



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

**EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA CON CONSIDERACIÓN DE MÉTRICAS DE CONFIABILIDAD.**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

LUCIANO ANDRÉS VOGLIO NIETO

PROFESOR GUÍA:
HÉCTOR OTÁROLA GARCÉS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
CARLOS SUAZO MARTINEZ
RODRIGO MORENO VIEYRA

SANTIAGO DE CHILE
2022

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: LUCIANO ANDRÉS VOGLIO NIETO
FECHA: 2022
PROFESOR GUÍA: HÉCTOR OTÁROLA GARCÉS

EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CON CONSIDERACIÓN DE MÉTRICAS DE CONFIABILIDAD.

La normativa asociada al reconocimiento y remuneración de la potencia tiene su origen en el Decreto Supremo N°62 de 2006, el cual podría no ser apropiado debido a los cambios que ha experimentado el Sistema Eléctrico Nacional en la última década. El plan de descarbonización de la matriz energética y el aumento de la generación renovable, podrían dar lugar a nuevas instancias críticas para el sistema, no reconocidas bajo la metodología vigente, impulsando en el sector la idea de actualizar la regulación.

Bajo este contexto, surge la interrogante de cómo debiese estar conformada una matriz energética, óptima en costos y nivel de confiabilidad. El objetivo general del presente trabajo de título es diseñar un modelo de expansión de la generación para un sistema eléctrico de potencia tal que la solución favorezca la conformación de un parque generador confiable.

Con este propósito, se desarrollaron dos modelos de expansión. El primero, denominado *Modelo Económico y de Confiabilidad*, minimiza los costos de inversión, operación y confiabilidad del parque generador, y además busca que este cumpla con un objetivo de suficiencia específico. El segundo, llamado *Modelo Económico Tradicional*, solo minimiza los costos de inversión y operación, y es una representación más fidedigna de cómo se estudia la planificación de la generación actualmente. Estos modelos fueron contrastados en distintos escenarios. En todos ellos, el Modelo Económico y de Confiabilidad fue más eficiente.

En el estado actual de las tecnologías de generación, respecto a sus costos de inversión y operación, tasa de indisponibilidad forzada y factor de planta, una expansión diversificada da lugar a una matriz energética más eficiente en comparación a una estrictamente renovable o convencional. Ahora bien, al considerar los costos de inversión proyectados al 2040 y 2060, es posible obtener resultados aún más eficientes con una expansión en base a centrales renovables y sistemas de almacenamiento, excluyendo completamente a la generación térmica.

Para mi hija Noelia

Agradecimientos

En este apartado, quiero dar gracias a todas las personas que me brindaron su apoyo y/o me dieron las herramientas para llegar hasta aquí.

Gracias a mi padre Jorge Voglio y a mi madre Gina Nieto, por haberme cuidado y guiado.

Gracias Marcia García, madre de mi hija, por tu compañía y apoyo por siete años.

A mis queridos Colegio Excelsior e Instituto Nacional.

A todas esas personas que en mi vida universitaria me ayudaron sin pedir nada a cambio, en particular a Guido Escudero, Pablo González, Matías Videla y el Profesor Pablo Medina.

Gracias Héctor Otárola, mi Profesor Guía. Tu permanente apoyo e infinita paciencia fueron fundamentales para mí. Agradezco que hayas aceptado participar en este proceso y espero que la versión definitiva del documento cumpla tus expectativas.

Gracias Olga Gutiérrez, mi abuela materna, quien me enseñó a leer, escribir, sumar, restar, multiplicar y dividir. La disciplina y amor por el estudio los adquirí bajo su cuidado y supervisión, en mi querido Chiguayante.

Gracias Noelia Voglio, mi amada hija. Mediante el ejercicio de mi profesión, espero ser capaz de darte el mejor futuro posible. Te pido disculpas por todas las veces que falte a mi palabra por causa de mis obligaciones. Una vez concluido este proceso, volveremos a disfrutar.

Un abrazo a todos.

Tabla de contenido

1. Introducción	1
1.1. Identificación y formulación del problema	1
1.1.1. Hipótesis propuesta	2
1.1.2. Objetivos del trabajo de título	3
1.1.2.1. Objetivo general	3
1.1.2.2. Objetivos específicos	3
1.1.3. Estructura del documento	3
2. Marco Teórico y Estado del Arte	4
2.1. Mercado de la Generación	4
2.1.1. Mercado de la Energía	4
2.1.1.1. Formulación general del problema de despacho económico de carga	5
2.1.1.2. El costo marginal de la energía	8
2.1.1.3. Balance de transferencias económicas de energía	9
2.1.2. Mercado de la Potencia	10
2.1.2.1. Metodología Vigente para el Cálculo de la Potencia de Suficiencia	10
2.1.2.1.1. Potencia inicial	11
2.1.2.1.2. Potencia de suficiencia preliminar	14
2.1.2.1.3. Potencia de suficiencia definitiva	16
2.1.3. Precio Nudo de Corto Plazo	17
2.1.3.1. Precio nudo de corto plazo de la energía	17
2.1.3.2. Precio nudo de corto plazo de la potencia	18
2.2. Confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia	20
2.2.1. Métricas de confiabilidad	20
2.2.1.1. Métricas deterministas	20
2.2.1.1.1. Margen de reserva	20
2.2.1.1.2. Margen de capacidad	21
2.2.1.2. Métricas probabilísticas	22
2.2.1.2.1. LOLP	22
2.2.1.2.2. LOLE	22
2.2.1.2.3. EENS	23
2.2.1.3. Análisis comparativo entre métricas	24
2.2.1.4. Ejemplo: cálculo de la EENS	24
2.2.2. Créditos de capacidad	26
2.2.2.1. ELCC	26

2.2.2.2.	ECP	27
2.2.2.3.	Debate ELCC vs ECP	28
2.2.2.4.	Etapas críticas del cálculo	29
2.2.3.	Revisión de la experiencia internacional	30
2.2.3.1.	Irlanda e Irlanda del Norte - SEM	30
2.2.3.2.	Francia – RTE	31
2.2.3.3.	Estados Unidos – MISO	32
2.2.3.4.	Estados Unidos – PJM	33
2.2.3.5.	Comparación entre mercados de potencia	34
2.2.4.	Chile - Mesa de trabajo del reglamento de potencia	35
2.3.	Descomposición de Benders	36
2.3.1.	Optimización estocástica y técnicas de descomposición	36
2.3.2.	Formulación del método de descomposición de Benders	37
2.3.3.	Algoritmo de Benders	40
2.3.4.	Ejemplo: descomposición de Benders aplicada en la planificación de la generación de un sistema eléctrico de potencia	42
3.	Metodología	44
3.1.	Formulación de la expansión de la generación con consideración de métricas de confiabilidad	44
3.2.	Descomposición de Benders aplicada en la expansión de la generación con consideración de métricas de confiabilidad	48
3.3.	Modelos propuestos	50
3.3.1.	Modelo Económico y de Confiabilidad	50
3.3.2.	Modelo Económico Tradicional	50
4.	Caso de estudio	51
4.1.	Parque generador inicial	51
4.2.	Parque generador candidato	53
4.3.	Modelación del caso de estudio	54
4.4.	Expansión de la generación en el caso de estudio	55
5.	Análisis de sensibilidad	58
5.1.	Nivel de confiabilidad del parque inicial	58
5.2.	Costos de inversión por tecnología	61
6.	Conclusiones	64
	Bibliografía	66
	Anexo	69

Índice de tablas

2.1.	Ventajas y desventajas de las métricas de suficiencia.	24
2.2.	Parámetros de las unidades de generación del caso ejemplo.	24
2.3.	Probabilidad de los escenarios de operación del caso ejemplo, dependientes del estado e IFOR de las unidades de generación.	25
2.4.	Despacho de los escenarios de operación del caso ejemplo, dependientes del estado y capacidad instalada de las unidades de generación.	25
2.5.	Comparación entre mercados de potencia internacionales y el mercado chileno [10].	34
2.6.	Parámetros del caso ejemplo.	42
4.1.	Parque generador inicial.	52
4.2.	Parque generador candidato.	53
4.3.	Penalización de profundidad de falla en dos niveles.	54
4.4.	Profundidad de falla y EENS en el caso de estudio.	55
4.5.	Función objetivo y sus componentes en el caso de estudio.	56
5.1.	Sensibilidad de los niveles de confiabilidad del parque generador inicial.	58
5.2.	Profundidad de falla y EENS para distintos niveles de confiabilidad del parque generador inicial.	59
5.3.	Función objetivo y sus componentes para distintos niveles de confiabilidad del parque generador inicial.	59
5.4.	Sensibilidad del costo de inversión por tecnología.	61
5.5.	Profundidad de falla y EENS para distintas proyecciones del costo de inversión.	61
5.6.	Función objetivo y sus componentes para distintas proyecciones del costo de inversión.	62
6.1.	Penalización de profundidad de falla en dos niveles.	69

Índice de ilustraciones

2.1.	Representación gráfica del margen de reserva.	21
2.2.	Representación gráfica del margen de capacidad.	21
2.3.	Representación de la ENS durante un intervalo semanal [10].	23
2.4.	Metodología ELCC.	26
2.5.	Metodología ECP.	27
2.6.	Capacidad instalada del sistema eléctrico de Irlanda e Irlanda del Norte [10]. .	30
2.7.	Capacidad instalada del sistema eléctrico francés [10].	31
2.8.	Capacidad instalada de MISO [10].	32
2.9.	Capacidad instalada de PJM [10].	33
2.10.	Esquema de alternancia entre los problemas maestro y subproblema del método de Benders.	40
2.11.	Esquema del algoritmo de Benders.	41
3.1.	Esquema del Modelo Económico y de Confiabilidad.	50
3.2.	Esquema del Modelo Económico Tradicional.	50
4.1.	Perfil de demanda y generación disponible del parque inicial.	52
4.2.	Expansión de la generación por tecnología en el caso de estudio.	57
5.1.	Expansión de la generación por tecnología para distintos niveles de confiabilidad del parque generador inicial.	60
5.2.	Expansión de la generación por tecnología para distintas proyecciones del costo de inversión.	63

Capítulo 1

Introducción

1.1. Identificación y formulación del problema

Los sistemas eléctricos de potencia (en adelante los *SEP*) son las instalaciones que permiten la generación, transporte y distribución de energía eléctrica en condiciones apropiadas de tensión, frecuencia y disponibilidad. En relación a su dimensión económica, esta es una actividad en serie y se divide en los mercados de generación, transmisión y distribución [1].

El segmento de la generación es un mercado competitivo, en el cual las empresas tienen libertad respecto de las nuevas inversiones que desarrollen y los contratos de suministro que suscriban. Por el contrario, la transmisión es planificada y la distribución se desarrolla según necesidad. El mercado de la generación, en el corto plazo, entrega señales de precios competitivos en los que las unidades de generación rentan sus inversiones por medio de la venta de energía, y en el largo plazo, reflejan los costos de desarrollo de nuevas unidades [2].

En efecto, de acuerdo con la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante *LGSE*) [3], la tarificación en generación distingue dos componentes, el costo marginal de la energía, que indica el costo de suministrar una unidad adicional de energía y es utilizado para valorar las transferencias de energía entre empresas generadoras (artículo n°149 y n°225-letra f de la *LGSE*), y el costo marginal de la potencia, que representa el costo anual de incrementar la capacidad instalada del sistema, con las unidades de generación más económicas para suministrar potencia en las horas de demanda máxima anual, incrementados en un porcentaje igual al margen de reserva teórico. El valor resultante se denomina precio nudo de corto plazo de la potencia (artículo n°162 de la *LGSE*). En la práctica, las unidades más económicas para abastecer la demanda en horas punta son las de generación térmica [4].

En lo que concierne al mercado de la potencia, su reglamentación está en la la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras de 2016 [5], y cuyas bases se encuentran en el Decreto Supremo N°62 de 2006 [6]. En aquel entonces, el Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, el *SEN*) se separaba en el Sistema Interconectado del Norte Grande (en adelante el *SING*) y el Sistema Interconectado Central (en adelante el *SIC*). La capacidad instalada en conjunto solía ser 11.869 MW y su composición tecnológica era termoeléctrica 60 % e hidroeléctrica 40 % [7].

En la última década, debido al actual plan de descarbonización de la matriz energética, sumado a la creciente entrada de centrales de generación renovable, la composición tecnológica del SEN ha cambiado significativamente. En julio de 2022, la capacidad instalada era de 29.965 MW, dividida en termoeléctrica 24 %, hidroeléctrica 46 %, solar 18 % y eólica 12 % [8].

Dado este marco, la normativa vigente podría no ser apropiada para el reconocimiento de la potencia. Por ejemplo, las horas de demanda máxima anual no serán necesariamente las instancias de mayor exigencia del SEN. En un parque generador con alta penetración de energías renovables no convencionales (en adelante *ERNC*), la intermitencia del recurso renovable debe ser considerada como una potencial causa de la pérdida de carga. También, la normativa no reconoce apropiadamente el aporte a la suficiencia de la generación solar y eólica. Es más, algunas tecnologías, tales como los sistemas de almacenamiento de energía (en adelante *ESS*) y los concentradores solares de potencia (en adelante *CSP*), entre otros, no poseen una metodología propia y se les aplica alguna ya existente, según sea el caso [9].

