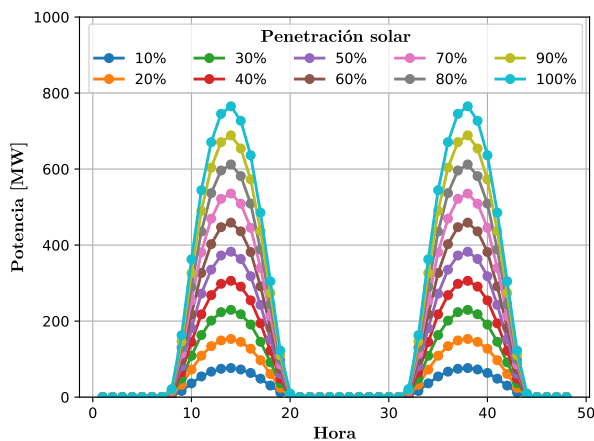
(a) Generador eólico 1



(b) Generador eólico 2



(c) Generador eólico 3



(d) Generador solar 1

Fig. 4.3: Perfiles de generación renovable utilizados para las 48 horas de evaluación, con distintos niveles de penetración exclusiva. En detalle, se presentan los perfiles de generación exclusiva para (a) Generador eólico 1, (b) Generador eólico 2, (c) Generador eólico 3 y (d) Generador solar 1.

4.1.2. Dependencia de las máquinas térmicas con su energía

El objetivo de esta sensibilidad es analizar las variaciones en la suficiencia en situaciones en las que un número significativo de máquinas depende de su fuente de alimentación. En particular, el enfoque de este análisis se centra en el grupo de generación térmica alimentado por carbón. Para ello, se generan nuevos escenarios para cada nivel de dependencia α (0 %, 25 %, 50 %, 75 % y 100 %). Los casos de dependencia del 0 % y 100 % se obtienen mediante el uso del método de muestreo I.S., considerando que en el 100 % de dependencia, todas las máquinas térmicas de carbón son tratadas como una única entidad que depende de su fuente de alimentación. En los casos intermedios (25 %, 50 % y 75 %), se dividen en dos, como se describe en la Sección 3.4.2. En situaciones de dependencia del 50 % y 75 %, donde la fuente de alimentación se encuentra inactiva $I[S_t \leq D_t \setminus Y = 0]$ en ciertas horas, se generan deliberadamente un gran número de fallas en los escenarios. Durante esas horas, el factor e^δ supera la expectativa posible del sistema, y, por lo tanto, se recurre al muestreo de Monte Carlo; las horas en las que se aplica Monte Carlo e I.S. se pueden ver en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Coeficiente e^δ para los casos donde $I[S_t \leq D_t \setminus Y = 0]$ y $I[S_t \leq D_t \setminus Y = 1]$ en los escenarios de 25, 50 y 75 % de dependencia, los valores en donde se supera el valor de 1 corresponden a las horas y los niveles de dependencia donde se utilizó muestreo de Monte Carlo.

Hora	Coeficiente e^δ $I[S_t \leq D_t \setminus Y = 0]$			Coeficiente e^δ $I[S_t \leq D_t \setminus Y = 1]$		
	25 %	50 %	75 %	25 %	50 %	75 %
1	0.16	0.34	0.85	0.03	0.02	0.01
2	0.13	0.28	0.68	0.03	0.02	0.01
3	0.09	0.18	0.39	0.02	0.01	0.01
4	0.03	0.05	0.06	0.01	0.00	0.00
5	0.06	0.11	0.19	0.01	0.01	0.00
6	0.10	0.21	0.46	0.02	0.01	0.01
7	0.16	0.34	0.85	0.03	0.02	0.01
8	0.21	0.49	1.27	0.04	0.03	0.02
9	0.25	0.57	1.52	0.05	0.03	0.02
10	0.30	0.72	1.96	0.06	0.04	0.02
11	0.32	0.75	2.04	0.06	0.04	0.02
12	0.26	0.62	1.66	0.05	0.03	0.02
13	0.23	0.53	1.39	0.04	0.03	0.02
14	0.20	0.45	1.16	0.04	0.03	0.01
15	0.30	0.72	1.96	0.06	0.04	0.02
16	0.33	0.78	2.12	0.06	0.04	0.02
17	0.27	0.65	1.73	0.05	0.04	0.02
18	0.32	0.75	2.04	0.06	0.04	0.02
19	0.38	0.91	2.48	0.07	0.05	0.03
20	0.43	1.05	2.90	0.08	0.05	0.03
21	0.46	1.14	3.14	0.08	0.06	0.03
22	0.33	0.78	2.12	0.06	0.04	0.02
23	0.29	0.70	1.88	0.05	0.04	0.02
24	0.25	0.57	1.52	0.05	0.03	0.02

4.1.3. Penetración de la batería

La potencia de inyección y carga de la batería es modificada progresivamente en bloques del 10 % con respecto a la demanda máxima, que corresponde a 5592 [MW]. Además, la capacidad de almacenamiento es ajustada gradualmente, manteniendo una relación constante de duración de la batería.

4.1.4. Duración de la batería

Dentro del contexto del aporte de la batería con capacidades de almacenamiento diferentes, se busca comparar el impacto de las baterías que tienen la misma capacidad de inyección, pero varían en términos de almacenamiento. Para llevar a cabo esta comparación, se consideran baterías de 2, 4 y 8 horas de duración. Esta relación se elige porque en la regulación de algunas regiones de Estados Unidos, a partir de las 2 horas se consideran en la duración de ciertos servicios, y por otro lado porque a partir de las 4 horas es considerado de larga duración.

4.2. Datos de entrada

En esta sección, se presentan los datos de entrada empleados en el modelo de dos etapas con el fin de evaluar la contribución del aporte a la suficiencia de las baterías evaluando el impacto en la penetración de estas.

El modelo que se utiliza se fundamenta en un sistema uninodal que incorpora una variedad de generadores térmicos y eólicos, a los cuales se le añade generación solar y baterías. La optimización operacional se lleva a cabo mediante el software FICO Xpress, mientras que el cálculo de métricas se realiza mediante programación en Python.

4.2.1. Red de prueba

La red de prueba que se utiliza corresponde a una red uninodal obtenida a partir de [38]. Esta red incluye 72 generadores térmicos con diversas fuentes de energía (carbón, gas natural, petróleo y ciclo combinado), así como 3 generadores eólicos. Adicionalmente, se incorporan 5 generadores solares con una capacidad de 100 [MW] cada uno y perfiles de radiación idénticos, junto con una unidad de batería, como se ilustra en la Fig. 4.4. Los datos de los generadores térmicos que se utilizan en esta red se detallan en el Apéndice 6.2. En el contexto de la comparación entre el aporte marginal y promedio de las baterías, se introduce una segunda unidad de batería, y para analizar la penetración de generación renovable, se realizaron ajustes en los perfiles eólicos y solares, como se mencionó en la sección 4.1.1 .

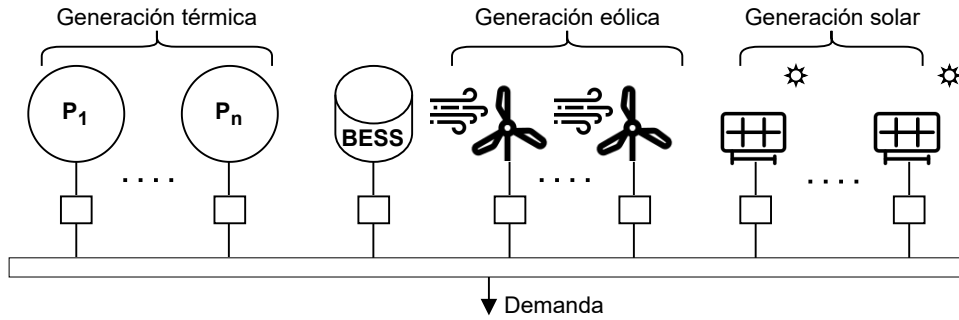


Fig. 4.4: Diagrama de la red utilizada.

4.2.2. Perfil de carga

El perfil de carga que se utiliza se obtiene a partir de los datos de [38], la cual corresponde a una demanda crítica del sistema. Las 24 horas que se abarcan en el período de evaluación son divididas en intervalos de tiempo de una hora. No obstante, dado que la duración de la falla es de 24 horas, se ha replicado la proyección de carga durante un período adicional de 24 horas, con el fin de garantizar que la pérdida de carga en cualquier punto de operación se mantenga constante a lo largo de un día completo. El perfil de carga se muestra en la Fig. 4.5.

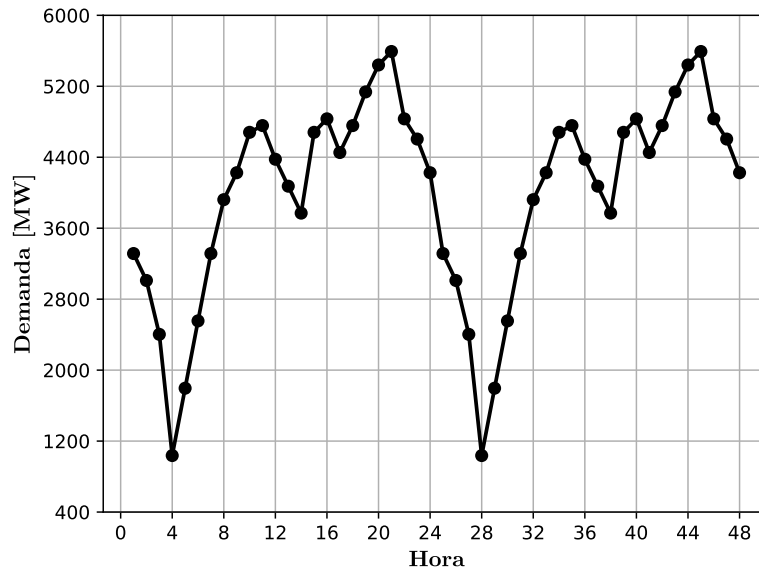


Fig. 4.5: Perfil de demanda utilizado para las 48 horas de evaluación.

4.2.3. Perfiles de generación renovable

A continuación, se describen los perfiles de energía renovable utilizados en los casos de dependencia de máquinas térmicas, así como la comparación entre las contribuciones marginal y promedio de las baterías

Los perfiles utilizados son compartidos con la misma duración temporal que el perfil de carga, implicando así que han sido replicados para abarcar un período de 24 horas. Los perfiles eólicos son obtenidos de la fuente mencionada en [38] y se presentan en la Fig. 4.6. Por otro lado, el perfil de generación solar es proveniente de la comuna de Arica, ubicada en el norte de Chile, y corresponde al mes de enero de 2022. Esta información es recopilada a través de la herramienta del Explorador Solar [39], cuya representación visual es mostrada en la Fig. 4.7.