Otra arista de interés es la confiabilidad en los SEP [10]. Este concepto comprende dos atributos, seguridad, asociado a la capacidad de mantener la estabilidad ante perturbaciones en el corto plazo, y suficiencia, como la habilidad de abastecer la demanda en el largo plazo. La suficiencia de un sistema puede ser cuantificada a través de métricas, las que a su vez permiten definir un objetivo de suficiencia. Esta es una práctica recurrente en muchos sistemas eléctricos internacionales, principalmente en aquellos con alta penetración de ERNC [11].

Bajo este contexto, surge la interrogante de cómo debiese estar conformada una matriz energética, óptima en costos y nivel de confiabilidad. El objetivo general del presente trabajo de título es diseñar un modelo de expansión de la generación tal que el parque generador resultante cumpla con esta condición. La metodología empleada consistió en formular dos modelos y compararlos. El primero, denominado *Modelo Económico y de Confiabilidad*, minimiza los costos de inversión, operación y confiabilidad del parque generador, y además busca que cumpla con un objetivo de suficiencia específico. El segundo, llamado *Modelo Económico Tradicional*, solo minimiza los costos de inversión y operación, y es una representación más fidedigna de cómo se estudia la planificación de la generación actualmente.

1.1.1. Hipótesis propuesta

Un modelo de expansión de la generación en sistemas eléctricos de potencia, cuya función de costos incluya términos de inversión, operación y confiabilidad, y además apunte a cumplir un objetivo de suficiencia específico, dará lugar a un parque generador más eficiente en costos y nivel de confiabilidad, respecto de otro que solo considere inversión y operación.

1.1.2. Objetivos del trabajo de título

1.1.2.1. Objetivo general

- Diseñar un modelo de expansión de la generación para un sistema eléctrico de potencia tal que la solución favorezca la conformación de un parque generador confiable.

1.1.2.2. Objetivos específicos

- Proponer y desarrollar un modelo de expansión de la generación que optimice los costos de inversión, operación y confiabilidad, y además apunte hacia un objetivo de suficiencia.
- Proponer y desarrollar un modelo de expansión de la generación que solo optimice los costos de inversión y operación.
- Cuantificar la confiabilidad de las centrales a través de una metodología única para todas las tecnologías de generación.
- Establecer criterios de comparación entre los modelos propuestos
- Identificar el impacto de incluir un objetivo de suficiencia en los problemas de expansión de la generación.
- Contribuir a la discusión vigente del tratamiento de la potencia en Chile.

1.1.3. Estructura del documento

El presente documento tiene la siguiente estructura: En *Capítulo 1 - Introducción*, se identifica y formula el problema, se establece la hipótesis y se determinan el objetivo general y los específicos. En *Capítulo 2 - Marco Teórico y Estado del Arte*, se entrega una revisión bibliográfica que permitirá entender el contexto y alcances del trabajo de título. Los temas abordados son el mercado de la generación, confiabilidad en los sistemas eléctricos y descomposición de Benders. En *Capítulo 3 - Metodología*, se formula el Modelo Económico y de Confiabilidad y el Modelo Económico Tradicional. En *Capítulo 4 - Caso de estudio*, se entrega información del parque generador inicial y de las unidades candidatas, los supuestos de las simulaciones, además del parque resultante. En *Capítulo 5 - Análisis de sensibilidad*, los modelos de expansión propuestos se contrastan para distintas variantes del caso de estudio. Las sensibilidades seleccionadas son el nivel de confiabilidad del parque inicial y la proyección de los costos de inversión por tecnología. Finalmente, en *Capítulo 6 - Conclusiones*, se presentan las conclusiones y se propone el trabajo futuro.

Capítulo 2

Marco Teórico y Estado del Arte

En este capítulo se establece un contexto para la expansión de la generación en los sistemas eléctricos de potencia. En la sección 2.1 se describe el mercado de la generación en Chile, diferenciando entre los mercados de energía y potencia. La sección 2.2 estudia el concepto de confiabilidad en los sistemas eléctricos y se aborda el desafío del reconocimiento de la capacidad en las centrales de generación variable. Finalmente, la sección 2.3 trata la Descomposición de Benders, la cual es fundamental para el desarrollo de la metodología del presente trabajo de título.

2.1. Mercado de la Generación

Esta sección entrega una visión general del modelo económico y regulatorio en el cual se desarrolla el mercado de la generación. Para esto, se diferenciara entre los mercados de la energía y la potencia.

2.1.1. Mercado de la Energía

El Coordinado Eléctrico Nacional (en adelante el *Coordinador*) es el responsable de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante el *SEN*), sujeto a las exigencias de seguridad del suministro y mínimo costo de operación [12]. La resolución del despacho económico de carga determina el costo marginal del sistema, cuyo valor corresponde al costo variable de la última unidad generadora despachada que esté en condiciones de satisfacer un incremento de la demanda instantánea. Por lo tanto, en un momento dado, el costo al cual se valorizan las inyecciones de energía de todos los suministradores, independiente del insumo con que generen, corresponderá al costo marginal del sistema [13].

La operación del SEN y las transferencias económicas entre agentes se realizan con la misma información, pero de forma separada. Por un lado, el Coordinador determina en forma instantánea la operación del sistema a mínimo costo, mediante el modelo marginalista, para luego, con periodicidad mensual, efectuar el balance de transferencias económicas, instancia en la que se valorizan a costo marginal las inyecciones y retiros de energía [3].

En este mercado participan los generadores, quienes ejercen la compra y venta de energía, y en menor medida los transmisores, quienes obtienen recaudación a través de los ingresos tarifarios. Los clientes finales no participan directamente, a fin que no estén expuestos a los riesgos de un mercado con altas variaciones en sus costos. Dado este contexto, los clientes deben contratar su consumo con las empresas de generación [2].

2.1.1.1. Formulación general del problema de despacho económico de carga

La operación económica de un sistema eléctrico de potencia es un problema de minimización de costos, sujeto a restricciones asociadas a su operación y componentes principales, tales como: parque de generación, líneas de transmisión, consumos y normativa aplicable al sector, como por ejemplo, convenios de riego, normativa ambiental, estándares de seguridad, entre otras [2].

El problema general de operación económica en el corto plazo se formula en la Ecuación 2.1. La función objetivo es minimizar el costo de operación del sistema, que equivale a la sumatoria de los costos de operación de cada unidad de generación, los que son determinados a partir de la potencia generada por cada una de estas.

$$F.O = \text{Min} \sum_{i=1}^n C.Op(P_i) \quad (2.1)$$

La función objetivo está sujeta a las siguientes restricciones [2]:

1. Balance de potencia: corresponde a la condición de equilibrio en el abastecimiento de la demanda (D) y pérdidas del sistema (L) mediante los aportes de potencia de las unidades de generación (P_i). Se expresa de la siguiente manera:

$$D + L(P_i) = \sum_{i=1}^n P_i \quad (2.2)$$

2. Restricciones de desigualdad: corresponden a las restricciones asociadas a desigualdades, tales como: potencias máximas y mínimas de las centrales, límites de capacidad en las líneas, nivel mínimo de la cota de los embalses, y cualquier otro similar. Se expresan de forma general de la siguiente manera:

$$h_k(P_i) \leq 0 \quad (2.3)$$

3. Condiciones de igualdad: corresponden a las restricciones asociadas a igualdades, distintas a las contenidas en el balance de potencia. Estas son menos comunes, asociadas a condiciones puntuales o de borde, tales como: cotas finales de embalses, estados operativos de las centrales, sistemas de almacenamiento al inicio y/o término del horizonte de evaluación, entre otros. Se expresan de forma general de la siguiente manera:

$$N_j(P_i) = 0 \quad (2.4)$$

Este problema se puede resolver de manera analítica haciendo uso de los *multiplicadores de lagrange*, que consiste en reescribir un problema de “n” variables y “n” restricciones, pudiendo ser estas últimas de igualdad o desigualdad, en un problema sin restricciones de “n+m” variables. Así, se genera la *función lagrangeana* o *lagrangeano aumentado* de la función objetivo definida originalmente, adicionando los distintos grupos de restricciones [4].

De esta forma, cada una de las restricciones del problema es ponderada por un término escalar denominado *multiplicador de lagrange* (λ , μ_k e γ_j respectivamente). La función objetivo es reformulada de la siguiente manera:

$$F.O = Min \sum_{i=1}^n C.Op(P_i) + \lambda \left(D + L(P_i) - \sum_{i=1}^n P_i \right) + \sum \mu_k [h_k(P_i) + v_k^2] + \sum \gamma_j N_j(P_i) \quad (2.5)$$

Notar que en las restricciones de desigualdad se adiciona una *variable de holgura* (v_k^2), cuyo fin es garantizar que la expresión $[h_k(P_i) + v_k^2]$ sea igual a cero en caso que la restricción no esté activa.

Ya con el problema reescrito, lo siguiente es determinar los valores de las variables que minimizan el valor de la función lagrangeana. La condición de optimalidad se obtiene cuando cada una de sus derivadas parciales, frente a cada una de las variables del problema, así como frente a cada uno de los multiplicadores y variables de holgura, es igual a cero [4]. Estas condiciones se expresan de la siguiente manera:

$$\frac{\partial F.O^*}{\partial P_i} = 0; \quad \frac{\partial F.O^*}{\partial \lambda} = 0; \quad \frac{\partial F.O^*}{\partial \mu_k} = 0; \quad \frac{\partial F.O^*}{\partial v_k} = 0; \quad \frac{\partial F.O^*}{\partial \gamma_j} = 0 \quad (2.6)$$

En efecto, la Ecuación de coordinación asociada a la derivada en función de P_i se expresa de la siguiente manera:

$$\frac{\partial F.O^*}{\partial P_i} = \frac{\partial C.Op(P_i)}{\partial P_i} + \lambda \left(\frac{\partial L(P_i)}{\partial P_i} - 1 \right) + \sum \mu_k \frac{\partial h_k(P_i)}{\partial P_i} + \sum \gamma_j \frac{\partial N_j(P_i)}{\partial P_i} = 0 \quad (2.7)$$

En la Ecuación 2.7 se identifica, en primer lugar, la derivada de la función de costos en función de la potencia de la central i , que también corresponde al costo incremental de la producción de dicha central, en el punto de operación en que se encuentra. Este primer término es el más importante por su peso en la función objetivo y su interpretación física.

El segundo término es encabezado por el multiplicador de lagrange asociado a la restricción de balance, el cual multiplica una expresión que da cuenta de la variación de las pérdidas en el sistema eléctrico en función de la inyección de potencia de la central i .

El tercer término es la sumatoria de los multiplicadores de langrange asociados a las restricciones de desigualdad, ponderados por la derivada parcial de cada una en función de la potencia P_i . Esto conlleva que muchos de los componentes de la sumatoria sean anulados, ya que, en general, estas restricciones corresponden a limitaciones de potencias mínimas y máximas de cada una de las centrales, por lo que solo resultan ser función de una variable P_i para cada central particular.

El cuarto término es la sumatoria de los multiplicadores de langrange de las restricciones de igualdad. Esta componente también se anula, de manera análoga a los visto para las expresiones que contienen los multiplicadores de las restricciones de desigualdad.

Ahora bien, al calcular analíticamente las derivadas parciales de la función lagrangeana, respecto a los multiplicadores asociados a cada restricción, y por condición de optimalidad igualar este resultado a cero, se recuperan las restricciones del problema original, de modo que se garantiza su cumplimiento en el punto óptimo a encontrar:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial F.O^*}{\partial \lambda} &= D + L(P_i) - \sum_{i=1}^n P_i = 0 \\
\frac{\partial F.O^*}{\partial \mu_k} &= h_k(P_i) + v_k^2 = 0 \\
\frac{\partial F.O^*}{\partial v_k} &= 2\mu_k v_k = 0 \\
\frac{\partial F.O^*}{\partial \gamma_j} &= N_j(P_i) = 0
\end{aligned} \tag{2.8}$$

En resumen, a partir de la formulación y resolución de las ecuaciones de coordinación y restricciones, se determinan los puntos óptimos de operación P_i de cada unidad de generación, los que dan cuenta del despacho económico de carga de los sistemas eléctricos de potencia [2].

Notar que, además de las ecuaciones de coordinación, se tienen las ecuaciones asociadas a la condición de optimalidad para cada una de las restricciones del problema general. La primera presentada, asociada a la restricción de balance, va acompañada del multiplicador de lagrange designado por la letra λ , también denominado *costo marginal* [14].

$$\frac{\partial F.O^*}{\partial D} = \lambda \tag{2.9}$$

Este multiplicador de lagrange equivale a la variación que presentaría la función objetivo del problema, respecto de la variación de la demanda del sistema. En otras palabras, este indica cuánto costaría entregar un megawatt adicional de demanda, o en su defecto, cuánto se ahorraría por disminuir la demanda en un megawatt. Para obtener una expresión que muestre el valor que tomaría el costo marginal, se debe despejar λ en la Ecuación 2.7, obteniendo lo siguiente:

$$\lambda = \left[\frac{\partial C.Op(P_i)}{\partial P_i} + \sum \mu_k \frac{\partial h_k(P_i)}{\partial P_i} + \sum \gamma_j \frac{\partial N_j(P_i)}{\partial P_i} \right] \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial L(P_i)}{\partial P_i}} \right) \tag{2.10}$$

Esta expresión general muestra algunos aspectos que se deben destacar [4]:

- El costo marginal depende del costo incremental de las centrales en operación.
- El costo marginal es función de los valores que tomen los multiplicadores de lagrange asociados a las restricciones de desigualdad y de las restricciones de igualdad.
- Si se consideran la pérdidas por transmisión, el costo marginal se verá reducido por un factor asociado a la derivada de la función de pérdidas en relación con la inyección de la central i . Este término se denomina *factor de penalización*.

2.1.1.2. El costo marginal de la energía

El costo marginal horario guarda relación con el costo incremental que tiene para el sistema proveer una unidad adicional de energía (USD/MWh). En la práctica, como los generadores son agentes coordinados, las instrucciones acerca de su operación emanan del Coordinador, las que son llevadas a cabo mediante *orden de mérito*, es decir, en disposición creciente de sus costos variables.

El costo marginal es igual al costo variable de la unidad generadora que opera para abastecer la siguiente unidad de demanda en un instante determinado, o bien, que entraría en operación frente a un aumento de la demanda. Este valor corresponde al precio al cual se valorizan las inyecciones y retiros físicos de todas las empresas generadoras del sistema. Dado que la seguridad y abastecimiento es una temática resuelta por el Coordinador, el SEN tendrá diferentes costos marginales a lo largo del día, que dependen del nivel de abastecimiento de la demanda y las fuentes de generación que sean despachadas para tal propósito.

En un sistema con importantes aportes hidroeléctricos como el chileno, el costo marginal de la energía está sujeto a una alta cantidad de variables, siendo las más relevantes [2]:

- La variabilidad hidrológica mensual y anual.
- La matriz de tecnologías de generación existente y sus diferentes costos variables.
- Las restricciones técnicas y comerciales, tales como, los límites de capacidad de transmisión, potencias mínimas y máximas de las centrales, etc.
- La demanda del sistema y su abastecimiento.

Los costos marginales son determinados mediante la resolución del problema de despacho económico de carga. Ahora bien, en dicho cálculo, el Coordinador define los costos variables de las unidades térmicas a partir de los siguientes términos [15]:

1. Costo variable combustible (*CVC*) [USD/MWh]: es el producto entre el costo del combustible utilizado y el consumo específico de la unidad térmica.
2. Costo variable no combustible (*CVNC*) [USD/MWh]: es el costo total de otros insumos necesarios para la operación de la unidad térmica, por ejemplo aceites, agua desmineralizada, lubricantes, consumo de energía eléctrica para servicios auxiliares, eliminación de residuos, etc.

Finalmente, la suma de ambos términos equivale al costo variable de operación de cada unidad de generación térmica i , conforme a lo mostrado en la Ecuación 2.11.

$$CV_i = CVC_i + CVNC_i \quad (2.11)$$

El Coordinador calcula el costo marginal del SEN de forma instantánea, pero es oficializado con posterioridad en el *Informe de Valorizaciones de Transferencias Económicas*. Esta publicación contiene el detalle horario de las transferencias de energía de cada empresa, valorizadas a costo marginal en las barras de inyección y retiro, y por medio del cual se da cuenta de los balances entre generadores [16].

2.1.1.3. Balance de transferencias económicas de energía

Una vez que la operación del sistema está en régimen y de acuerdo con los términos de calidad y seguridad, el Coordinador determina los costos marginales instantáneos con el fin de valorizar las transferencias de energía entre las empresas de generación. Estas no son tomadores de decisión respecto de sus inyecciones, por lo tanto, dependiendo de los costos variables de cada unidad y de la competencia que surja, se dan situaciones en las cuales los generadores son excedentarios, es decir, inyectan más energía de la que retiran sus consumos, o deficitarios, lo cual significa que inyectan menos energía de la que consumen sus clientes, y en cuyo caso deben adquirir del sistema los compromisos de suministro faltantes. Dado esto, se conforma la compra y venta de energía entre empresas generadoras, determinadas por el Coordinador, en función de los excesos o déficits. Estos intercambios comerciales son un ejercicio mensual que se denomina *Balance de Transferencias Económicas* [17].

El primer paso es determinar las inyecciones físicas de energía en cada momento para cada una de las empresas de generación. Se debe considerar que una empresa puede tener más de una central y éstas pueden estar ubicadas en barras diferentes del sistema. La sumatoria de la energía inyectada de cada central de generación, valorizada al costo marginal horario de la barra de inyección, es considerada como la inyección económica de dicha empresa al sistema eléctrico. A continuación y conforme a los contratos de suministro que hayan celebrado las empresas, se cuantifican los retiros económicos, es decir, la energía demandada por cada uno de sus clientes valorizada al costo marginal horario en la barra donde se conectan. Nuevamente, una empresa de generación puede tener más de un retiro y en diferentes barras, condición que dependerá exclusivamente de la cantidad de contratos que dicha empresa haya suscrito.

El balance de transferencias económicas corresponde al diferencial entre las inyecciones económicas y retiros económicos que posee una empresa de generación [2]. Para calcular dicho monto se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{Balance } E_{x,i,r} = \sum E_i \cdot CMG_i - \sum E_r \cdot CMG_r \quad (2.12)$$

Donde:

- *Balance* $E_{x,i,r}$ [USD]: corresponde al balance de transferencias económicas asociado a la empresa X , en función de las inyecciones de energía de sus unidades de generación i y retiros asociados a sus contratos de suministro con clientes r .
- E_i [kWh]: energía inyectada por el generador i .
- CMG_i [USD/kWh]: costo marginal de la barra donde inyecta el generador i .
- E_r [kWh]: energía retirada por la empresa de generación asociada al contrato de suministro del cliente r .
- CMG_r [USD/kWh]: costo marginal de la barra donde retira el cliente r .

Finalmente, con los balances de cada empresa, el Coordinador determina mensualmente las transferencias económicas entre agentes, permitiendo a cada uno de ellos realizar el proceso de facturación entre empresas excedentarias y deficitarias. Lo anterior da cuenta de la cadena de pago en que se basa la operación financiera de este mercado.

2.1.2. Mercado de la Potencia

El mercado de la potencia es la instancia en que se reconoce y remunera la capacidad instalada disponible de una central de generación para abastecer la demanda de punta considerando las condiciones más desfavorables para ello.

El aporte de cada central a la suficiencia del sistema, se denomina *potencia de suficiencia* y depende de sus condiciones propias de generación, disponibilidad del insumo principal, probabilidades de fallas, mantenimientos, entre otras variables. Dicha potencia es valorizada al *precio nudo de la potencia de corto plazo*, que corresponde al costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de generación [6].

El desarrollo de este mercado, que reconoce las inversiones en unidades de generación, tiene los siguientes objetivos [2]:

- Reducción de la incertidumbre regulatoria en la determinación de los ingresos por capacidad, tal que el mercado entregue las señales de inversión en unidades de respaldo y capacidad de generación de rápida instalación y respuesta.
- Estabilización de los ingresos por concepto de potencia para generadores existentes y futuros, ya que el mercado no responde a transferencias reales, sino a la prestación de la suficiencia. En este contexto, las unidades de generación que tienen reducida o nula inyección de energía, de igual manera perciben ingresos por potencia.

Las centrales térmicas de gas y diésel, junto con las centrales hidráulicas de embalse, son las que tienen mayores niveles de suficiencia, debido a que estas tecnologías ofrecen un mayor control de su generación. También, debido a esta característica, son las tecnologías con los costos variables más altos. Por el contrario, respecto a las centrales de generación renovable, si bien presentan costos variables bajos, tienen un reducido aporte en el mercado de la suficiencia.

2.1.2.1. Metodología Vigente para el Cálculo de la Potencia de Suficiencia

La *suficiencia de potencia* es la capacidad de un sistema o subsistema para abastecer la demanda de punta, considerando para cada unidad de generación una oferta de potencia confiable sujeta a la incertidumbre de la disponibilidad del insumo principal y alternativo, la indisponibilidad forzada de las unidades y de las instalaciones que conectan la unidad a los sistemas de transmisión o distribución [18]. La *demanda de punta* es el promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, en función de los retiros efectivos de cada cliente en su punto de conexión al sistema de transmisión, para el año de cálculo [5]. Luego, se define la *potencia de suficiencia* como la potencia que una unidad de generación aporta a suficiencia del sistema o subsistema, la cuál debe ser remunerada [6].

Para calcular la potencia de suficiencia de cada unidad de generación, la normativa vigente establece que antes se debe determinar lo siguiente [17]:

1. *Potencia inicial*: a partir de la potencia que cada unidad puede aportar al sistema en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo principal de generación.

2. *Potencia de suficiencia preliminar*: a partir de un modelo probabilístico que considere para cada unidad su potencia inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos propios.
3. *Potencia de suficiencia definitiva*: a partir del producto entre la potencia de suficiencia preliminar y un factor único para todas las unidades, tal que la suma de todas las potencias de suficiencia definitiva sea igual a la demanda punta.

2.1.2.1.1. Potencia inicial

La *potencia inicial* del insumo principal corresponde a la potencia bruta que cada unidad puede aportar al sistema o subsistema en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo principal de generación. Para estos efectos, y dada la diversidad de fuentes de generación, se realiza un procedimiento de cálculo particular para las unidades de generación térmicas, hidráulicas, de autoproducción y de ERNC.

1. **Centrales térmicas** [5]: se determina la disponibilidad del insumo principal para cada uno de los últimos cinco años anteriores al año de cálculo a fin de reconocer la incertidumbre del suministro de combustible, en conformidad con la siguiente relación:

$$DIP_j = 1 - \frac{1}{HT} \sum_{i=1}^{HT} \left[(DLC_i + LC_i) \cdot \left(1 - \frac{Plim_i}{P_{m\acute{a}x}} \right) \right] \quad (2.13)$$

Donde:

- DIP_j : disponibilidad del insumo principal en el año de cálculo j .
- DLC_i : proporción de la hora i en que la unidad generadora estuvo en el estado operativo *desconectada con limitación de combustible*.
- LC_i : proporción de la hora i en que la unidad generadora estuvo en el estado operativo *limitación de combustible*.
- $Plim_i$ [MW]: potencia limitada de la unidad generadora en la hora i debido a restricciones en el suministro de combustible.
- $P_{m\acute{a}x}$ [MW]: potencia máxima de la unidad generadora.
- i : horas del año de cálculo.
- HT : número total de horas del año de cálculo, descontadas las horas en que la unidad estuvo en mantenimiento mayor.

Dada la versatilidad de algunas unidades térmicas, en el cálculo de la potencia inicial debe considerarse si la unidad generadora puede operar con insumo alternativo, por lo que se tienen dos casos:

- a) No dispone de insumo alternativo:

$$P_{ini} [MW] = P_{m\acute{a}x} \cdot DIP \quad (2.14)$$

- b) Dispone de insumo alternativo:

$$P_{ini} [MW] = P_{m\acute{a}x IP} \cdot DIP + P_{m\acute{a}x IA} \cdot (1 - DIP) \quad (2.15)$$

Donde:

- $P_{m\acute{a}x\ IP}$ [MW]: potencia máxima del insumo principal.
- $P_{m\acute{a}x\ IA}$ [MW]: potencia máxima del insumo alternativo.

2. **Centrales hidroeléctricas** [2]: ya que existen centrales de embalse y de pasada, se diferencia el análisis dependiendo de la capacidad de regulación de la unidad, en conformidad con los siguiente:

a) Sin capacidad de regulación:

$$P_{ini} [MW] = \text{mín} (P_{m\acute{a}x}, Q_{afl} \cdot \eta_{medio}) \quad (2.16)$$

Donde:

- Q_{afl} [m^3/seg]: caudal afluente promedio de los dos años hidrológicos con menor energía afluente al sistema.
- η_{medio} : rendimiento hidráulico.

b) Con capacidad de regulación: se debe conocer el tipo de regulación (diaria o superior, intradiaria, serie) y su energía de regulación:

1) Energía de regulación diaria o superior: corresponde a las unidades que pueden reservar el insumo por más de un día, por lo que su energía de regulación se determina en conformidad con la siguiente relación:

$$Ereg_i = \text{mín} \left(E_{m\acute{a}x\ i}; \sum_j \left(E_{inicial\ j} \cdot \frac{\eta_i}{\eta_j} \right) + E_{inicial\ i} + Q_{afl\ i} \cdot \eta_i \cdot 24 \cdot 365 \right) \quad (2.17)$$

Donde:

- $Ereg_i$ [MWh]: energía de regulación de la unidad generadora i .
 - $E_{m\acute{a}x\ i}$ [MWh]: energía máxima anual que puede ser generada por la unidad generadora i con capacidad de regulación diaria o superior.
 - $E_{inicial\ i}$ [MWh]: energía acumulada al 1 de abril, promedio de los últimos 20 años de la central i .
 - $E_{inicial\ j}$ [MWh]: energía acumulada al 1 de abril, promedio de los últimos 20 años de la central j . Se debe mencionar que por central j se hace referencia a aquellas que se encuentren aguas arriba de la central i .
 - η_i : rendimiento medio de la central i .
 - η_j : rendimiento medio de la central j .
- 2) Energía de regulación intradiaria y serie: corresponde a las unidades que pueden regular de forma horaria, dentro de un día, determinando su energía de regulación en conformidad con la Ecuación 2.18. La regulación intradiaria y serie se diferencian en el caudal afluente. La intradiaria considera caudales afluentes, regulados o no aguas arriba, por otras centrales, mientras que la serie considera solo los caudales afluentes que si son regulados aguas arriba.

$$Ereg_i = \text{mín} \left(E_{m\acute{a}x\ i}; \sum_j \left(E_{inicial\ j} \cdot \frac{\eta_i}{\eta_j} \right) + Q_{afl\ i} \cdot \eta_i \cdot 24 \cdot 365 \right) \quad (2.18)$$

Los términos en las Ecuaciones 2.17 y 2.18 son los mismos, a excepción de:

- $E_{máx_i}$ [MWh]: energía máxima anual que puede ser generada por la unidad generadora i con capacidad de regulación intradiaria o serie.