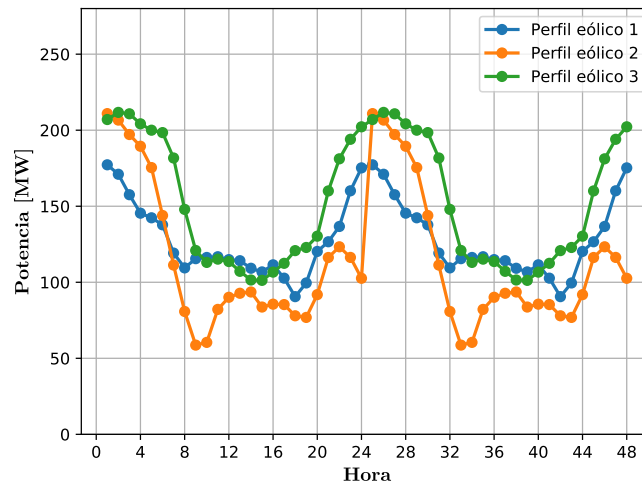


Fig. 4.6: Perfiles eólicos obtenidos a partir del sistema *

*Perfiles eólicos obtenidos a partir de la base de datos [38]

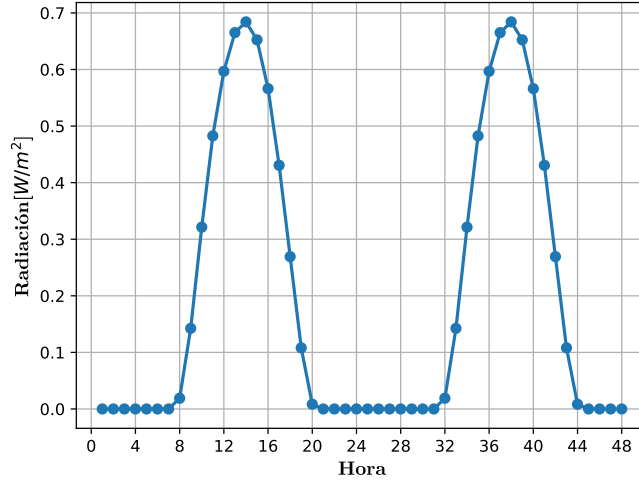


Fig. 4.7: Perfil solar utilizado correspondiente al norte de Chile.

4.2.4. Costos de la generación térmica

La modelación de la optimización operacional se realiza en función de los costos de operación de los generadores térmicos, los cuales son extraídos del Informe Técnico Definitivo Agosto 2021 emitido por la Comisión Nacional de Energía, utilizando los precios nudo de corto plazo [40]. Estos costos son asignados en función de la tecnología de los generadores incluidos en el sistema de análisis y pueden ser consultados en el Apéndice 6.2.

4.2.5. Datos de confiabilidad

La determinación de las tasas de indisponibilidad forzada se realiza considerando la tecnología específica de cada tipo de generador. En el caso de las máquinas térmicas, se utilizan los datos de las tasas de indisponibilidad forzada a partir de cada tecnología, según se indica en [41]. Los detalles específicos de cada generador se pueden observar en el Apéndice 6.2. Por otro lado, en el caso de los generadores renovables eólicos y solares, la tasa de indisponibilidad forzada se extrae de la referencia [42].

En relación con las baterías, la tasa de indisponibilidad y la confiabilidad están intrínsecamente ligadas a los componentes que las componen. Cada celda de la batería desempeña un papel crucial al considerar la configuración general de la batería. Además, es importante tener en cuenta el valor del inversor utilizado, así como todos los demás elementos involucrados que forman parte de la batería. Como supuesto, se está considerando el mismo índice de indisponibilidad que se aplica a los generadores solares, principalmente debido a la similitud con el tipo de inversor utilizado.

Finalmente, la tasa de indisponibilidad de la fuente de energía de carbón de las máquinas térmicas de esa tecnología se asume en 0.1 para los casos de dependencia de energía, por ser la

tasa de indisponibilidad más alta dentro del grupo de máquinas térmicas.

Capítulo 5

Resultados

En el presente capítulo, se exponen los resultados obtenidos, acompañados de un análisis correspondiente, en relación con los casos de estudio y las sensibilidades utilizadas para modelar la contribución del aporte a la suficiencia de la batería, donde se modela el nivel de penetración de la batería, la duración de la batería, la dependencia de las máquinas térmicas y la sensibilidad que se está aplicando al sistema de estudio. La totalidad de los resultados se encuentran en el Apéndice 6.2.

5.1. Comparación entre el ELCC marginal y promedio de las baterías

La Fig. 5.1 ilustra una interesante dinámica en el aporte marginal y total del grupo de baterías de 4 horas de duración en el sistema a través de la métrica EENS. Se observa que, en los niveles iniciales de penetración (hasta el 30%), tanto el aporte marginal como el aporte total de las baterías son similares. Sin embargo, a medida que la penetración de la batería aumenta, el aporte marginal experimenta una disminución drástica hasta alcanzar aproximadamente el 20% de su crédito de capacidad. Simultáneamente, el aporte total del grupo de baterías también disminuye pero de manera más gradual.

Los resultados del análisis, que implican un estudio del incremento marginal del 10% en la penetración de las baterías en el sistema con respecto a la demanda, revelan que a medida que se aumenta la integración de las baterías, la cooperación entre ellas disminuye gradualmente, generando una mayor competencia por contribuir al sistema en términos de respaldo de energía. En otras palabras, a medida que más baterías entran en juego y la capacidad de inyección en el sistema aumenta, su contribución en términos de crédito de capacidad disminuye, lo que se explica a través de la reducción en la contribución a medida que la penetración de las baterías se incrementa.

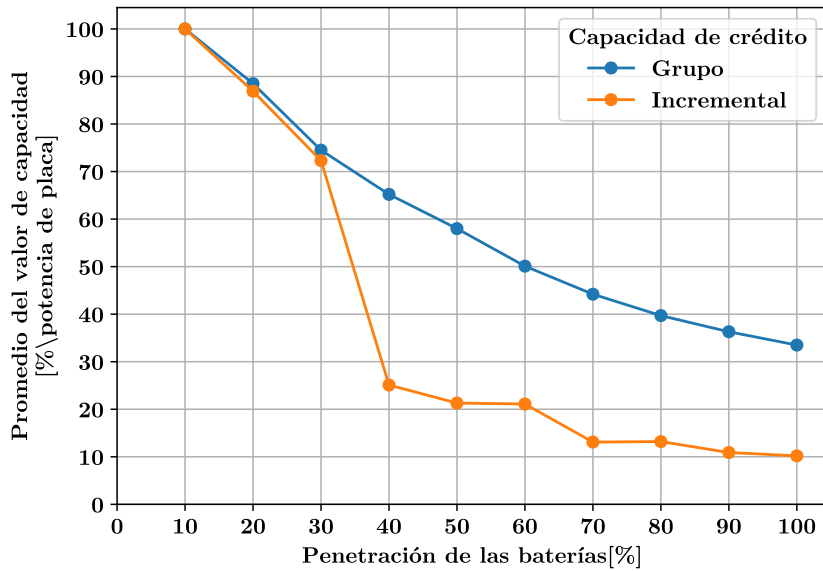


Fig. 5.1: Comparación entre el aporte marginal y el aporte total del grupo de baterías evaluando métrica EENS.

5.2. Impacto de la penetración de generación renovable en la batería

Los resultados obtenidos al analizar el impacto de la penetración de fuentes de energía renovable conjunta para batería de duración de 4 horas a través de métrica EENS se presentan en la Fig. 5.2. Se observa que el nivel de contribución más significativo del crédito de capacidad de la batería se alcanza cuando se integra un 50 % de generación renovable. Por otro lado, a medida que aumenta o disminuye la integración renovable, el crédito de capacidad de la batería en el sistema disminuye de manera independiente a la penetración de la batería.

En cuanto a los casos de penetración exclusiva de generación eólica y solar para el mismo grupo de batería y bajo la misma métrica, los resultados se pueden ver en la Fig. 5.3, se destacan diferentes niveles de integración renovable que resultan en un crédito de capacidad máximo. Es importante señalar que el crédito de capacidad de la batería alcanza un mayor aporte en los primeros niveles de integración exclusiva de generación eólica, alcanzando su punto máximo con una penetración eólica del 20 %. Por otro lado, en el caso de la integración exclusiva de generación solar, el crédito de capacidad de la batería aumenta a medida que se incrementa la penetración renovable, llegando al máximo cuando se logra una integración del 100 %.

Se destaca como uno de los resultados claves de la integración de generación renovable la identificación de un punto óptimo para cada nivel de incorporación de batería, el cual representa la contribución máxima de las batería a la suficiencia del sistema. Es importante señalar que dicho punto óptimo de penetración renovable puede variar para distintos niveles de integración de batería. Asimismo, cabe indicar que el crédito de capacidad de las batería experimenta una disminución

gradual a medida que aumenta la penetración de la batería, como se ilustra en la Fig. 5.2.

Así mismo, los resultados óptimos derivados de la penetración exclusiva de generación solar sugieren que un incremento en el nivel de integración de generación solar se relaciona con una mayor contribución de la batería al sistema. Sin embargo, al aumentar la generación eólica de manera independiente, se observa que el máximo aporte de la batería se alcanza en niveles más bajos de integración (ver Fig. 5.3). Esto se debe a la naturaleza inherente de la generación eólica, la cual tiene la obligación de suministrar energía al sistema en lugar de cargar la batería.