Una vez conocida la energía de regulación de todas las unidades con esta capacidad, se debe determinar la energía de regulación del conjunto de n unidades generadoras, la que viene dada por la siguiente relación:

$$E_{reg\ conjunto} [MWh] = \sum_i^n E_{reg_i} \quad (2.19)$$

La energía de regulación del conjunto se debe evaluar en la curva de duración anual de la demanda, para obtener la potencia inicial de regulación del conjunto. Esta variable se calcula según lo siguiente:

$$P_{ini\ conjunto} [MW] = P_{máx} - P_0 \quad (2.20)$$

Donde:

- $P_{máx}$ [MW]: potencia máxima de la curva de duración anual de la demanda del sistema.
- P_0 [MW]: potencia que delimita el área que contiene la energía de regulación.

La potencia inicial de regulación de la unidad generadora i se obtiene según la ecuación 2.21

$$P_{ini_i} [MW] = P_{ini\ conjunto} \cdot \frac{E_{reg_i}}{E_{reg\ conjunto}} \quad (2.21)$$

3. **Autoproductores** [2]: corresponde a clientes que producen parte o la totalidad de su energía. La potencia inicial del insumo principal se determina a partir de la diferencia entre la capacidad instalada de generación y su demanda máxima anual, con una penalización que considera los eventos en que retira energía. Lo anterior se refleja en la siguiente expresión:

$$P_{ini} [MW] = P_{exe} \cdot \left(1 - \frac{1}{HT} \sum_{i=1}^{HT} h_i \right) \quad (2.22)$$

Donde:

- P_{exe} : excedente de potencia que el autoprodutor puede inyectar a la red, después de abastecerse.
- h_i : hora i en que el autoprodutor realiza retiros del sistema durante el año de cálculo.
- HT : número total de horas del año de cálculo.

4. **Centrales ERNC** [18]: son las unidades de generación que, dada su naturaleza, tienen bajos niveles de control sobre sus aportes al sistema. Respecto al cálculo de su potencia inicial, existen diferencias por tecnología, según se muestra a continuación.

- a) Geotérmicas, biomasa, biogás y termosolares: se aplica el mismo procedimiento que a las centrales térmicas convencionales. Para las centrales termosolares, el insumo principal es el fluido almacenado en el proceso térmico.
- b) Minihidráulicas: se aplica el mismo procedimiento que a las centrales hidroeléctricas convencionales.
- c) Eólicas y solares: a partir de su generación se debe obtener un factor de planta anual para los últimos 5 años anteriores al año de cálculo y un factor de planta que represente el promedio simple para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema para el año de cálculo. El producto entre el mínimo factor de planta obtenido y la potencia máxima corresponde a la potencia inicial.

$$P_{ini} [MW] = P_{m\acute{a}x} \cdot m\acute{i}n (FP_5 \text{ años}, FP_{52} \text{ m\acute{a}ximas}) \quad (2.23)$$

2.1.2.1.2. Potencia de suficiencia preliminar

La *potencia de suficiencia preliminar* de una unidad generadora se determina a partir de:

- **Mínimo entre potencia equivalente e inicial** [18]: La *potencia equivalente* de una unidad generadora es el promedio anual ponderado de los estados deteriorados y estados disponibles definidos en [5]. El valor resultante debe ser comparado con la potencia inicial de la unidad, tomando el mínimo valor entre ambos, conforme a lo mostrado en la Ecuación 2.24.

$$P'_{ini_i} = MIN (P_{ini_i}; P_{equivalente_i}) \quad (2.24)$$

- **Reducción por consumos propios** [18]: Se define el *factor de consumos propios* (*FCP*) de una unidad de generación como aquel que da cuenta de la potencia requerida para el abastecimiento exclusivo de sus servicios auxiliares. La potencia P'_{ini_i} es reducida por aquel factor conforme a lo mostrado en la Ecuación 2.25.

$$P''_{ini_i} = P'_{ini_i} \cdot (1 - FCP) \quad (2.25)$$

- **Reducción por mantenimiento** [2]: Se define el *factor de mantenimiento mayor* (*FMM*) de una unidad de generación como aquel que representa el período de mantenimiento mayor anual y se obtiene en conformidad con la Ecuación 2.26.

$$FMM_i = 1 - \frac{HMM_i}{HT} \quad (2.26)$$

Donde:

- FMM_i : factor de mantenimiento de la unidad generadora i .
- HMM_i : horas totales de mantenimiento mayor de la unidad generadora i durante el año de cálculo.
- HT : número total de horas del año de cálculo.

En las centrales hidroeléctricas, las horas del año en estado de mantenimiento mayor deben compararse con el caudal en esos instantes. El objetivo es verificar si la central podría haber generado en el momento que efectuó el mantenimiento o bien aprovechó la oportunidad de realizarlo cuando no tenía caudal suficiente. Finalmente, la potencia P''_{ini_i} es reducida en por el factor descrito, en conformidad con la Ecuación 2.27.

$$P'''_{ini_i} = P''_{ini_i} \cdot (1 - FMM_i) \quad (2.27)$$

- **Reducción por índice de indisponibilidad forzada** [6]: el *índice de indisponibilidad forzada* (en adelante *IFOR*) es un modelo de dos estados, debido a que se calcula en base al tiempo en que la unidad generadora estuvo en operación y el tiempo en que estuvo indisponible durante todas las horas del año (para una ventana móvil de 5 años consecutivos), en conformidad con la Ecuación 2.28.

$$IFOR = \frac{T_{OFF}}{T_{OFF} + T_{ON}} \quad (2.28)$$

Donde:

- T_{OFF} : tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra indisponible. Corresponde a los estados operativos de *desconexión forzada* y *desconexión programada*. Además, considera el tiempo acumulado en los períodos de mantenimiento que exceden al definido en el programa de mantenimiento mayor vigente al comienzo de cada año.
- T_{ON} : tiempo medio acumulado en que la unidad generadora está en operación.

El período en que la unidad estuvo indisponible no debe contabilizarse como tiempo de falla o limitación técnica prolongada, debido a que en dichos lapsos su potencia se anula o disminuye respectivamente y la unidad se excluye temporalmente de las transferencias de potencia. La potencia P'''_{ini_i} es reducida por el IFOR conforme a lo mostrado en la Ecuación 2.29.

$$\bar{P}_{ini_i} = P'''_{ini_i} \cdot (1 - IFOR_i) \quad (2.29)$$

- **Modelo probabilidad de excedencia** [2]: Indica el valor esperado de potencia que una unidad generadora aporta a la suficiencia del sistema o subsistema para satisfacer la demanda de punta. Matemáticamente, corresponde a una función de probabilidad conjunta que considera lo siguiente:

- La probabilidad de que la i -ésima unidad generadora pueda producir un nivel de potencia máxima definido por su k -ésimo estado de producción:

$$Pb(P = p_k^i) \quad (2.30)$$

- La probabilidad de que la potencia máxima del sistema o subsistema, excluida la i -ésima unidad generadora, exceda un valor dado por la resta entre la demanda de punta del sistema o subsistema y el aporte realizado por la i -ésima unidad generadora en su k -ésimo estado de producción:

$$Pb(P_{máx sistema} > D_{punta} - p_k^i) \quad (2.31)$$

- La probabilidad de que la oferta de potencia del sistema exceda la demanda de punta:

$$Pb(P_{m\acute{a}x\ sistema} > D_{punta}) = 1 - Pb(P_{m\acute{a}x\ sistema} \leq D_{punta}) = 1 - LOLPdm \quad (2.32)$$

Los estados de producci3n de las unidades generadoras que se consideran actualmente son los siguientes:

1. Que la unidad generadora est3 operativa, con p_k^i igual a la potencia inicial y probabilidad $1-IFOR$.
2. Que la unidad generadora no est3 operativa, con p_k^i igual a potencia cero y probabilidad $IFOR$.

Lo anterior se resume a la siguiente expresi3n:

$$PSP_i = \frac{1}{1 - LOLPdm} \cdot \bar{P}_{ini_i} \cdot Pb(P_{m\acute{a}x\ sistema} > D_{punta} - P_{ini_i}) \quad (2.33)$$

Donde

- PSP_i [MW]: potencia de suficiencia preliminar de la unidad generadora i .
- \bar{P}_{ini_i} [MW]: potencia inicial de la unidad generadora i , resultante de su comparaci3n su potencia equivalente y reducciones de sus consumos propios, factor de mantenimiento mayor e IFOR.
- $P_{m\acute{a}x\ sistema}$ [MW]: potencia m\acute{a}xima del sistema o subsistema, excluida la unidad generadora i .
- $LOLPdm$: probabilidad de p3rdida de carga para la demanda de punta del sistema o subsistema.

2.1.2.1.3. Potencia de suficiencia definitiva

La *potencia de suficiencia definitiva* de una unidad generadora corresponder\ a la potencia de suficiencia preliminar escalada por un factor \nico para todas las unidades, tal que la suma de la potencia de suficiencia de todas las unidades del sistema el3ctrico sea igual a la demanda de punta [18].

$$PSD_i = PSP_i \cdot \frac{Demanda\ de\ Punta}{\sum_1^n PSP_j} \quad (2.34)$$

El Coordinador deber\ verificar que cada potencia de suficiencia resultante pueda ser inyectada en el sistema de transmisi3n. Si esto no fuese posible, la potencia debe ser reducida con tal de evitar la saturaci3n de la red, aumentando proporcionalmente la potencia de suficiencia definitiva en las unidades restantes que participan del c\culo [17].

2.1.3. Precio Nudo de Corto Plazo

La Comisión Nacional de Energía (en adelante la *CNE*) determina el *precio nudo de corto plazo* semestralmente y comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación, mediante un decreto publicado en el Diario Oficial en los meses de febrero y agosto de cada año, para entrar en vigencia a contar del 1 de abril y 1 de octubre, según la fijación tarifaria respectiva [19].

La política de costos reales y la ausencia de economías de escala en el mercado de la generación, permiten fijar como precio el costo marginal de suministro, constituido por dos componentes [20]:

1. **Precio básico de la energía:** promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema, operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento. También se conoce como *precio nudo de corto plazo de la energía*.
2. **Precio básico de la potencia:** costo marginal anual de incrementar la capacidad del subsistema o subsistema, considerando las unidades de generación más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de teórico. Igualmente se denomina *precio nudo de corto plazo de la potencia*.

2.1.3.1. Precio nudo de corto plazo de la energía

El *precio nudo de corto plazo de la energía* (en adelante *PNCPE*) [2] representa los costos marginales del sistema, cuyo cálculo considera todos los posibles escenarios de despacho de carga. Dado que en Chile el sistema eléctrico tiene componentes hidrológicas y térmicas, existen tantos escenarios de despacho como hidrologías por bloques de demanda. La resolución del problema de optimización por medio del cual se determina el despacho óptimo de carga debe considerar las siguientes variables para un correcta resolución:

- Previsión de la demanda para los años a analizar.
- Plan de obras con respecto a la generación y transmisión.
- Hidrologías y niveles de embalse.
- Costos variables de las centrales.
- Costos de falla según nivel de profundidad.
- Tasa de descuento según LGSE.
- Topología actual del sistema eléctrico.

Los modelos de despacho económico toman esta información como datos de entrada y mediante simulaciones de flujos económicos de carga determinan, para cada escenario de interés, los parámetros de análisis propios de un sistema eléctrico, como por ejemplo, los flujos por las líneas, costos marginales por barra, nivel de generación por central, ingresos tarifarios, entre otros.

Una vez obtenido el resultado de cada escenario, la CNE calcula el PNCPE conforme a la Ecuación 2.35, cuyo valor corresponde a la ponderación en valor presente de los costos marginales esperados del sistema en los próximos 48 meses [19]. Este periodo de tiempo acotado permite disminuir el nivel de riesgo en el corto plazo.

$$PNCPE_{Energía (Ref)} = \frac{\sum_{i=1}^{48} \frac{CMg_{ref}^i \cdot E_{ref}^i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^{48} \frac{E_{ref}^i}{(1+r)^i}} \quad (2.35)$$

Donde:

- $PNCPE_{Energía (Ref)}$ [USD/MWh]: precio nudo de corto plazo de la energía, en la subestación referida.
- CMg_{ref}^i [USD/MW]: costo marginal mensual en el mes i en la subestación en la cual se determina el precio de referencia.
- E_{ref}^i [MWh]: energía mensual en el mes i en la subestación en la cual se determina el precio de referencia.
- i : meses por medio de los cuales se determina la operación económica del sistema, 48 meses.
- t : tasa de actualización.

La Ecuación 2.35 pondera los costos marginales de una barra de referencia por la energía respectiva que se comercializa en esta barra, para luego utilizar una tasa de descuento que actualiza el valor respectivo de los costos marginales del sistema. En síntesis, esta fórmula considera todos los posibles escenarios de operación, ponderando y actualizando los costos marginales en cada uno de ellos [2].

2.1.3.2. Precio nudo de corto plazo de la potencia

El *precio nudo de corto plazo de la potencia* (en adelante *PNCPP*) representa el costo marginal incremental de abastecer el sistema en horario de punta, con las unidades de generación más económicas [2].

El cálculo del PNCPP debe considerar el *margen de reserva teórico* (en adelante *MRT*), definido como el mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada. El MRT se fija en función de los valores que adopte el *margen de potencia* (en adelante *MP*), que corresponde al cociente entre la suma de las potencias iniciales de las unidades generadoras y la demanda de punta de cada sistema o subsistema [18]. Las expresiones matemáticas de MRT y MP están dadas por las Ecuaciones 2.36 y 2.37

$$MRT = \begin{cases} 15 \% - \left[\frac{MP-1}{0.05} \right] & \text{si } MP \leq 1.25 \\ 10 \% & \text{si } MP > 1.25 \end{cases} \quad (2.36)$$

$$MP = \frac{\sum_{i=1}^N P_{ini_i}}{D_{punta}} \quad (2.37)$$

El PNCPP equivale al costo unitario mensual asociado a la unidad de generación que abastece la demanda de punta. La expresión para su cuantificación se muestra en la Ecuación 2.38. Notar que su cálculo considera los costos de las tres componentes relevantes en un proyecto de generación eléctrica, las cuales corresponden a la central generadora, subestación eléctrica y línea de transmisión [21].

$$PNCP_{pot} = ((C_{TG} \cdot FRC_{TG} + C_{SE} \cdot FRC_{SE} + C_{LT} \cdot FRC_{LT}) \cdot CF + C_{OP}) (1 + MRT) \cdot FP \quad (2.38)$$

Donde:

- $PNCP_{pot}$ [USD/MW]: precio nudo de corto plazo de la potencia.
- C_{TG} [USD/MW]: costo unitario de la unidad generadora que da cuenta de las necesidades de cubrir la demanda en horas de punta.
- FRC_{TG} [p.u.]: factor de recuperación de capital de la inversión de la unidad generadora, determinado con tasa de descuento del 10 % (artículo n°165 de la LGSE).
- C_{SE} [USD/MW]: costo unitario de la subestación eléctrica necesaria para la unidad generadora.
- FRC_{SE} [p.u.]: factor de recuperación de capital de la inversión de la subestación eléctrica, determinado con tasa de descuento del 10 % (artículo n°165 de la LGSE).
- C_{LT} [USD/MW]: costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación de este proyecto con la subestación troncal.
- FRC_{LT} [p.u.]: factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, determinado con tasa de descuento del 10 % (artículo n°165 de la LGSE).
- CF [p.u.]: costo financiero.
- C_{OP} [USD/MW]: costo fijo de operación y mantenimiento para la unidad de generación necesaria.
- MRT [p.u.]: incremento por margen de reserva teórico.
- FP [p.u.]: factor de pérdidas.

En la práctica, para determinar el PNCPP en cada subsistema del SEN, se utiliza una unidad de referencia diésel de 70 MW [22]. En otras palabras, el PNCPP es un valor asociado a la inversión de una nueva unidad de generación diésel de 70 MW, necesaria para abastecer la demanda en horas punta.

2.2. Confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia

En esta sección se estudia el concepto de confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia. Para esto, se describen distintas métricas de confiabilidad, deterministas y probabilísticas, y cómo a partir de estas últimas se formulan los créditos de capacidad que permiten cuantificar la suficiencia de las centrales de generación variable. Finalmente, se hace una revisión de la experiencia internacional respecto a esta temática, y como fue abordada en Chile en la mesa de trabajo del reglamento de potencia, impulsada por el Ministerio de Energía entre 2020 y 2021.

2.2.1. Métricas de confiabilidad

En lo que concierne a la suficiencia de los sistemas eléctricos, en la normativa nacional e internacional se identifican tres conceptos claves: confiabilidad, seguridad y suficiencia. La confiabilidad se refiere al conjunto de medidas consideradas para que la operación de un sistema eléctrico cumpla estándares aceptables en todas sus dimensiones, por lo tanto, comprende los conceptos de seguridad y suficiencia. La seguridad describe la capacidad de la red para manejar el riesgo causado por contingencias en el corto plazo, mientras que la suficiencia se entiende como la capacidad para abastecer la demanda en el largo plazo [10]. A continuación, se entrega una revisión de las principales métricas de suficiencia descritas en la literatura, las que se dividen en *deterministas* si estas cuantifican la media de la continuidad de suministro, y también en *probabilísticas* si consideran la aleatoriedad de la operación.

2.2.1.1. Métricas deterministas

Las métricas de suficiencia deterministas son aquellas que dan cuenta del comportamiento medio de la continuidad del suministro y no consideran la aleatoriedad de la operación de los sistemas eléctricos. Se caracterizan por ser métricas intuitivas y simples en su cálculo. Entre las más importantes destacan el *margen de reserva* y el *margen de capacidad*.

2.2.1.1.1. Margen de reserva

El margen de reserva es una métrica de suficiencia determinista que se define como la razón porcentual entre la capacidad instalada disponible de un sistema eléctrico respecto a su demanda máxima [10]. Matemáticamente se define como:

$$\text{Margen de Reserva (\%)} = \frac{\text{Capacidad Disponible} - \text{Demanda Máxima}}{\text{Capacidad Disponible}} \cdot 100 \quad (2.39)$$

Este valor se determina bajo condiciones de contingencia o limitantes, como por ejemplo, la salida intempestiva de la unidad de generación más grande, mantenimiento de las unidades, estocasticidad de la generación renovable, entre otras, tal como se ilustra en la Figura 2.1. Esta métrica no considera restricciones asociadas a la transmisión ni interconexión entre áreas, por lo tanto, aún cuando exista suficiente reserva en la red, algunas zonas podrían presentar un déficit de generación, escenario que compromete la confiabilidad del sistema.

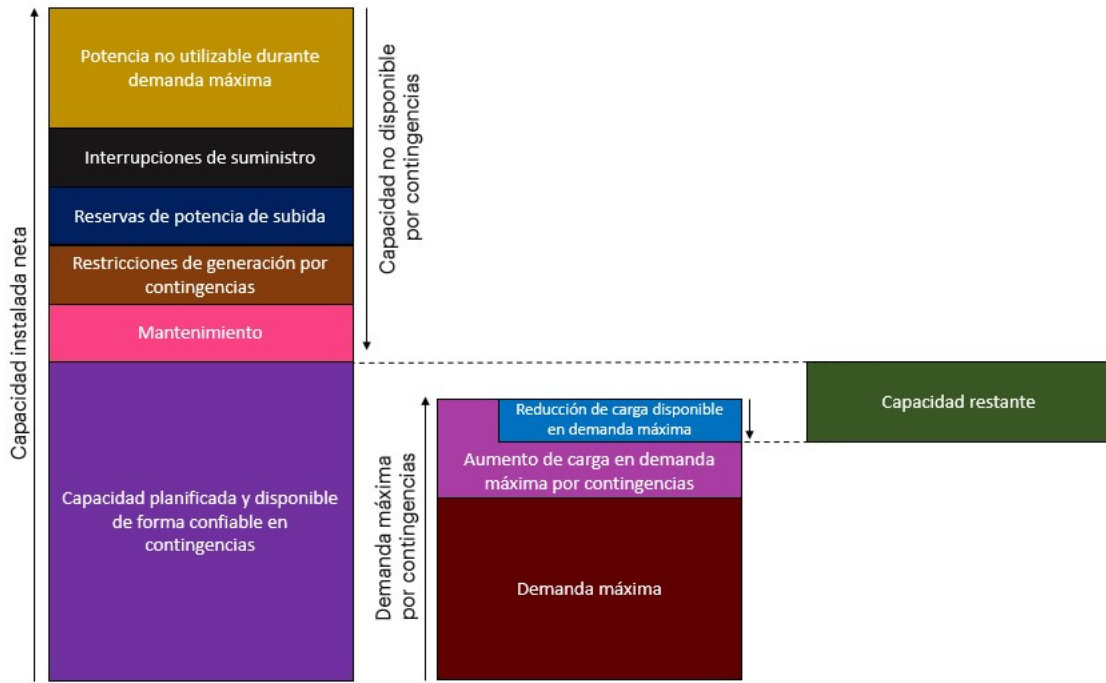


Figura 2.1: Representación gráfica del margen de reserva.

2.2.1.1.2. Margen de capacidad

El margen de capacidad es una métrica de suficiencia determinista que indica el promedio de exceso (o escasez) de generación disponible respecto de la demanda punta del sistema, en términos porcentuales. A diferencia del margen de reserva, esta métrica pondera el aporte de capacidad instalada en horario punta por un factor de disponibilidad promedio en cada unidad de generación. La Figura 2.2 da cuenta de la relación entre el margen de capacidad derrateado y la probabilidad de pérdida de carga (ver subsección 2.2.1.2.1.). La curva representa la variabilidad del margen de capacidad en un intervalo (por ejemplo, un año), mientras que el margen de capacidad derrateado es el promedio, el cual considera la existencia de escenarios con margen de capacidad negativo [23].

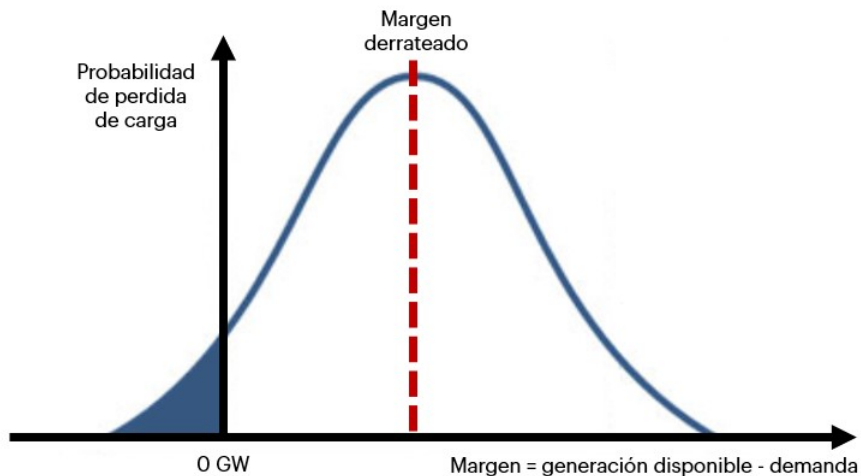


Figura 2.2: Representación gráfica del margen de capacidad.

2.2.1.2. Métricas probabilísticas

Las métricas de suficiencia probabilísticas son aquellas que consideran la aleatoriedad inherente de la operación en sistemas eléctricos, vinculado a fallas, variaciones de generación y demanda, entre otros. El uso de estas métricas es más frecuente ya que relativamente ofrecen mayor información. Entre las más importantes destacan el *LOLP*, *LOLE* y *EENS*.

2.2.1.2.1. LOLP

La probabilidad de pérdida de carga LOLP (*Loss Of Load Probability*, por su acrónimo en inglés) es una métrica de suficiencia que indica la probabilidad de que la generación en un sistema eléctrico sea menor a su demanda en un intervalo (por ejemplo, 1 hora), debido a indisponibilidades en la generación [10]. Matemáticamente se define como:

$$LOLP_t = Prob(G_t < L_t) \quad (2.40)$$

Donde:

- G_t : generación total disponible en t .
- L_t : demanda total en t .

El cálculo del LOLP solicita conocer información estadística de la red. Por ejemplo, para determinar la indisponibilidad de las unidades de generación se utiliza su IFOR. También se debe considerar la disponibilidad de los insumos energéticos variables (eólico, solar, entre otros) y perfiles de demanda futuros. Para esto se emplean *simulaciones de Monte Carlo*, es decir, se modela una infinidad de escenarios posibles, considerando una combinatoria de indisponibilidades y/o fallas de unidades de generación, hidrologías, perfiles temporales de demanda, disponibilidad de recursos renovables, etc [11].

De acuerdo con su definición, LOLP mide la probabilidad que en cierto intervalo ocurra una falla, pero no entrega información acerca de su duración, profundidad o costo asociado. Aún así, a partir del LOLP es posible definir otras métricas que sí proporcionan tal información.

2.2.1.2.2. LOLE

La pérdida de carga esperada LOLE (*Loss Of Load Expectation*, por su acrónimo en inglés), es una métrica de suficiencia probabilística que muestra el tiempo esperado de pérdida de carga que un sistema eléctrico presenta para un intervalo (por ejemplo, semanal, mensual o anual) [11]. Matemáticamente se define a partir del LOLP como:

$$LOLE [h] = \sum_{t \leq T} \Delta t \cdot LOLP_t \quad (2.41)$$
$$LOLE [p.u.] = \sum_{t \leq T} \frac{\Delta t}{T} \cdot LOLP_t$$

2.2.1.2.3. EENS

La energía esperada no suministrada EENS (*Expected Energy Not Supplied*, por su acrónimo en inglés) es una métrica de suficiencia probabilística de la energía estimada que el total de las unidades de generación no será capaz de inyectar en el sistema eléctrico. La EENS se calcula a partir del LOLP y la *potencia no suministrada* PNS (*Power Not Supplied*, por su acrónimo en inglés) en una ventana de tiempo (por ejemplo, semanal, mensual o anual) [11]. Matemáticamente se define como:

$$EENS = \sum_{t \leq T} \Delta t \cdot LOLP_t \cdot PNS_t \quad (2.42)$$

La EENS permite cuantificar y valorar la *profundidad de falla*. Este concepto está asociado al déficit de suministro, cuyos niveles y penalización económica son determinados administrativamente [24].