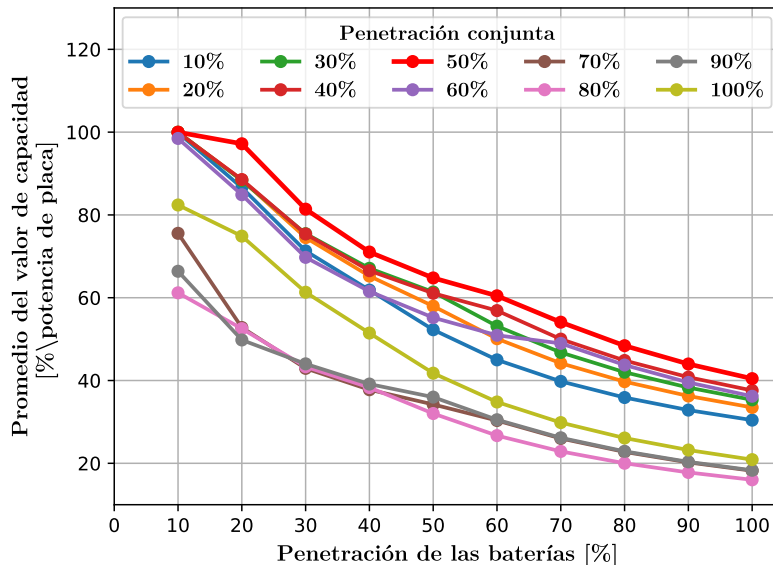
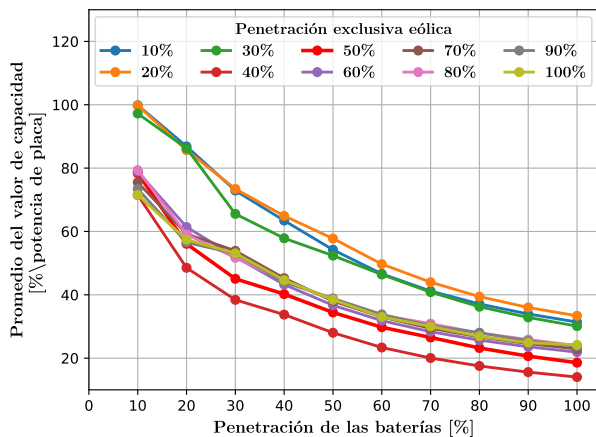
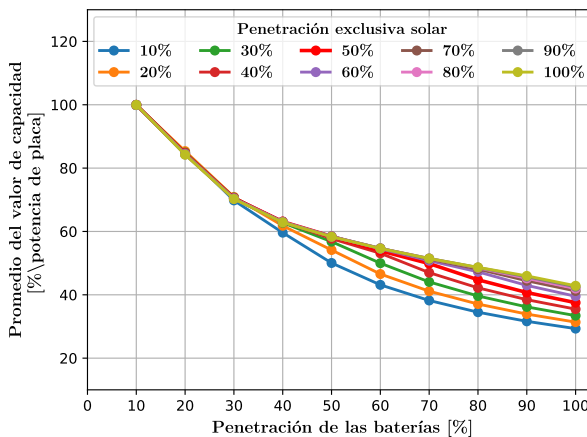


Fig. 5.2: Aporte a la suficiencia de la batería de 4 horas de duración con distintos niveles de penetración renovable conjunta evaluando métrica EENS.



(a) Exclusiva eólica.



(b) Exclusiva solar.

Fig. 5.3: Crédito de capacidad de la batería de 4 horas de duración con aumento en su integración para los casos de penetración exclusiva eólica y exclusiva solar evaluando métrica EENS.

5.3. Efecto de la dependencia de máquinas térmicas en su fuente de energía

La Fig. 5.4a ilustra el impacto de diferentes niveles de dependencia en la contribución del crédito de capacidad de las batería. Se observa que la contribución más significativa se produce cuando los generadores térmicos operan de manera independiente de su fuente de alimentación. En contraste, un mayor grado de dependencia reduce la contribución de la batería, llegando al nivel más bajo cuando existe una dependencia del 100 % por parte de las máquinas con respecto a su fuente de alimentación.

La Fig. 5.4b muestra los resultados de aumentar la participación de la batería en el sistema con diferentes niveles de dependencia de las máquinas térmicas a carbón, pero esta vez bajo la métrica LOLE. Se observa que en los primeros niveles de inyección, a medida que aumenta la dependencia de la batería, su aporte al sistema disminuye. Sin embargo, a partir del 60 % de inyección, la batería, en un escenario con un 75 % de dependencia, adquiere mayor protagonismo en la operación del sistema.

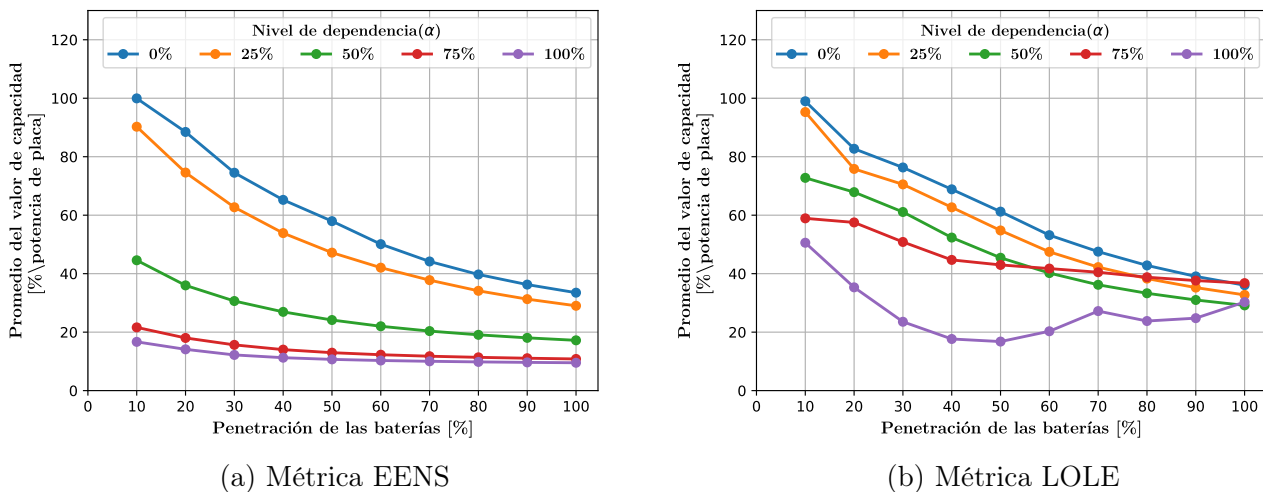


Fig. 5.4: Aporte de la batería de 4 horas de duración a la suficiencia con distinto niveles de dependencia (α) evaluando métrica EENS y LOLE, respectivamente.

A partir de este resultado se revela que una mayor dependencia de la generación térmica provoca un menor aporte en el crédito de capacidad de la batería si el crédito de capacidad se obtiene a partir de la métrica de suficiencia EENS, como se muestra en los resultados de la Fig. 5.4a. En primer lugar, se espera que la contribución de la batería aumente a medida que la dependencia crece, ya que esto incrementa la probabilidad de fallas en las máquinas térmicas, aumentando así la necesidad de respaldo de la capacidad de inyección de la batería. No obstante, al aumentar la dependencia de la generación térmica, para este sistema, la capacidad de inyección de la generación térmica a carbón corresponde a dos veces la punta de carga, los escenarios de falla provocan que la mayor parte de la energía almacenada en la batería se inyecte en las primeras horas de la falla y

en las horas posteriores no exista una recarga de la batería, dado que no hay exceso de generación.

Los niveles de mayor inyección del grupo de baterías son claves para respaldar al sistema en escenarios de fallas masivas con una alta dependencia en el grupo de generación térmica. Durante las primeras horas de tales escenarios, la batería satisface a la demanda, logrando un mayor aporte en crédito cuando se evalúa desde la métrica LOLE. Aunque tanto EENS como LOLE proporcionan resultados similares en casos previamente estudiados, las principales diferencias surgen al analizar la dependencia de la fuente de alimentación de las máquinas térmicas. En este escenario, se observan diferencias entre comportamiento y dinámica en el contexto explicado que destacan un mayor beneficio por parte de la batería al utilizar la métrica LOLE en niveles de penetración superiores al 60 %.

Estos resultados se explican en gran medida por el hecho de que, los casos con la batería con un nivel de penetración superior a un 50 % con respecto a la demanda máxima, la batería adquiere la capacidad de respaldar de manera efectiva durante las primeras horas de una falla. La métrica LOLE tiene en cuenta la probabilidad de pérdida y no considera la energía que la batería aporta a lo largo de toda la duración de la falla.

5.4. Sensibilidad de la variación en la duración de la batería

La Fig. 5.5 presenta las variaciones entre el ELCC marginal y el ELCC del grupo de las batería de 2 y 8 horas de duración. Se observa que en los primeros niveles de penetración, el aporte marginal y el aporte del grupo de baterías es similar, mostrando una disminución más pronunciada para la batería de 2 horas de duración con respecto a las de 8 horas de duración. La contribución se mantiene elevada hasta alcanzar el 30 % de penetración de la batería, tras lo cual experimenta una disminución hasta converger cerca de un aporte marginal del 20 % para la batería de 8 horas y cerca del 10 % para la batería de 2 horas. Adicionalmente, al evaluar la contribución de las batería en función de distintos niveles de penetración renovable, así como al considerar la batería de distinta duración ante los casos de dependencia por parte de las máquinas térmicas (como se muestra en los Resultados 2.3 y 2.7 en el Apéndice 6.2, respectivamente), se destaca que en ambos casos, la batería de 2 horas de duración presentan un decaimiento más acelerado en comparación con la batería de 8 horas.

Es evidente que las batería con mayor capacidad de duración presentan un mayor aporte a la suficiencia del sistema. No obstante, es importante destacar que todas las baterías, tanto las de menor como las de mayor duración analizadas, proporcionan un aporte en todos los niveles de penetración. Por otro lado, al aumentar la capacidad de penetración del grupo de baterías en el sistema, su contribución disminuye progresivamente. Esto es notable en los primeros niveles de integración al sistema, considerando la métrica de suficiencia EENS, que tiene en cuenta la probabilidad del escenario y la energía que aporta la batería al sistema.

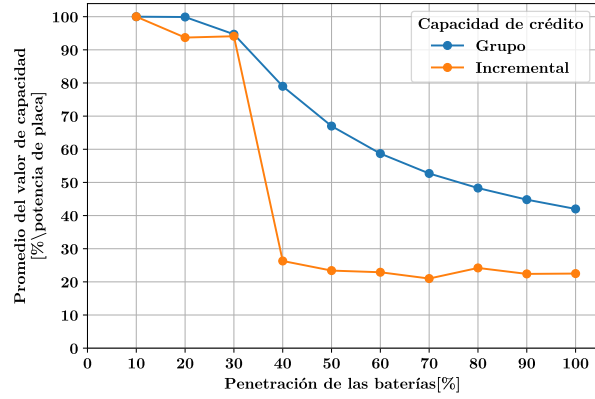
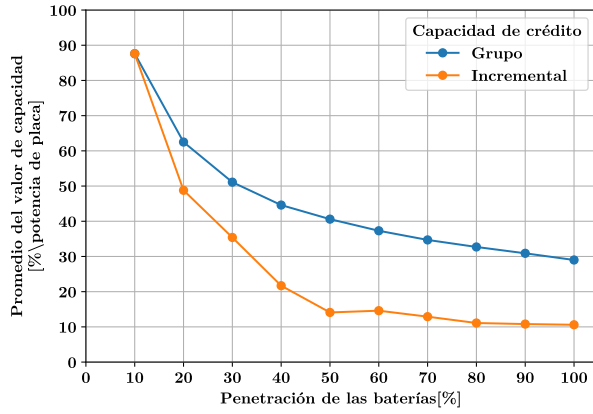


Fig. 5.5: Comparación entre el aporte marginal y el aporte en total de las baterías de 2 y 8 horas de duración evaluando métrica EENS, respectivamente.