En la Figura 2.3 se ilustra la generación disponible y la demanda de un sistema en una semana. Notar que hay dos intervalos en los que la generación no abastece la demanda, por lo tanto, cada una posee su propia PNS_t . Con esta información, es posible definir la *energía no suministrada* ENS (*Energy Not Supplied*, por su acrónimo en inglés) [10], que matemáticamente se define como:

$$ENS = \sum_{t \leq T} \Delta t \cdot PNS_t \quad (2.43)$$

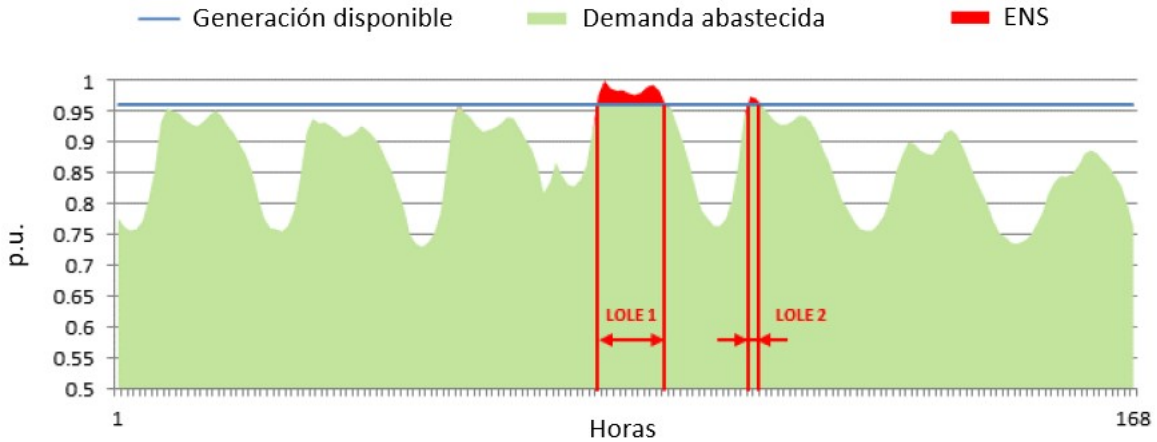


Figura 2.3: Representación de la ENS durante un intervalo semanal [10].

2.2.1.3. Análisis comparativo entre métricas

Las métricas descritas previamente permiten cuantificar la suficiencia de un sistema eléctrico. De acuerdo con la Tabla 2.1, la EENS permite cuantificar la profundidad de una falla y realizar un análisis de costo-beneficio. Por otro lado, LOLP y LOLE son métricas más sencillas y permiten hacer comparaciones en relación con la seguridad de suministro [10].

Tabla 2.1: Ventajas y desventajas de las métricas de suficiencia.

Métrica	Ventaja	Desventaja
Margen de reserva	Cálculo y definición simple. No requiere simulación	No considera las condiciones operativas del sistema. No es apropiado si la generación variable de la red es significativa. La capacidad instalada no debe variar mayormente año tras año
Margen de capacidad		
LOLP	Definición simple. Posibilidad de comparar sistemas de diferentes tamaños.	La profundidad y duración de falla no son cuantificadas.
LOLE		La profundidad de falla no es cuantificada. Depender de las decisiones tomadas por el operador.
EENS	Permite valorizar económicamente las fallas.	No sirve para comparar directamente sistemas de diferente tamaño. Se corrige normalizando la EENS por la energía total demandada.

2.2.1.4. Ejemplo: cálculo de la EENS

En esta subsección se presenta un ejemplo del cálculo de la EENS. Sea una red uninodal conformada por tres unidades de generación de tecnologías diésel, eólica y solar, las que despachan a plena carga y deben abastecer una demanda de 120 [MW] en una sola ventana de tiempo. El objetivo es determinar la EENS. En la Tabla 2.2 se muestran los parámetros de interés de cada unidad.

Tabla 2.2: Parámetros de las unidades de generación del caso ejemplo.

Unidad	Capacidad [MW]	IFOR [%]
Diésel	120	18,8
Eólica	30	0,2
Solar	50	0,6

Las unidades de generación tienen dos estados, apagado y encendido. La probabilidad de que una unidad esté apagada es igual a su IFOR, mientras que la probabilidad de que esté encendida es su complemento, es decir 1-IFOR. Luego, ya que son tres unidades con dos estados posibles, hay un total de ocho escenarios de operación. A continuación, la probabilidad de ocurrencia de un escenario es igual al producto entre las probabilidades de los estados que cada unidad tenga en dicho escenario. Esta metodología fue aplicada y los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 2.3. Las probabilidades presentadas para cada escenario de operación son iguales a sus respectivos LOLP, con excepción del primero.

Tabla 2.3: Probabilidad de los escenarios de operación del caso ejemplo, dependientes del estado e IFOR de las unidades de generación.

Escenario	Estado de las unidades Encendido: 1 Apagado: 0			Probabilidad de los estados [%]			Probabilidad de cada escenario [%]
	Diésel	Eólico	Solar	Diésel	Eólico	Solar	
1	1	1	1	81.2	99.8	99.4	80.5514
2	1	1	0	81.2	99.8	0.6	0.4862
3	1	0	1	81.2	0.2	99.4	0.1614
4	1	0	0	81.2	0.2	0.6	0.0010
5	0	1	1	18.8	99.8	99.4	18.6498
6	0	1	0	18.8	99.8	0.6	0.1126
7	0	0	1	18.8	0.2	99.4	0.0374
8	0	0	0	18.8	0.2	0.6	0.0002

Si las unidades inyectan potencia a plena carga, el despacho total en cada escenario de operación se calcula mediante la sumatoria de la capacidad instalada de las unidades encendidas. A continuación, la PNS en cada escenario es igual a la diferencia entre la demanda y el despacho total. En caso de que dicho valor resulte negativo, es decir, que la generación es mayor a la demanda, entonces la PNS es igual a cero. Esta metodología fue aplicada y los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4: Despacho de los escenarios de operación del caso ejemplo, dependientes del estado y capacidad instalada de las unidades de generación.

Escenario	Estado de las unidades Encendido: 1 Apagado: 0			Despacho [MW]				PNS [MW]
	Diésel	Eólico	Solar	Diésel	Eólico	Solar	Total	
1	1	1	1	120	30	50	200	0
2	1	1	0	120	30	0	150	0
3	1	0	1	120	0	50	170	0
4	1	0	0	120	0	0	120	0
5	0	1	1	0	30	50	80	40
6	0	1	0	0	30	0	30	90
7	0	0	1	0	0	50	50	70
8	0	0	0	0	0	0	0	120

En conformidad con la información en las Tablas 2.3 y 2.4, junto con la aplicación de la fórmula 2.42, se determina que la EENS del caso ejemplo es 7,58 [MWh].

2.2.2. Créditos de capacidad

Los créditos de capacidad son metodologías probabilísticas para determinar el aporte a la suficiencia de las distintas centrales de un sistema eléctrico. Estas se caracterizan por ser tecnológicamente neutras, lo cual favorece un tratamiento equitativo para todos los participantes del parque generador. En el siguiente capítulo se estudiarán las metodologías *ELCC* y *ECP* [10]. Se destaca que ambas están basadas en simulaciones de Monte Carlo.

2.2.2.1. ELCC

El ELCC (*Effective Load Carrying Capability*, por su acrónimo en inglés) es una metodología probabilística para determinar el aporte a la suficiencia que realiza una central. El procedimiento busca establecer cuánta demanda extra se puede agregar al sistema, manteniendo el nivel de confiabilidad previo a la entrada en operación de la unidad generadora en estudio. El método se ilustra en la Figura 2.4.

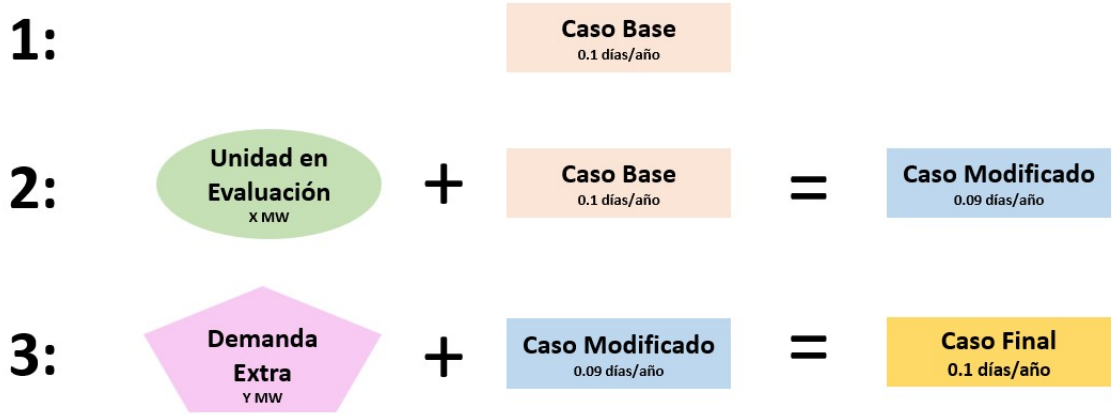


Figura 2.4: Metodología ELCC.

El cálculo del ELCC exige la selección de una métrica de confiabilidad, por ejemplo LOLE. De acuerdo a la Figura 2.4, el primer paso para computar el ELCC es determinar el LOLE del caso base, es decir, del sistema pero excluyendo la unidad generadora de interés:

$$LOLE^0 = \sum_{t \leq T} LOLP_t = \sum_{t \leq T} Prob(G_t < L_t) \quad (2.44)$$

El segundo paso es ingresar la unidad en evaluación al sistema. Al aumentar la capacidad instalada, la probabilidad de pérdida de carga disminuye, de modo que, a demanda constante, el LOLE del sistema es menor.

El tercer paso es determinar la demanda extra \bar{L} tal que el LOLE sea igual al del caso base, considerando la inyección G_t^g de la unidad en estudio g en el tiempo t . Se tendrá que la demanda adicional \bar{L} es igual al ELCC de dicha central.

$$LOLE^L = \sum_{t \leq T} Prob(G_t + G_t^g < L_t + \bar{L}) \quad (2.45)$$

Finalmente, se debe cumplir la siguiente igualdad:

$$LOLE^0 = LOLE^L \quad (2.46)$$

Existen variantes para el cálculo del ELCC:

- *Average ELCC*: consiste en determinar el aporte a la suficiencia por tecnología. Luego, para desagregar el aporte de cada conjunto, se usa una metodología determinista definida por el operador del sistema, por ejemplo, prorratas según capacidad instalada, factor de planta, etc.
- *Marginal ELCC*: a diferencia del Average ELCC, se mide el aporte a la suficiencia mediante ELCC de cada unidad individualmente.
- *Legacy ELCC*: es un paso intermedio entre Average ELCC y Marginal ELCC. Se computa el ELCC dividiendo el parque generador en zonas o clusters, para luego desagregar la asignación por un método determinista.

2.2.2.2. ECP

El ECP (*Equivalent Conventional Power*, por su acrónimo en inglés) es una metodología probabilística para determinar el aporte a la suficiencia que realiza una central. El procedimiento busca establecer la equivalencia entre una unidad generadora convencional de referencia y otra en evaluación, sujeto a que la primera tiene una tasa esperada de falla mayor a cero. El método se ilustra en la Figura 2.5.

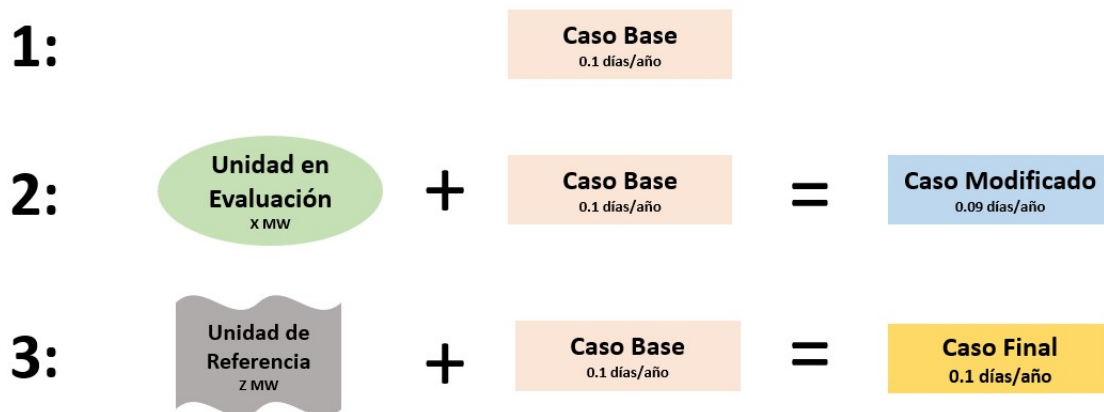


Figura 2.5: Metodología ECP.

El cálculo del ECP exige la selección de una métrica de confiabilidad, por ejemplo LOLE. De acuerdo con la Figura 2.5, el primer paso para computar el ECP es idéntico al ELCC. El segundo paso es ingresar la unidad en evaluación g al sistema. Al aumentar la capacidad instalada, se espera que la probabilidad de pérdida sea menor, por lo tanto, también el LOLE:

$$LOLE^g = \sum_{t \leq T} Prob(G_t + G_t^g < L_t) \quad (2.47)$$

El tercer paso es dimensionar la generación convencional de referencia B_t , que reemplace la unidad g tal que el LOLE del sistema no varié. Se tendrá que la potencia B_t es el aporte a la suficiencia de la central en evaluación.

$$LOLE^B = \sum_{t \leq T} Prob(G_t + B_t^g < L_t) \quad (2.48)$$

Finalmente, se debe cumplir la siguiente igualdad:

$$LOLE^g = LOLE^B \quad (2.49)$$

En la literatura se menciona una variante del ECP, denominada *Equivalent Firm Capacity* (EFC), en la cuál la unidad de referencia es perfectamente confiable, es decir, tiene una tasa esperada de falla igual a cero. Por otro lado, al igual que el método ELCC, el cálculo ECP puede ejecutarse mediante las clusterizaciones Average, Marginal y Legacy.

2.2.2.3. Debate ELCC vs ECP

La elección de una metodología para el cálculo de créditos de capacidad es materia de discusión. Tanto ELCC como ECP tienen ventajas y desventajas que deben ser evaluadas previo a su implementación, ya que el peso de cada una está sujeto al contexto de la red. Las características más relevantes las metodologías ELCC y ECP son las siguientes [10]:

- Al ser metodologías probabilísticas, son más efectivas que los métodos deterministas para cuantificar el aporte a la suficiencia por tecnologías.
- Sus diseños consideran las variabilidades y los riesgos de los insumos principales de las unidades generadoras, ya sean renovables o convencionales.
- No requieren la determinación de horas de punta ni horas fuera de punta.
- Los resultados de ambas metodologías pueden diferir en las asignaciones de potencia para una misma central, por ende, se debe estudiar adecuadamente la selección.
- Ambos exigen información detallada del sistema tales como el IFOR, perfiles de generación y demanda estacionales. En particular, para las centrales de generación variable se necesitan datos históricos.
- Los sistemas de almacenamiento exigen considerar acoples temporales dentro del problema de operación.
- En sistemas con sobreinstalación, y dada la definición de ELCC y ECP, el aporte a la suficiencia de las unidades llevan a dicha condición es menor.
- El cálculo directo de ambas metodologías tiene un costo computacional elevado. Sin embargo, existen métodos aproximados para ELCC.
- ELCC no requiere definir una unidad de referencia. Esto es una ventaja debido a la dificultad de determinar una en un sistema altamente descarbonizado.
- ELCC presenta mayor consenso en instituciones tales como NERC, IEEE, NREL.

2.2.2.4. Etapas críticas del cálculo

El cálculo de créditos de capacidad mediante las metodologías probabilísticas presentadas, poseen etapas críticas que son importantes mencionar, ya que tienen incidencia sobre el resultado final. A continuación se presenta el listado de dichas etapas [10]:

1. Selección de la métrica de confiabilidad (LOLP, LOLE, LOLH, EENS).
2. Definición del objetivo de suficiencia.
3. Selección de la metodología de créditos de capacidad (ELCC/ECP).
4. Selección de unidad de referencia (si usamos ECP).
5. Selección del método de cluster (Average/Marginal/Legacy).
6. Incorporación de detalles de la modelación del sistema (subsistemas, hidrológicas, etc).
7. Selección del conjunto de datos (ejemplo: últimos 5 años).
8. Implementación de simplificaciones y supuestos para aliviar carga computacional.

2.2.3. Revisión de la experiencia internacional

En esta sección se describen los mercados eléctricos de suficiencia de Irlanda e Irlanda del Norte, Francia, MISO y PJM de Estados Unidos. El interés en estos mercados se debe a que los pagos por potencia se calculan mediante las metodologías ELCC O ECP. Finalmente, mediante una tabla resumen, se comparan las principales características de estos mercados internacionales con el chileno.

2.2.3.1. Irlanda e Irlanda del Norte - SEM

SEM (*Single Electricity Market*, por su acrónimo en inglés) es el mercado de energía eléctrica de Irlanda e Irlanda del Norte, cuya capacidad y composición tecnológica de su parque generador se presenta en la figura 2.6.

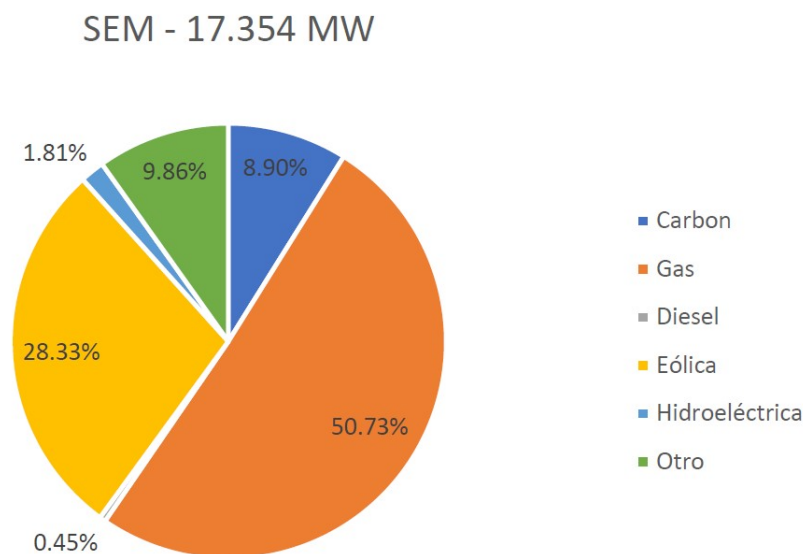


Figura 2.6: Capacidad instalada del sistema eléctrico de Irlanda e Irlanda del Norte [10].

En la última década, el SEM ha experimentado un aumento de su generación renovable, al punto que las centrales eólicas que constituyen cerca del 30 %, siendo sólo superada por la generación a gas, próxima al 50 % [10]. En respuesta a esta tendencia, en 2018 se establecen los lineamientos del actual mercado de potencia de ambos países. Las empresas de generación reciben un pago por capacidad, en función de su disponibilidad, cuyo valor es definido administrativamente. El monto total a repartir responde a la expresión PxC [11].

Sea P la capacidad instalada del sistema que permite abastecer la demanda y alcanzar un objetivo de suficiencia de LOLE igual a 8 horas/año y 4.9 horas/año para Irlanda e Irlanda del Norte, respectivamente. El término C equivale al menor costo de inversión anualizado de una central que satisface la demanda de punta, para la cuál se utiliza una turbina a gas [11].

Finalmente, la metodología para determinar el aporte a la suficiencia de la generación eólica se denomina *Wind Capacity Credit (WCC)*. Luego, la métrica de suficiencia utilizada para calcular el WCC es el Average ECP, aplicable para todas las horas del año [10].

2.2.3.2. Francia – RTE

RTE (*Réseau de Transport de L'Electricité*, por su acrónimo en francés) es el operador del sistema eléctrico francés, cuya capacidad y composición tecnológica de su parque generador se presenta en la figura 2.7.

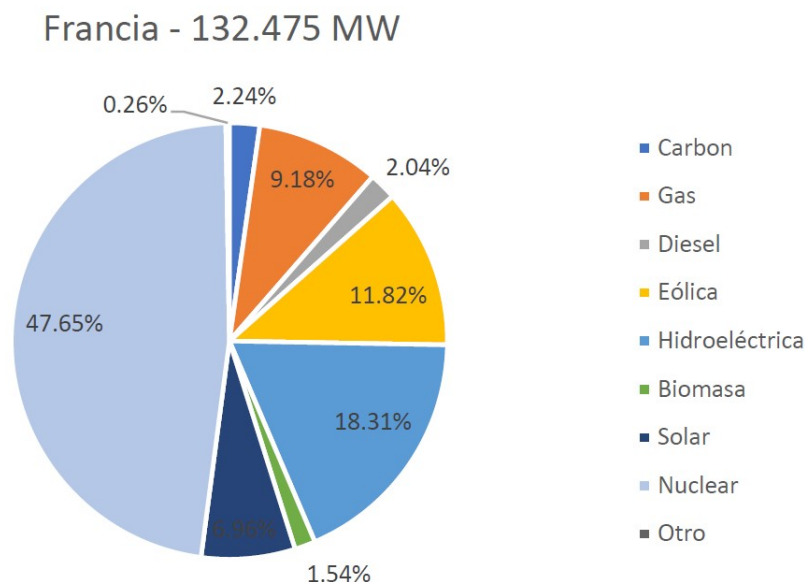


Figura 2.7: Capacidad instalada del sistema eléctrico francés [10].

En los últimos años, el sistema ha enfrentado un aumento significativo de la demanda eléctrica, la que además, se caracteriza por ser termosensible. De acuerdo con estudios realizados por el RTE en 2010, se concluyó que la demanda máxima invernal iría en aumento, comprometiendo así la seguridad del suministro [10].

Bajo este contexto, el mercado de capacidad francés tiene como objetivo reducir la probabilidad de pérdida de carga en las horas de demanda máxima del sistema, particularmente en invierno. La dinámica entre agentes consiste en que a cada generador se le asignan certificados de capacidad de acuerdo con su disponibilidad en las horas de demanda máxima. A su vez, los suministradores de los clientes finales tienen la obligación de adquirirlos de acuerdo con su demanda, valorizados al precio de la casación entre la oferta y la demanda. La cantidad máxima de certificados se define según el objetivo de suficiencia del sistema, un LOLE igual 3 horas/año [11].

La potencia de suficiencia de las unidades de generación se determina según su tecnología. En las unidades convencionales depende de la potencia entregada en periodos de referencia, considerando restricciones técnicas operacionales. Por otro lado, en las centrales de recurso variable, se aplica una metodología similar al Legacy EFC, basada en datos históricos (5 años para energía eólica y solar, 10 años para hidroeléctrica de pasada) [10].

2.2.3.3. Estados Unidos – MISO

MISO (*Midcontinent Independent System Operator*, por su acrónimo en inglés) es el operador de uno de los mayores mercados eléctricos de Estados Unidos, el cuál abarca 15 estados además de la provincia canadiense de Manitoba. La capacidad y composición tecnológica de su parque generador se presenta en la figura 2.8.

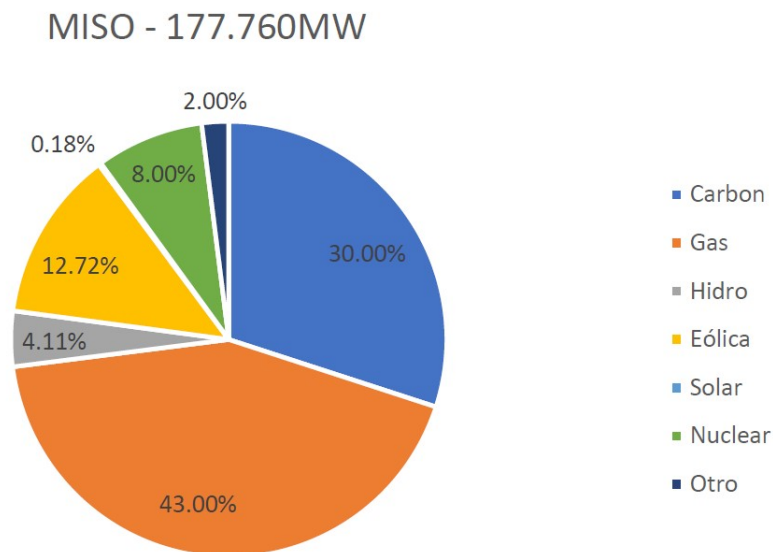


Figura 2.8: Capacidad instalada de MISO [10].

El sistema ha experimentado un aumento importante en energías renovables, destacando lo sucedido con la generación eólica, cuya capacidad instalada pasó de un 0,8 % con 900 [MW] en 2005, a un 16,7 % con más de 20 [GW] en 2019 [10].

Debido a esta tendencia, a partir de 2009, MISO ha implementado un mercado de capacidad cuyo objetivo de suficiencia es que el LOLE del sistema no sea superior a un día cada 10 años. Para garantizar el cumplimiento de este estándar, los suministradores son obligados a proveer una generación tal que abastezca su propia demanda, más un margen de reserva. Estos compromisos se pueden cubrir con generación propia, capacidad adquirida de otras empresas, mecanismos de gestión de la demanda, entre otras medidas [10].

Para medir el aporte a la suficiencia de centrales eólicas y solares se utiliza el average ELCC. Para cuantificar el aporte por central, se utiliza el factor planta promedio de las horas de punta de cada año, utilizando la información histórica desde 2005 hasta el año de evaluación [11].

2.2.3.4. Estados Unidos – PJM

PJM es otro de los operadores de sistema y de mercado más importantes de Estados Unidos, el cuál abarca 13 estados y el distrito de Columbia. La capacidad y composición tecnológica de su parque generador se presenta en la figura 2.9. Notar que, a diferencia de los sistemas ya mencionados, en los que destaca un aumento significativo de generación renovable en la última década, en PJM estas tecnologías no superan el 6 %.