5.5. Análisis de métricas LOLE y EENS

En primer lugar la metodología propuesta y la obtención de estados de las máquinas térmicas a través de Importance Sampling es construido en base a la demanda del sistema, bajo el criterio de estimar la probabilidad de falla del sistema, por lo que los escenarios son construidos de manera de forzar la falla de las máquinas sin cambiar la esperanza de falla.

Por otro lado, en esta metodología los escenarios son construidos hora a hora, por lo que existen horas con mayor probabilidad de falla, de manera que va a tener especial relevancia la cantidad de energía que tenga la batería almacenada, dado que se esta evaluando fallas de un día de duración.

En relación a lo anterior, existe un comportamiento similar para ambas métricas dentro de la metodología planteada en la mayoría de casos de estudios, las principales diferencias tienen relación con el enfoque de ambas métricas.

Tomando en consideración la Fig. 5.1 y la Fig. 5.6 donde se muestra el aporte marginal y del grupo para ambas métricas, la tendencia de aumentar la penetración de la batería disminuye el crédito de capacidad del grupo, por otro lado el crédito de capacidad marginal calculado bajo la métrica LOLE al aumentar la penetración de las baterías no disminuye continuamente, a diferencia del cálculo de la métrica EENS, donde para los mismos casos y escenarios se genera una tendencia más evidente, esto es posible porque el hecho de considerar la energía no suministrada en el crédito de capacidad hace más uniforme el decaimiento del aporte de la batería marginal.

Otra diferencia se observa en la Fig. 5.4b y la Fig. 5.7, donde se muestra los resultados de aumentar la penetración de la batería de distinta duración, en el sistema con diferentes niveles de dependencia de las máquinas térmicas a carbón a través de la métrica LOLE. A partir del 60 % de inyección, las baterías de 4 y 8 horas, en casos con un 75 % de dependencia, adquieren mayor protagonismo en el aporte a la suficiencia, incluso en el caso con un 100 % de dependencia y 100 % de penetración de la batería, el aporte de la batería de 8 horas es superior a los casos con dependencia de 0 %, 25 % y 50 %.

El uso de la métrica LOLE evalúa con mayor crédito de capacidad a partir de cierto nivel de penetración a las baterías de 4 y 8 horas de duración al aumentar la dependencia de máquinas térmicas. El aumentar la dependencia de máquinas térmicas a través del factor α aumenta de manera indirecta la probabilidad de falla del sistema, por otro lado, el aumento de la penetración de máquinas térmicas provoca un aumento de inyección y de energía almacenada por parte de las baterías, de manera adicional la no continuidad de la métrica LOLE y la duración de 1 solo día de falla son los principales agentes para que los casos mencionados de dependencia y duración de la batería, el aporte en crédito de capacidad calculado a través de métrica LOLE sea mayor al de la métrica EENS.

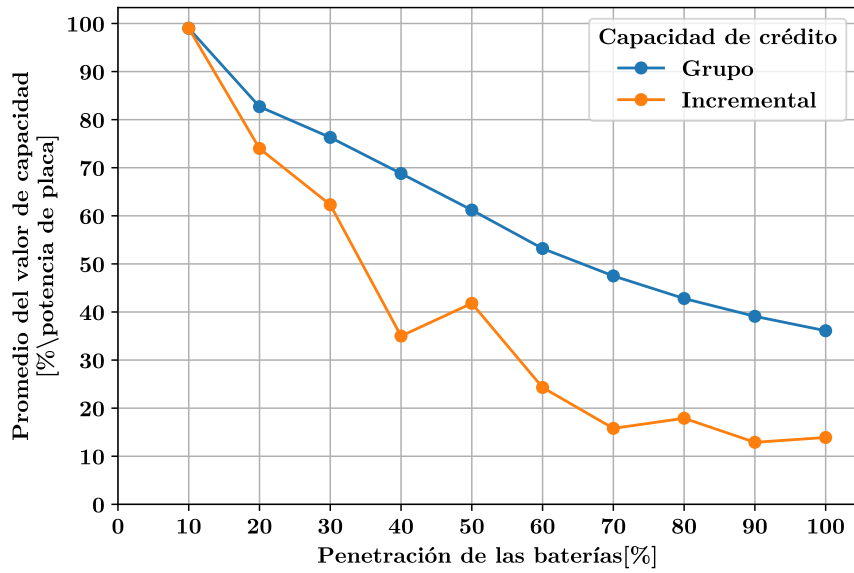
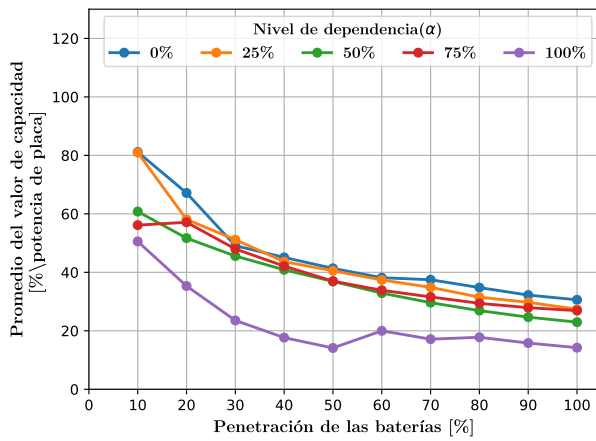
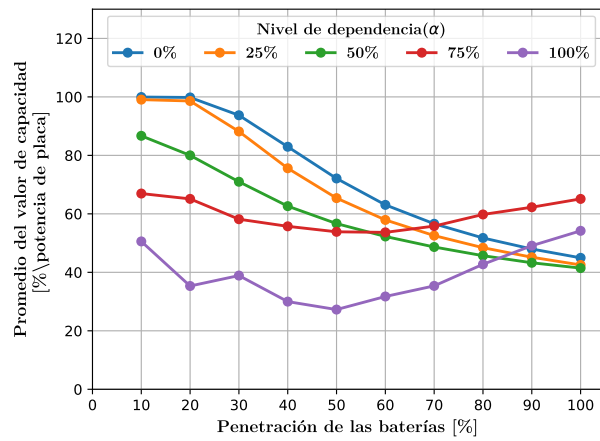


Fig. 5.6: Comparación entre el aporte marginal y el aporte del grupo de baterías de 4 horas evaluando métrica LOLE.



(a) Batería de 2 horas de duración



(b) Batería de 8 horas de duración

Fig. 5.7: Aporte de las baterías de 2 y 8 horas de duración a la suficiencia con distintos niveles de dependencia (α) evaluando métrica LOLE, respectivamente.

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Conclusiones

En este estudio, se ha desarrollado un modelo para cuantificar la contribución a la suficiencia de la batería analizando las sensibilidades de participación de generación renovable, dependencia de generación térmica con su fuente de energía, el aumento de penetración de la batería junto a cambios en su duración dentro del sistema eléctrico de estudio, a través de la técnica de muestreo Importance Sampling para la obtención de eventos de baja probabilidad, el cual se enfoca en el comportamiento estocástico de las fallas en los elementos de generación a lo largo del día. Además, implementa el cálculo de la capacidad de crédito de la batería a través de ELCC utilizando las métricas de EENS y LOLE, para posteriormente realizar su comparación.

Se observa que el aporte de la batería a la suficiencia para distintos niveles de penetración renovable presenta un óptimo. En el modelo de estudio, para los casos de una penetración renovable conjunta del 50 % el aporte a la suficiencia de la batería de 4 horas de duración es el máximo para la métrica EENS. Para este valor de penetración renovable, el aporte de la batería de 4 horas de duración comienza en un 99,9 % para el 10 % de penetración de la batería y disminuye a medida que aumenta el nivel de integración de la batería, hasta llegar a un 40,5 % de suficiencia de la batería para un 100 % de penetración de la batería. Sin embargo, es importante tener en cuenta que el óptimo puede variar según los parámetros del sistema eléctrico, y de la métrica que se este utilizando. Por ejemplo, el óptimo podría ser diferente para sistemas con diferentes niveles de demanda o con diferentes tipos de generación renovable, como en los casos de penetración renovable exclusiva eólica.

El aumento de la dependencia de la generación térmica provoca una disminución en el aporte de la suficiencia de la batería, al menos en los primeros niveles de integración de la batería. Los casos con máquinas térmicas con un nivel de dependencia de 0 % ($\alpha = 0$) es el máximo, con respecto a los otros niveles de dependencia, hasta el 80 % de penetración de la batería de todas las horas de duración bajo la utilización de ambas métricas en el cálculo de ELCC.

Por otro lado, el aporte marginal de las baterías disminuye a medida que aumenta su capacidad de inyección/carga. Los niveles de 10, 20 y 30 % de integración de la batería el aporte marginal

es muy similar al aporte del grupo de baterías, pero por ejemplo, en el 40 % de penetración de las baterías de 4 horas el aporte a la suficiencia de las baterías decae hasta un 25,1 % comparado con el 65,2 % de aporte del grupo de baterías, posteriormente sigue disminuyendo el aporte marginal hasta alcanzar un aporte de 10,2 % de aporte marginal y un 33,5 % de aporte grupal. Esto se debe a que las baterías deben repartirse la misma cantidad de energía disponible de almacenamiento, y la cantidad de inyección que pueden apoyar al sistema con la ya existente en su aporte a la suficiencia, por lo que a medida que existe mayor participación del recurso en el sistema menor es el aporte a la suficiencia que cada nuevo aumento en la capacidad de almacenamiento e inyección de las baterías. Los resultados de esta investigación subrayan que la incorporación de baterías contribuye a mejorar la suficiencia del sistema en todos los casos analizados. Se destaca la existencia de un punto óptimo que determina el máximo aporte a la suficiencia de las baterías, en función del grado de integración de fuentes renovables en el sistema. En este trabajo, se demuestra que el aporte marginal de las baterías alcanza su máxima relevancia en los niveles iniciales de penetración y posteriormente disminuye. Esta interacción destaca la importancia de las baterías y, al mismo tiempo, identifica el punto en el cual su contribución deja de ser significativa para el sistema.

El uso de métricas de suficiencia afecta la evaluación de la capacidad de suficiencia de la batería en el sistema de estudio. La batería con una duración de 4 horas tiene un comportamiento similar para todos los casos de evaluación y ambas métricas, hasta alcanzar el 50 % de integración. Luego, en el caso de evaluación con métrica LOLE del nivel de dependencia a partir de 70 % el aporte a la suficiencia del grupo de baterías con $\alpha = 75\%$ es mayor al caso con $\alpha = 50\%$, partiendo con un aporte a la suficiencia de 41,7,3 % comparado con $\alpha = 50\%$ donde el aporte es de 40,2 % para la batería de 4 horas. Luego, el aporte a la suficiencia para el nivel de dependencia $\alpha = 75\%$ es el mejor para el nivel de penetración de 90 %, donde el aporte es de 36,7 %. Por otro lado, la utilización de una métrica de evaluación desempeña un papel crucial al medir las características de interés en un sistema. En este contexto, se demuestra que las baterías contribuyen al sistema en diversos casos de estudio y niveles de penetración, aunque su impacto varía según la capacidad de inyección y el caso estudiado. Es importante destacar que el uso de una métrica de suficiencia probabilística se vuelve especialmente relevante cuando se considera la dependencia de las máquinas térmicas. En situaciones de alta dependencia, la batería aumentan su capacidad de crédito al utilizar la métrica LOLE en niveles elevados de penetración. Esto se debe a que no se considera la cantidad de energía no suministrada, y solo es determinante la probabilidad del escenario dado. Al aumentar la probabilidad de falla de los elementos, el punto de inflexión donde la integración de la batería en el sistema comienza a tomar relevancia se alcanza cuando pueden satisfacer la demanda por un mayor período de tiempo por sí solas. Se concluye que un sistema compuesto por elementos menos confiables y una alta integración de baterías puede mejorar el aporte total de estas últimas en capacidad de crédito al sistema si el cálculo de ELCC se utiliza a través de la métrica LOLE.

6.2. Trabajo Futuro

La investigación ha explorado una amplia variedad de casos de estudio. No obstante, un aspecto crucial que merece una atención más profunda en futuras investigaciones es la expansión de este modelo a sistemas con múltiples nodos, considerando detalladamente las restricciones impuestas por las redes de transmisión.

Por otra parte, es importante destacar que la duración de la falla de 24 horas es una parte sensible de la metodología, junto con el hecho de tomar solo 1 día representativo. En primer lugar, cuanto más larga sea la duración de la falla, durante más horas la batería entregará energía al sistema, lo que significa que las métricas EENS y LOLE van a estar dependiendo de la duración de la falla. En segundo lugar, el uso de 1 día de falla restringe la variabilidad de la demanda y la estocasticidad de los recursos renovable. En este sentido, se propone aumentar y adaptar la duración de la falla dependiendo del sistema de estudio y los riesgos que represente, y por otro lado, aumentar el número de días representativos.

Además, este modelo considera un comportamiento de la demanda estático. Dada la evolución de los sistemas eléctricos de potencia de modernos, se debería considerar la respuesta de la demanda al sistema. Por lo tanto, en la implementación de Importance Sampling se debería agregar la respuesta de la demanda dentro la generación de escenarios y como parte de la optimización operacional del sistema. Asimismo, se plantea la incorporación de otras metodologías como EFC y ECC.

Finalmente, se sugiere incorporar los límites técnicos mínimos de los generadores térmicas presentes en el sistema para evaluar el tiempo necesario en el cual podrían actuar en caso de fallas masivas antes de su recuperación.

Bibliografía

- [1] R. N. Allan *et al.*, *Reliability evaluation of power systems*. Springer Science & Business Media, 1983.
- [2] C. Heising, “IEEE recommended practice for the design of reliable industrial and commercial power systems (gold book),” *IEEE Std*, pp. 493–1997, 1998.
- [3] W. Lyman, “Fundamental consideration in preparing a master system plan,” *Electrical World*, vol. 101, no. 24, pp. 788–792, 1933.
- [4] P. Benner, “The use of the theory of probability to determine spare capacity,” *General Electric Review*, vol. 37, no. 7, pp. 345–348, 1934.
- [5] S. Dean, “Considerations involved in making system investments for improved service reliability,” *EEI Bulletin*, vol. 6, no. 1, pp. 491–596, 1938.
- [6] L. L. Garver, “Effective load carrying capability of generating units,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-85, no. 8, pp. 910–919, 1966.
- [7] A. Keane, M. Milligan, C. J. Dent, B. Hasche, C. D’Annunzio, K. Dragoon, H. Holttinen, N. Samaan, L. Soder, and M. O’Malley, “Capacity value of wind power,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 564–572, 2011.
- [8] M. Milligan and K. Porter, “The capacity value of wind in the united states: Methods and implementation,” *The Electricity Journal*, vol. 19, no. 2, pp. 91–99, 2006.
- [9] C. Bothwell and B. F. Hobbs, “Crediting wind and solar renewables in electricity capacity markets: the effects of alternative definitions upon market efficiency,” *The Energy Journal*, vol. 38, no. 01, pp. 1–20, 2017.
- [10] R. Sioshansi, S. H. Madaeni, and P. Denholm, “A dynamic programming approach to estimate the capacity value of energy storage,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 395–403, 2014.
- [11] S. H. Madaeni, R. Sioshansi, and P. Denholm, “Estimating the capacity value of concentrating solar power plants with thermal energy storage: A case study of the southwestern united states,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1205–1215, 2012.
- [12] M. Amelin, “Comparison of capacity credit calculation methods for conventional power plants and wind power,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 685–691, 2009.

- [13] S. Borozan, M. P. Evans, G. Strbac, and T. Rodrigues, "Contribution of energy storage to system adequacy and its value in the capacity market," in *2019 IEEE Milan PowerTech*, 2019, pp. 1–6.
- [14] Y. Zhou, P. Mancarella, and J. Mutale, "Framework for capacity credit assessment of electrical energy storage and demand response," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 9, pp. 2267–2276, 2016.
- [15] R. Perez, M. Taylor, T. Hoff, and J. Ross, "Reaching consensus in the definition of photovoltaics capacity credit in the usa: A practical application of satellite-derived solar resource data," *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, vol. 1, no. 1, pp. 28–33, 2008.
- [16] P. Denholm, J. Nunemaker, P. Gagnon, and W. Cole, "The potential for battery energy storage to provide peaking capacity in the united states," *Renewable Energy*, vol. 151, pp. 1269–1277, 2020.
- [17] R. Billinton and P. Wang, "Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and sequential simulation techniques," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 4, pp. 1245–1250, 1998.
- [18] B. Klockl and G. Papaefthymiou, "An effort to overcome the chronological modeling methods for energy storage devices," in *2005 International Conference on Future Power Systems*, 2005, pp. 6 pp.–6.
- [19] G. Edwards, S. Sheehy, C. J. Dent, and M. C. Troffaes, "Assessing the contribution of nightly rechargeable grid-scale storage to generation capacity adequacy," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 12, pp. 69–81, 2017.
- [20] B. Bagen and R. Billinton, "Impacts of energy storage on power system reliability performance," in *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2005.*, 2005, pp. 494–497.
- [21] P. Hu, R. Karki, and R. Billinton, "Reliability evaluation of generating systems containing wind power and energy storage," *IET generation, transmission & distribution*, vol. 3, no. 8, pp. 783–791, 2009.
- [22] L. Koh, G. Z. Yong, W. Peng, and K. Tseng, "Impact of energy storage and variability of pv on power system reliability," *Energy Procedia*, vol. 33, pp. 302–310, 2013.
- [23] G. Stephen, "Probabilistic resource adequacy suite (PRAS) v0.6 model documentation," National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States); State Univ. of New York, Albany, NY (United States). Atmospheric Sciences Research Center, United States, Tech. Rep. REL/TP-5C00-79698 MainId:35919;UID:d0c77bf6-70ba-4d4c-a960-7632841fe71c;MainAdminID:24486, 2021.
- [24] R. Perez, R. Seals, and R. Stewart, "Solar resource: Utility load-matching assessment. interim subcontract report, 20 september 1991–19 december 1993," National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States); State Univ. of New York, Albany, NY (United States).

Atmospheric Sciences Research Center, United States, Tech. Rep. NREL/TP-411-6292 ON: DE94000297; BR: WM1020000, 1994.

- [25] R. Sioshansi, P. Denholm, J. Arteaga, S. Awara, S. Bhattacharjee, A. Botterud, W. Cole, A. Cortés, A. d. Queiroz, J. DeCarolis, Z. Ding, N. DiOrio, Y. Dvorkin, U. Helman, J. X. Johnson, I. Konstantelos, T. Mai, H. Pandžić, D. Sodano, G. Stephen, A. Svoboda, H. Zareipour, and Z. Zhang, “Energy-storage modeling: State-of-the-art and future research directions,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 2, pp. 860–875, 2022.
- [26] P. Brito-Pereira, P. Mastropietro, P. Rodilla, L. A. Barroso, and C. Batlle, “Adjusting the aim of capacity mechanisms: Future-proof reliability metrics and firm supply calculations,” *Energy Policy*, vol. 164, p. 112891, 2022.
- [27] F. D. Munoz and A. D. Mills, “Endogenous assessment of the capacity value of solar pv in generation investment planning studies,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1574–1585, 2015.
- [28] K. Parks, “Declining capacity credit for energy storage and demand response with increased penetration,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 6, pp. 4542–4546, 2019.
- [29] B. Zhang, D. Stenclik and W. Hall , “Calculating the capacity value and resource adequacy of energy storage on high solar grids,” *CIGRE US National Committee 2018 Grid of the Future Symposium*, 2018.
- [30] K. Carden and N. Wintermantel, “Energy storage capacity value on the caiso system,” *Astrapé Consult.*, 2019.
- [31] N. Schlag, Z. Ming, A. Olson, L. Alagappan, B. Carron, K. Steinberger, and H. Jiang, “Capacity and reliability planning in the era of decarbonization: Practical application of effective load carrying capability in resource adequacy,” *Energy and Environmental Economics, Inc.*, 2020, Accedido el 20 de agosto de 2023. [Online]. Available: <https://www.ethree.com/elcc-resource-adequacy>
- [32] M. A. Mansouri and R. Sioshansi, “The effect of natural gas prices on power system reliability,” *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, vol. 8, pp. 164–173, 2021.
- [33] F. Reid, *ESOO and Reliability Forecast Methodology Document August 2020*, Australian Energy Market Operator, 2020.
- [34] ISO New England Inc., *Installed Capacity Requirement (ICR) Reference Guide*, ISO New England Inc., 2021, Accedido el 23 de agosto de 2023. [Online]. Available: <https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2021/06/icr-reference-guide.pdf>
- [35] New York Independent System Operator (NYISO), *2023 Q1 STAR Report*, New York Independent System Operator (NYISO), 2023, Accedido el 26 de agosto de 2023. [Online]. Available: <https://www.nyiso.com/documents/20142/16004172/2023-Q1-STAR-Report-Final.pdf>
- [36] Midcontinent Independent System Operator (MISO), *2022 Regional Resource Assessment Report*, Midcontinent Independent System Operator (MISO), 2022, Accedido el 30 de agosto

de 2023. [Online]. Available: <https://cdn.misoenergy.org/2022%20Regional%20Resource%20Assessment%20Report627163.pdf>

- [37] R. Moreno, H. Otárola, E. Pereira, C. Sepúlveda, and D. Alvarado, “Metodología para la determinación de potencia de suficiencia en el sistema eléctrico chileno vía ELCC/ECP,” Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería. Santiago, Chile, 2020.
- [38] Data 118 bus. Illinois Institute of Technology. Accedido el 18 de diciembre de 2022. [Online]. Available: <http://motor.ece.iit.edu/data/>
- [39] Explorador solar. Ministerio de Energía. Accedido el 30 de diciembre de 2022. [Online]. Available: <https://solar.minenergia.cl/exploracion>
- [40] Fija precios de nudo para suministros de electricidad. Documento oficial. Ministerio de Energía. Accedido el 20 de diciembre de 2022. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>
- [41] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, S. Kuruganty *et al.*, “The IEEE reliability test system-1996. a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee,” *IEEE Transactions on power systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1010–1020, 1999.
- [42] A. Arabali, M. Ghofrani, M. Etezadi-Amoli, and M. S. Fadali, “Stochastic performance assessment and sizing for a hybrid power system of solar/wind/energy storage,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 2, pp. 363–371, 2013.

Anexos

Anexo A. Datos de entrada

Tabla 6.1: Datos de los generadores térmicos.

Generador	Potencia Máxima [MW]	Tecnología	Forced outage rate [FOR]	Precio [\$/MWh]	Generador	Potencia Máxima [MW]	Tecnología	Forced outage rate [FOR]	Precio [\$/MWh]
G1	20	Oil	0.1	184.28	G26	100	Coal	0.04	56.20
G2	20	Oil	0.1	184.28	G27	100	Coal	0.04	56.20
G3	20	Oil	0.1	184.28	G28	100	Coal	0.04	56.20
G4	20	Oil	0.1	184.28	G29	100	Coal	0.04	56.20
G5	20	Coal	0.02	56.20	G30	100	Coal	0.04	56.20
G6	20	Coal	0.02	56.20	G31	100	Coal	0.04	56.20
G7	30	Oil	0.04	183.56	G32	100	Coal	0.04	56.20
G8	30	Oil	0.04	183.56	G33	100	Coal	0.04	56.20
G9	30	Oil	0.04	183.56	G34	100	Coal	0.04	56.20
G10	30	Gas	0.1	152.40	G35	100	Coal	0.04	56.20
G11	30	Gas	0.1	152.40	G36	100	Coal	0.04	56.20
G12	30	Gas	0.1	152.40	G37	100	Coal	0.04	56.20
G13	30	Gas	0.1	152.40	G38	100	Combined Cycle	0.04	240.10
G14	30	Gas	0.1	152.40	G39	100	Combined Cycle	0.04	240.10
G15	30	Gas	0.1	152.40	G40	100	Combined Cycle	0.04	240.10
G16	30	Gas	0.1	152.40	G41	100	Combined Cycle	0.04	240.10
G17	30	Gas	0.1	152.40	G42	100	Combined Cycle	0.04	240.10
G18	30	Gas	0.1	152.40	G43	100	Combined Cycle	0.04	240.10
G19	30	Gas	0.1	152.40	G44	100	Combined Cycle	0.04	240.10
G20	30	Gas	0.1	152.40	G45	200	Coal	0.08	39.50
G21	30	Coal	0.02	56.20	G46	200	Coal	0.08	39.50
G22	40	Oil	0.04	158.83	G47	250	Coal	0.08	37.37
G23	50	Oil	0.04	179.76	G48	250	Coal	0.08	37.37
G24	50	Oil	0.04	179.76	G49	300	Coal	0.08	37.20
G25	50	Oil	0.04	179.76	G50	300	Coal	0.08	37.20

Generador	Potencia Máxima [MW]	Tecnología	Forced outage rate [FOR]	Precio [\$/MWh]	Generador	Potencia Máxima [MW]	Tecnología	Forced outage rate [FOR]	Precio [\$/MWh]
G51	65	Oil	0.04	227.20	G61	300	Coal	0.08	37.20
G52	65	Oil	0.04	227.20	G62	300	Coal	0.08	37.20
G53	75	Combined Cycle	0.02	240.10	G63	300	Coal	0.08	37.20
G54	75	Combined Cycle	0.02	240.10	G64	300	Coal	0.08	37.20
G55	75	Combined Cycle	0.02	240.10	G65	350	Coal	0.08	33.00
G56	75	Combined Cycle	0.02	240.10	G66	420	Coal	0.08	35.33
G57	75	Combined Cycle	0.02	240.10	G67	420	Coal	0.08	35.33
G58	80	Coal	0.04	56.20	G68	500	Coal	0.08	33.90
G59	100	Coal	0.04	56.20	G69	500	Coal	0.08	33.90
G60	100	Coal	0.04	56.20	G70	500	Coal	0.08	33.90
G61	100	Coal	0.04	56.20	G71	650	Coal	0.08	35.06

Anexo B. Resultados

2.3. Resultados para casos con penetración renovable conjunta y penetración de las baterías

Tabla 2.2: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 2 horas con distintos niveles de penetración renovable conjunta evaluando métrica EENS.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable conjunta									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	88,1	87,6	61,1	73,3	88,3	85,2	71,2	36,1	51,8	35,9
20 %	63,1	62,5	55,1	59,3	67,4	57,8	40,0	35,9	29,8	34,3
30 %	50,3	51,1	49,1	50,6	56,0	48,6	31,1	31,0	29,2	39,2
40 %	43,5	44,6	44,3	44,3	48,7	42,6	26,4	26,4	26,4	38,4
50 %	38,9	40,6	40,4	40,5	43,9	38,0	23,5	23,6	23,9	34,0
60 %	35,7	37,3	37,7	37,7	40,7	34,9	21,5	20,6	22,0	30,4
70 %	33,3	34,7	35,5	35,2	37,7	32,6	20,0	21,8	20,6	25,3
80 %	31,1	32,7	33,6	33,3	35,5	30,8	18,9	19,2	19,6	25,7
90 %	28,6	30,9	32,0	31,8	33,8	29,0	17,9	17,6	18,6	23,2
100 %	26,1	29,0	30,7	30,5	32,4	27,6	17,1	16,0	18,0	20,9

Tabla 2.3: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 2 horas con distintos niveles de penetración renovable conjunta evaluando métrica LOLE.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable conjunta									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	74,5	81,2	97,2	75,0	97,2	92,3	92,3	26,6	46,8	73,2
20 %	59,1	67,2	69,6	62,5	65,3	62,2	62,2	36,4	28,6	36,8
30 %	52,0	49,1	55,1	55,1	58,2	55,1	55,1	28,9	19,0	29,2
40 %	46,4	45,1	49,3	48,4	49,1	49,5	49,5	22,3	21,7	36,4
50 %	40,7	41,4	43,6	44,3	45,9	44,6	44,6	22,2	18,8	31,5
60 %	37,7	38,2	40,0	41,0	40,5	41,3	41,3	21,3	19,6	28,9
70 %	35,7	37,5	39,0	38,3	38,0	38,7	38,7	23,0	17,9	24,6
80 %	32,1	34,8	36,9	36,0	36,4	36,4	36,4	20,4	18,8	25,4
90 %	29,9	32,2	34,2	34,2	35,1	34,6	34,6	19,5	17,7	24,8
100 %	28,0	30,6	32,3	32,8	34,1	33,1	33,1	18,8	17,7	24,4

Tabla 2.4: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 4 horas con distintos niveles de penetración renovable conjunta evaluando métrica EENS.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable conjunta									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	99,9	100,0	100,0	99,9	100,0	98,5	75,6	61,2	66,4	82,4
20 %	86,6	88,5	88,3	88,5	97,2	84,9	52,8	52,5	49,8	74,9
30 %	71,3	74,5	75,5	75,4	81,4	69,8	42,9	43,3	44,0	61,3
40 %	61,8	65,2	67,1	66,5	71,0	61,5	37,8	38,3	39,1	51,5
50 %	52,3	58,0	61,4	61,1	64,8	55,2	34,2	32,0	36,0	41,8
60 %	45,0	50,1	53,1	56,9	60,5	50,9	30,3	26,7	30,5	34,8
70 %	39,8	44,2	46,8	50,0	54,1	49,0	26,0	22,9	26,2	29,8
80 %	35,9	39,7	42,0	44,8	48,4	43,7	22,8	20,0	22,9	26,1
90 %	32,9	36,3	38,3	40,8	44,0	39,5	20,2	17,8	20,4	23,2
100 %	30,4	33,5	35,3	37,6	40,5	36,2	18,2	16,0	18,3	20,9

Tabla 2.5: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 4 horas con distintos niveles de penetración renovable conjunta evaluando métrica LOLE.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable conjunta									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	99,3	99,0	98,2	98,1	99,5	99,5	97,9	26,6	46,8	78,0
20 %	81,3	82,7	86,7	91,6	96,3	90,3	82,0	43,3	28,6	72,7
30 %	72,6	76,3	80,0	82,1	81,0	82,6	69,5	46,4	39,1	57,5
40 %	64,3	68,8	72,7	72,0	72,7	72,8	66,3	40,8	37,5	50,9
50 %	56,0	61,2	64,7	65,6	68,2	66,2	56,3	37,5	35,5	48,7
60 %	49,0	53,2	57,9	59,7	62,0	61,4	55,3	36,0	36,2	42,1
70 %	43,4	47,5	51,7	53,1	55,2	55,6	52,8	30,9	31,3	36,1
80 %	39,2	42,8	46,5	47,6	49,4	49,8	49,2	27,0	27,4	31,5
90 %	35,9	39,1	42,3	43,4	44,9	45,3	46,1	24,0	24,3	28,0
100 %	33,2	36,1	39,0	40,0	41,3	41,8	43,7	21,6	21,9	25,2

Tabla 2.6: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 8 horas con distintos niveles de penetración renovable conjunta evaluando métrica EENS.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable conjunta									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	99,1	89,9	77,9	85,2	93,9
20 %	99,8	99,9	100,0	100,0	100,0	98,4	72,7	61,7	68,4	75,9
30 %	86,9	94,7	99,7	99,7	99,9	96,1	58,5	52,2	58,2	63,6
40 %	71,2	79,0	83,5	89,2	96,3	87,3	45,5	40,0	45,8	52,2
50 %	60,9	67,0	70,7	75,2	80,9	72,3	36,4	32,0	36,6	41,8
60 %	53,6	58,7	61,7	65,5	70,3	61,9	30,3	26,7	30,5	34,8
70 %	48,4	52,7	55,4	58,6	62,7	54,4	26,0	22,9	26,2	29,8
80 %	44,4	48,3	50,6	53,4	57,0	48,8	22,8	20,0	22,9	26,1
90 %	41,4	44,8	46,8	49,4	52,6	44,3	20,2	17,8	20,4	23,2
100 %	39,0	42,0	43,9	46,1	49,0	40,8	18,2	16,0	18,3	20,9

Tabla 2.7: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 8 horas con distintos niveles de penetración renovable conjunta evaluando métrica LOLE.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable conjunta									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	99,9	100,0	99,5	98,4	99,5	99,9	97,9	78,0	73,1	78,6
20 %	99,6	99,8	99,1	99,1	99,7	98,9	99,0	69,7	58,7	72,7
30 %	87,6	93,7	99,4	98,9	99,8	98,4	99,3	57,6	53,1	57,8
40 %	77,9	83,0	92,2	92,3	96,3	96,8	95,3	54,0	54,7	60,6
50 %	66,4	72,1	78,0	80,0	82,6	83,4	86,9	43,2	43,8	50,5
60 %	58,3	63,1	67,9	69,8	71,8	72,5	75,3	36,0	36,5	42,1
70 %	52,5	56,6	60,8	62,5	64,1	65,3	67,4	30,9	31,3	36,1
80 %	48,2	51,8	55,4	57,0	58,3	59,0	61,1	27,0	27,4	31,5
90 %	44,8	48,0	51,2	52,7	53,8	54,4	55,9	24,0	24,3	28,0
100 %	42,1	45,0	47,9	49,2	50,2	50,8	52,0	21,6	21,9	25,2

2.4. Resultados para casos con penetración renovable exclusiva solar y penetración de las baterías

Tabla 2.8: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 2 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva solar evaluando métrica EENS.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable exclusiva solar									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	80,1	78,9	78,1	77,9	77,8	77,8	77,8	77,8	77,8	77,8
20 %	63,5	64,0	63,6	63,4	63,2	63,1	63,0	62,9	62,8	62,7
30 %	50,1	50,6	50,2	50,1	50,0	49,9	49,9	49,8	49,8	49,7
40 %	42,7	43,2	43,0	42,9	42,8	42,8	42,7	42,7	42,6	42,6
50 %	38,1	38,6	38,5	38,4	38,3	38,3	38,3	38,2	38,2	38,2
60 %	35,0	35,6	35,4	35,4	35,3	35,3	35,3	35,2	35,2	35,2
70 %	32,5	33,0	33,2	33,2	33,2	33,1	33,1	33,1	33,1	33,0
80 %	30,1	30,9	31,4	31,6	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,4
90 %	27,3	29,3	29,8	30,2	30,3	30,3	30,2	30,2	30,2	30,2
100 %	25,0	27,1	28,4	28,9	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2

Tabla 2.9: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 2 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva solar evaluando métrica LOLE.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable exclusiva solar									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	54,0	54,0	29,0	29,0	29,0	25,4	26,3	27,1	27,9	28,8
20 %	58,3	55,6	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1
30 %	49,1	49,1	45,1	45,1	45,1	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7
40 %	42,2	42,2	40,7	40,7	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
50 %	40,4	40,4	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
60 %	37,5	39,2	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4
70 %	34,3	36,1	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
80 %	31,3	33,5	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2
90 %	28,2	30,6	31,7	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
100 %	26,9	28,1	29,2	29,7	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0

Tabla 2.10: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 4 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva solar evaluando métrica EENS.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable exclusiva solar									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
20 %	84,9	85,4	84,9	84,8	84,6	84,5	84,5	84,4	84,3	84,2
30 %	69,8	70,9	70,7	70,6	70,5	70,5	70,4	70,4	70,3	70,2
40 %	59,6	61,8	62,8	63,1	63,1	63,0	63,0	63,0	62,9	62,9
50 %	50,0	54,1	56,8	57,7	58,5	58,5	58,4	58,4	58,4	58,3
60 %	43,1	46,6	50,0	53,1	53,9	54,5	54,7	54,7	54,7	54,6
70 %	38,2	41,1	44,1	47,0	49,9	50,8	51,3	51,5	51,5	51,5
80 %	34,5	37,1	39,6	42,2	44,7	47,2	48,1	48,5	48,6	48,7
90 %	31,6	33,9	36,2	38,5	40,7	43,0	44,4	45,2	45,7	46,0
100 %	29,3	31,4	33,4	35,5	37,5	39,5	41,2	42,0	42,5	42,9

Tabla 2.11: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 4 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva solar evaluando métrica LOLE.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable exclusiva solar									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	99,1	97,6	96,8	99,9	97,4	96,8	96,8	96,8	96,8	96,8
20 %	71,5	70,5	68,5	68,4	68,3	68,1	68,0	67,8	67,7	67,6
30 %	71,7	71,7	64,4	64,4	64,4	64,4	64,4	64,4	64,4	64,4
40 %	62,5	66,8	67,8	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3
50 %	53,7	56,3	58,4	59,4	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
60 %	46,2	49,5	51,6	53,3	53,8	53,8	54,2	54,2	54,2	54,2
70 %	40,9	43,8	46,0	48,2	49,7	50,2	50,4	50,4	50,4	50,4
80 %	37,0	39,5	41,8	44,1	45,5	47,0	47,7	47,7	47,7	47,7
90 %	34,0	36,2	38,3	40,4	42,0	42,6	43,3	44,9	44,9	45,5
100 %	31,6	33,6	35,3	37,4	39,1	40,7	41,0	42,0	42,0	42,0

Tabla 2.12: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 8 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva solar evaluando métrica EENS.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable exclusiva solar									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
20 %	98,9	99,9	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
30 %	83,8	90,7	95,2	98,2	99,8	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0
40 %	68,8	74,1	79,3	84,3	89,2	93,7	94,9	95,7	95,7	95,7
50 %	58,7	62,8	66,8	71,0	75,0	79,1	82,4	83,9	84,9	85,6
60 %	51,7	55,1	58,6	62,0	65,4	68,8	72,1	74,1	75,2	76,0
70 %	46,8	49,7	52,6	55,6	58,5	61,4	64,3	67,0	68,1	68,9
80 %	43,0	45,6	48,2	50,8	53,3	55,9	58,4	60,9	62,6	63,5
90 %	40,1	42,4	44,7	47,0	49,3	51,6	53,8	56,0	58,2	59,3
100 %	37,8	39,9	42,0	44,0	46,1	48,1	50,1	52,1	54,1	55,7

Tabla 2.13: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 8 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva solar evaluando métrica LOLE.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable exclusiva solar									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	100,0	98,4	97,7	99,9	99,5	99,5	99,5	100,0	99,5	99,5
20 %	99,6	98,8	98,4	99,9	98,7	98,4	99,4	98,4	98,4	98,4
30 %	84,6	91,2	97,2	99,9	99,1	98,9	98,9	98,9	98,9	98,9
40 %	73,2	78,1	79,8	82,6	88,2	90,4	92,8	92,8	92,7	92,7
50 %	63,1	67,1	70,7	74,8	77,8	79,3	81,7	82,6	82,6	82,8
60 %	55,8	59,2	61,8	65,2	68,5	71,0	72,9	75,6	77,0	77,6
70 %	50,7	53,5	55,4	58,3	61,3	63,8	66,7	67,5	69,3	70,4
80 %	46,7	49,3	50,7	53,3	55,9	58,5	60,1	62,1	64,5	65,0
90 %	43,7	45,9	47,1	49,4	51,7	54,0	56,0	58,2	58,6	60,7
100 %	41,3	43,3	44,2	46,3	48,4	50,5	52,5	53,8	55,6	57,0

2.5. Resultados para casos con penetración renovable exclusiva eólica y penetración de las baterías

Tabla 2.14: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 2 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva eólica evaluando métrica EENS.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable exclusiva eólica									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	86,3	62,7	71,1	39,6	42,1	42,0	42,0	41,9	44,6	41,9
20 %	61,4	55,5	62,6	31,8	35,8	35,8	40,5	39,6	36,7	35,8
30 %	50,2	48,1	45,1	28,1	32,4	32,9	32,4	33,1	34,0	31,4
40 %	43,6	42,9	39,5	24,4	26,8	30,7	29,8	29,6	30,0	29,8
50 %	39,5	39,2	35,7	21,8	24,5	28,1	28,1	28,0	27,2	27,1
60 %	36,5	36,7	32,8	19,8	23,6	26,0	27,0	25,8	26,5	26,6
70 %	34,0	35,0	32,1	19,7	22,5	24,9	25,4	25,5	25,2	25,2
80 %	32,0	32,5	28,9	16,9	19,8	22,0	23,0	22,6	22,4	22,7
90 %	29,6	31,0	28,5	15,6	18,4	20,0	20,7	20,9	20,5	20,6
100 %	27,1	29,0	26,4	14,0	17,4	18,3	19,0	19,3	19,4	19,2

Tabla 2.15: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 2 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva eólica evaluando métrica LOLE.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable exclusiva eólica									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	80,3	63,2	74,3	53,9	69,1	72,5	70,2	72,5	72,5	72,5
20 %	61,1	56,6	75,6	41,5	43,3	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9
30 %	49,1	52,3	55,1	34,1	30,2	40,3	41,8	41,8	41,8	41,8
40 %	44,9	47,6	47,8	26,4	26,4	34,8	37,4	37,4	37,4	37,4
50 %	41,0	43,1	42,1	24,2	24,8	29,7	34,5	36,2	34,4	31,9
60 %	37,0	38,5	38,1	20,2	24,7	27,1	30,2	34,9	35,8	32,4
70 %	34,6	37,9	35,3	19,1	22,7	27,1	28,5	30,7	30,7	28,5
80 %	33,0	35,4	33,0	15,8	20,4	23,7	24,9	27,8	26,9	26,9
90 %	31,1	31,9	31,6	16,2	18,3	21,5	23,0	25,0	25,6	23,9
100 %	28,6	30,2	29,7	14,6	17,0	19,5	21,0	22,7	23,6	23,1

Tabla 2.16: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 4 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva eólica evaluando métrica EENS.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable exclusiva eólica									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	99,9	99,8	97,2	71,5	78,4	78,9	75,5	79,4	73,4	71,5
20 %	86,8	85,7	86,3	48,5	56,1	61,4	59,2	59,1	56,5	57,4
30 %	72,9	73,4	65,5	38,4	45,1	52,0	53,9	51,7	53,0	53,1
40 %	63,4	64,9	57,9	33,7	40,2	43,2	45,3	44,4	44,0	44,6
50 %	54,2	57,8	52,4	28,0	34,4	36,7	38,0	38,5	38,9	38,5
60 %	46,6	49,7	46,4	23,4	29,8	31,8	33,0	33,5	33,8	33,0
70 %	41,2	44,0	40,8	20,0	26,5	28,3	29,4	30,9	30,2	30,0
80 %	37,1	39,4	36,2	17,5	23,2	25,7	26,7	27,9	28,0	26,9
90 %	33,9	36,0	32,9	15,6	20,6	23,6	24,6	25,9	25,4	24,9
100 %	31,4	33,4	30,1	14,0	18,6	21,9	22,9	23,9	23,7	24,2

Tabla 2.17: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 4 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva eólica evaluando métrica LOLE.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable exclusiva eólica									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	98,2	96,6	96,5	78,0	83,7	86,7	83,7	86,7	86,7	86,7
20 %	82,7	91,6	90,3	51,1	45,3	68,0	69,5	69,5	69,5	69,5
30 %	74,0	76,9	76,2	40,3	47,4	54,0	59,2	59,2	59,2	56,5
40 %	66,0	70,2	65,9	31,6	39,9	46,5	48,9	55,6	53,0	53,0
50 %	57,2	60,4	59,3	29,1	33,5	38,9	42,0	45,3	47,1	46,1
60 %	50,5	53,1	52,4	24,3	28,3	33,4	37,0	39,3	41,7	39,2
70 %	44,6	47,0	47,7	20,8	24,2	29,5	32,8	36,4	36,7	36,0
80 %	40,1	42,1	42,7	18,2	21,2	26,1	28,7	33,0	33,9	32,3
90 %	36,6	38,5	39,1	16,2	18,9	23,4	26,6	29,5	30,7	30,0
100 %	33,9	35,7	36,1	14,6	17,0	21,4	24,0	27,1	28,1	29,4

Tabla 2.18: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 8 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva eólica evaluando métrica EENS.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable exclusiva eólica									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	100,0	100,0	98,5	78,9	95,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
20 %	99,8	99,9	95,8	61,7	71,2	78,5	83,0	81,3	82,5	82,0
30 %	89,2	95,5	89,7	46,7	56,2	60,9	64,1	67,0	66,4	66,2
40 %	73,6	77,9	72,2	35,1	46,4	51,0	53,0	54,2	58,0	53,4
50 %	62,8	66,5	60,1	28,1	37,1	43,8	45,8	48,2	47,4	48,4
60 %	55,2	58,3	51,8	23,4	31,0	38,6	40,6	42,8	42,4	43,5
70 %	49,8	52,4	45,7	20,0	26,5	33,3	36,8	38,9	38,8	40,0
80 %	45,7	48,0	41,1	17,5	23,2	29,2	33,8	35,9	35,9	37,1
90 %	42,5	44,6	37,5	15,6	20,6	25,9	31,2	33,3	33,7	35,3
100 %	39,9	41,8	34,6	14,0	18,6	23,3	28,1	31,4	32,6	32,5

Tabla 2.19: Aporte a la suficiencia de la batería de duración de 8 horas con distintos niveles de penetración renovable exclusiva eólica evaluando métrica LOLE.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por penetración renovable exclusiva eólica									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
10 %	100,0	98,2	97,4	90,3	90,6	98,3	91,6	91,6	97,7	98,4
20 %	99,6	99,1	96,3	61,1	75,2	86,0	89,9	94,2	94,1	89,0
30 %	90,6	95,1	97,6	47,4	55,0	64,6	69,9	75,5	82,2	77,1
40 %	79,5	83,5	84,0	36,4	42,4	51,8	57,4	61,1	67,4	63,6
50 %	67,8	71,2	71,8	29,1	33,9	42,8	48,1	54,2	56,3	58,8
60 %	59,5	62,4	62,8	24,3	28,3	36,2	42,1	46,4	48,0	52,9
70 %	53,5	56,2	56,5	20,8	24,2	31,0	36,4	40,9	44,0	46,9
80 %	49,1	51,5	51,5	18,2	21,2	27,2	33,1	37,1	40,8	42,4
90 %	45,6	47,9	47,7	16,2	18,9	24,1	29,4	33,2	36,8	40,4
100 %	42,8	44,9	44,7	14,6	17,0	21,7	26,5	30,9	33,2	37,0

2.6. Resultados para los casos exclusivos de penetración de las baterías y aporte marginal

Tabla 2.20: Comparación entre el aporte marginal y el aporte total del grupo de baterías evaluando métrica EENS.

Crédito de capacidad	Penetración del grupo de baterías									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
Grupo de baterías de 2 horas	87,6	62,5	51,1	44,6	40,6	37,3	34,7	32,7	30,9	29,0
Grupo de baterías de 4 horas	100,0	88,5	74,5	65,2	58,0	50,1	44,2	39,7	36,3	33,5
Grupo de baterías de 8 horas	100,0	99,9	94,7	79,0	67,0	58,7	52,7	48,3	44,8	42,0
Incremental de 2 horas	87,6	48,8	35,4	21,7	14,1	14,6	12,9	11,1	10,8	10,6
Incremental de 4 horas	100,0	86,9	72,3	25,1	21,3	21,1	13,1	13,2	10,9	10,2
Incremental de 8 horas	100,0	93,7	94,1	26,3	23,4	22,9	21,0	24,2	22,4	22,5

Tabla 2.21: Comparación entre el aporte marginal y el aporte total del grupo de baterías evaluando métrica LOLE.

Crédito de capacidad	Penetración del grupo de baterías									
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
Grupo de baterías de 2 horas	81,2	67,2	49,1	45,1	41,4	38,2	37,5	34,8	32,2	30,6
Grupo de baterías de 4 horas	99,0	82,7	76,3	68,8	61,2	53,2	47,5	42,8	39,1	36,1
Grupo de baterías de 8 horas	100,0	99,8	93,7	83,0	72,1	63,1	56,6	51,8	48,0	45,0
Incremental de 2 horas	81,2	46,4	30,1	26,6	16,1	19,3	16,9	16,0	22,0	10,3
Incremental de 4 horas	99,0	74,0	62,3	35,0	41,8	24,3	15,8	17,9	12,9	13,9
Incremental de 8 horas	100,0	83,7	87,1	37,5	30,6	21,6	19,0	23,8	20,4	17,6

2.7. Resultados para casos de sensibilidad en la dependencia y penetración de las baterías

Tabla 2.22: Aporte de las baterías de duración de 2 horas a la suficiencia con distintos niveles de dependencia (α) evaluando métrica EENS.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por nivel de dependencia				
	0 %	25 %	50 %	75 %	100 %
10 %	87,6	72,0	29,7	14,6	12,3
20 %	62,5	53,1	23,3	12,4	9,9
30 %	51,1	43,7	20,3	10,8	8,0
40 %	44,6	37,9	18,4	9,5	7,1
50 %	40,6	34,2	16,9	8,5	6,5
60 %	37,3	31,4	15,6	7,9	6,1
70 %	34,7	29,3	14,4	7,4	5,8
80 %	32,7	27,2	13,5	7,0	5,6
90 %	30,9	25,2	12,7	6,7	5,5
100 %	29,0	23,6	12,1	6,5	5,3

Tabla 2.23: Aporte de las baterías de duración de 2 horas a la suficiencia con distintos niveles de dependencia (α) evaluando métrica LOLE.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por nivel de dependencia				
	0 %	25 %	50 %	75 %	100 %
10 %	81,2	81,0	60,0	54,7	50,6
20 %	67,2	58,1	51,2	50,0	35,3
30 %	49,1	51,2	45,2	42,2	23,5
40 %	45,1	43,7	40,6	37,3	17,7
50 %	41,4	40,5	36,6	32,4	14,1
60 %	38,2	37,4	32,7	30,0	20,0
70 %	37,5	34,9	29,5	28,2	17,1
80 %	34,8	31,5	26,7	26,2	17,8
90 %	32,2	29,7	24,5	25,0	15,8
100 %	30,6	27,4	22,8	23,5	14,2

Tabla 2.24: Aporte de las baterías de duración de 4 horas a la suficiencia con distintos niveles de dependencia (α) evaluando métrica EENS.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por nivel de dependencia				
	0 %	25 %	50 %	75 %	100 %
10 %	100,0	90,3	44,6	21,6	16,7
20 %	88,5	74,6	36,0	18,0	14,1
30 %	74,5	62,7	30,6	15,6	12,2
40 %	65,2	53,9	26,9	14,0	11,3
50 %	58,0	47,2	24,1	13,0	10,7
60 %	50,1	42,1	22,0	12,3	10,3
70 %	44,2	37,8	20,4	11,8	10,0
80 %	39,7	34,1	19,1	11,4	9,8
90 %	36,3	31,3	18,1	11,1	9,7
100 %	33,5	29,0	17,2	10,8	9,5

Tabla 2.25: Aporte de las baterías de duración de 4 horas a la suficiencia con distintos niveles de dependencia (α) evaluando métrica LOLE.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por nivel de dependencia				
	0 %	25 %	50 %	75 %	100 %
10 %	99,0	95,3	72,8	58,9	50,6
20 %	82,7	75,8	67,9	57,5	35,3
30 %	76,3	70,5	61,1	50,8	23,5
40 %	68,8	62,7	52,3	44,7	17,7
50 %	61,2	54,8	45,4	43,0	16,8
60 %	53,2	47,5	40,2	41,7	20,3
70 %	47,5	42,2	36,2	40,5	27,2
80 %	42,8	38,3	33,3	38,8	23,8
90 %	39,1	35,2	31,0	37,6	24,8
100 %	36,1	32,7	29,2	36,8	30,3

Tabla 2.26: Aporte de las baterías de duración de 8 horas a la suficiencia con distintos niveles de dependencia (α) evaluando métrica EENS.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por nivel de dependencia				
	0 %	25 %	50 %	75 %	100 %
10 %	100,0	98,7	61,3	31,3	25,4
20 %	99,9	95,1	50,2	27,1	22,5
30 %	94,7	81,2	43,1	24,5	20,6
40 %	79,0	67,8	38,1	22,8	19,6
50 %	67,0	58,0	34,4	21,7	19,1
60 %	58,7	51,2	31,8	20,9	18,7
70 %	52,7	46,3	29,8	20,4	18,4
80 %	48,3	42,6	28,3	19,9	18,2
90 %	44,8	39,8	27,1	19,6	18,0
100 %	42,0	37,5	26,1	19,3	17,9

Tabla 2.27: Aporte de las baterías de duración de 8 horas a la suficiencia con distintos niveles de dependencia (α) evaluando métrica LOLE.

Penetración de la batería	Crédito de capacidad por nivel de dependencia				
	0 %	25 %	50 %	75 %	100 %
10 %	100,0	99,1	86,7	66,9	50,6
20 %	99,8	98,6	80,0	65,1	35,3
30 %	93,7	88,2	71,0	58,2	38,9
40 %	83,0	75,6	62,6	55,7	30,0
50 %	72,1	65,4	56,7	53,9	27,3
60 %	63,1	57,9	52,3	53,7	31,7
70 %	56,6	52,6	48,7	55,8	35,4
80 %	51,8	48,4	45,7	59,8	42,7
90 %	48,0	45,2	43,3	62,3	49,1
100 %	45,0	42,5	41,4	65,1	54,2