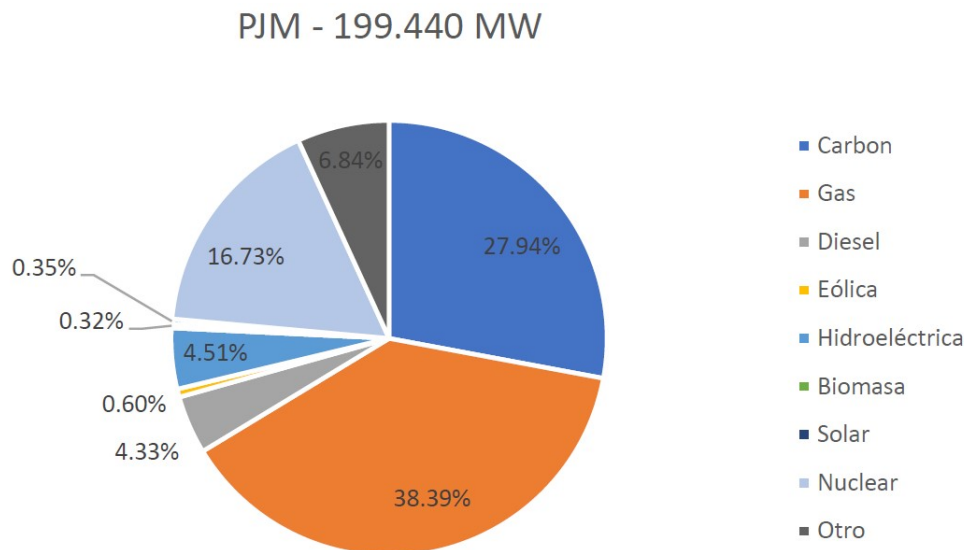


Figura 2.9: Capacidad instalada de PJM [10].

Al igual que el MISO, en el mercado de capacidad del PJM, los suministradores son obligados a proveer una generación tal que abastezca su propia demanda, más un margen de reserva, tal que se garantice un objetivo de suficiencia en que el LOLE del sistema no sea superior a un día cada 10 años [10].

La metodología vigente del PJM para el cálculo de la suficiencia es independiente de la composición tecnológica del parque generador, más aún, no fue diseñada para considerar ERNC ni ESS. Para las centrales eólicas y solares, se determina el promedio de los factores de planta durante el periodo de verano de los últimos tres años. Este resultado determina el porcentaje de capacidad que se considera como aporte a la suficiencia [11].

Reconociendo el problema de cuantificar la suficiencia del parque generador renovable, el cual va en aumento, en 2018 el impulsaron discusiones para implementar una nueva metodología de cálculo de potencia de suficiencia. Es así que el PJM tiene en evaluación la aplicación de ELCC para calcular adecuadamente el aporte a la suficiencia de todas las fuentes intermitentes de energía, incluyendo ESS [10].

2.2.3.5. Comparación entre mercados de potencia

En esta sección se resumen las principales características de los mercados internacionales de potencia revisados y se comparan con el chileno. Esta información se presenta en Tabla 2.5.

Tabla 2.5: Comparación entre mercados de potencia internacionales y el mercado chileno [10].

Ítem	Irlanda	Francia	MISO (EEUU)	PJM (EEUU)	Chile
Determinación del precio de potencia	Subastas de potencia, sujeto a optimización de portafolio	Mercado de potencia descentralizado	Mercado de potencia centralizado	Mercado de potencia centralizado	Administrativo, según central de referencia por subsistema y margen de reserva
Participantes	Empresas generadoras	Empresas generadoras y todos aquellos que puedan certificar gestión activa de demanda	Empresas generadoras	Empresas generadoras	Empresas generadoras
Razón entre capacidad instalada y demanda máxima	235 %	153 %	111 %	119 %	238 %
Objetivo de confiabilidad	LOLE = 8 h/año	LOLE = 3 h/año	LOLE = 2.4 h/año	LOLE = 2.4 h/año	Sin estándar
Horizonte de mercado	Dos subastas de cuatro años y una para el año en curso	Las subastas inician cuatro años antes del año en evaluación	Subastas para el año en curso	Una subasta residual y tres incrementales para el año en curso	Año devengado
Metodología de cálculo de confiabilidad	Average ECP	Legacy EFC	Average ELCC	ELCC (en estudio)	Determinación de potencia de suficiencia

2.2.4. Chile - Mesa de trabajo del reglamento de potencia

Si bien la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras entró en vigencia en 2016 [5], las bases de su redacción se encuentran en el Decreto Supremo N°62 de 2006 [6]. Desde entonces, el SEN ha experimentado una variedad de cambios, al punto que dichas regulaciones podrían no ser apropiadas para reconocer y remunerar la potencia.

Dado este contexto, el Ministerio de Energía y la CNE impulsaron la *Mesa de trabajo del reglamento de potencia*, instancia en la que participaron distintos actores del SEN, con el propósito de discutir, analizar y proponer las reformas más beneficiosas y apropiadas para el tratamiento de la potencia [9]. La mesa de trabajo identificó los siguientes desafíos a nivel operacional y normativo [25]:

- Las horas de demanda máxima no necesariamente corresponden a las instancias de mayor exigencia del SEN. También se debe considerar la intermitencia del recurso renovable como un potencial escenario para la pérdida de carga.
- La mayoría de las tecnologías de generación tienen su propia metodología para el reconocimiento de su potencia de suficiencia. En caso contrario, se asigna una ya existente.
- No existe un objetivo de suficiencia en la regulación.
- El cálculo para determinar el IFOR no reconoce adecuadamente la indisponibilidad en unidades con bajo nivel de despacho.

En la última sesión de la mesa, se presentó la estructura y contenidos del reglamento de potencia preliminar, cuyo contenido estaría sujeto a consulta pública. Los principales acuerdos en torno al reconocimiento de la potencia de suficiencia son los siguientes [26]:

- Se establece un horario de control de punta a partir de los periodos de mayor exigencia del sistema, empleando criterios probabilísticos de suficiencia.
- Se introduce una nueva metodología para el cálculo de la potencia inicial. Esta será igual al mínimo valor entre la potencia equivalente y la potencia ELCC promedio de los últimos cinco años, incluido el año de cálculo.
- Se introduce una nueva metodología para el cálculo de la potencia de suficiencia preliminar. Este término, cuyo cálculo se resume en la Ecuación 2.33, debe ser ponderado por un factor de eficiencia, definido a partir del costo variable promedio de cada unidad.
- Se debe fijar un objetivo de suficiencia para el sistema, a partir de una métrica que permita monitorear el estado del mismo.
- Se debe formular un IFOR de 4 estados.

Desde una perspectiva más amplia, el objetivo de la mesa de trabajo es modificar la normativa, para establecer metodologías, criterios y métricas que permitan definir un tamaño del mercado de potencia acorde a los requerimientos de suficiencia del sistema, entregando señales eficientes y sostenibles a la demanda y una asignación adecuada a la oferta que permita cumplir con dichos requerimientos.

2.3. Descomposición de Benders

En esta sección se presenta el método de *Descomposición de Benders*, algoritmo matemático utilizado en este trabajo. Primero, se ofrece un breve resumen sobre optimización estocástica y técnicas de descomposición en problemas de esta naturaleza, luego se ahonda en el método de Benders con un enfoque teórico-matemático, para finalmente cerrar con un ejemplo práctico de su aplicación en un problema de planificación de expansión de la generación en sistemas eléctricos de potencia.

2.3.1. Optimización estocástica y técnicas de descomposición

La estocasticidad o incertidumbre está presente en todos los sistemas. Esto ocurre debido a un bajo nivel de confiabilidad en los datos o bien los parámetros representan información futura no disponible. En optimización determinista, los parámetros de un problema se conocen con certeza, por el contrario, en optimización estocástica se relaja esta condición, entíendase, solo se conocen sus distribuciones, las que se suponen discretas, es decir, con un número finito de estados posibles [27].

Los modelos que aparecen en programación lineal estocástica son problemas del tipo *here and now*, esto significa que las decisiones se basan en información a priori, existente o supuesta, sobre situaciones futuras sin realizar observaciones adicionales. Esto permite una formulación en dos etapas. En la primera se toma un conjunto de decisiones x_1 con valores de parámetros conocidos. Luego, en la segunda realizan un conjunto de acciones correctoras x_2 frente a sucesos aleatorios que afectan las decisiones de la primera etapa. Este problema, denominado *problema lineal estocástico bietapa*, determina el valor óptimo de x_1 y x_2 y su función objetivo es la suma de ambas [28].

Las decisiones relevantes en optimización estocástica son exclusivamente las de la primera etapa x_1 , puesto que son inmediatas, dependen de la información disponible en ese momento y no pueden utilizar información futura. Las decisiones de la segunda etapa x_2 permiten minimizar el riesgo, por ejemplo, mediante la penalización de los peores escenarios. Estas medidas dan lugar a una solución casi óptima en todos los escenarios, buscando encontrar un equilibrio simultáneo entre los objetivos de optimalidad y factibilidad [27].

Un ejemplo de optimización estocástica es el problema de planificación de la generación. La decisión de la primera etapa es la inversión en capacidad de las nuevas centrales. La decisión en la segunda etapa es la operación del parque generador, sujeta a incertidumbre debido a la estocasticidad de los insumos primarios de las tecnologías de generación eólica, solar e hidroeléctrica, además de la variabilidad en la demanda del sistema. Para disminuir el riesgo de pérdida de suministro, se puede incluir la penalización por EENS.

La resolución de problemas lineales estocásticos de gran tamaño requiere de técnicas de optimización y/o simulación eficientes, entre las que destacan [27]:

1. *Técnicas de descomposición*: resuelven problemas de gran tamaño con una estructura ventajosa desde un punto de vista teórico y computacional, lo cual permite encontrar una solución iterativa a partir de otros problemas de menor tamaño con estructura similar y fácilmente resolubles de modo individual. Los tipos de estructuras pueden ser:

- a) Multidivisional: conjunto de subsistemas interrelacionados.
 - b) Dinámica: gran número de restricciones y variables replicadas para cada periodo.
 - c) Estocástica o combinatorial: instancias de variables aleatorias discretas.
2. *Técnicas de simulación y reducción de varianza*: necesarias cuando la resolución explícita del número de problemas debido a que la aleatoriedad en los parámetros resulta inviable.

2.3.2. Formulación del método de descomposición de Benders

En esta subsección se explica el método de descomposición de Benders, utilizado en el presente trabajo de título. Sea un problema lineal bietapa, expresado matemáticamente según la Ecuación 2.50, donde los vectores x_1 y x_2 contienen las variables de la primera y segunda etapa respectivamente.

$$\begin{aligned}
 \min \quad & c_1^T x_1 + c_2^T x_2 \\
 & A_1 x_1 = b_1 \\
 & B_1 x_1 + A_2 x_2 = b_2 \\
 & x_1, x_2 \geq 0
 \end{aligned} \tag{2.50}$$

El método de descomposición de Benders separa el problema lineal bietapa en un problema maestro y un subproblema. El maestro representa la primera etapa más las condiciones derivadas de la segunda etapa, denominadas cortes, mientras que el subproblema representa la segunda y se vincula con las decisiones conocidas de la primera etapa. El algoritmo es iterativo y alterna entre la solución del maestro y del subproblema. El problema lineal bietapa se puede descomponer según se muestra en la Ecuación 2.51:

$$\begin{aligned}
 \min \quad & c_1^T x_1 + \theta_2(x_1) \\
 & A_1 x_1 = b_1 \\
 & x_1 \geq 0
 \end{aligned} \tag{2.51}$$

donde $\theta_2(x_1) \in \mathbb{R}$ es la función objetivo de la segunda etapa y depende de las decisiones de la primera x_1 . Su expresión se muestra en la Ecuación 2.52:

$$\begin{aligned}
 \theta_2(x_1) = \min \quad & c_2^T x_2 \\
 & A_2 x_2 = b_2 - B_1 x_1 : \pi_2 \\
 & x_2 \geq 0
 \end{aligned} \tag{2.52}$$

donde π_2 corresponde al valor dual de sus restricciones. La Ecuación 2.51 se le conoce como *problema maestro* y la Ecuación 2.52 como *subproblema* en la descomposición de Benders. A continuación, el subproblema puede ser expresado en su forma dual, de acuerdo con lo mostrado en la Ecuación 2.53:

$$\begin{aligned}
 \theta_2(x_1) = \max \quad & (b_2 - B_1 x_1)^T \pi_2 \\
 & A_2^T \pi_2 \leq c_2 \\
 & x_2 \geq 0
 \end{aligned} \tag{2.53}$$

Sea $\Pi = \{\pi_2^1, \pi_2^2, \dots, \pi_2^v\}$ el conjunto finito de vértices del poliedro convexo definido por la región factible $A_2^T \pi_2 \geq c_2$. Notar que la región factible del problema dual no depende del valor de x_1 . Ya que la solución óptima de un problema lineal reside en un vértice, el problema se podría resolver por enumeración de todos ellos, cuya formulación se muestra en la Ecuación 2.54.

$$\theta_2(x_1) = \max \left\{ (b_2 - B_1 x_1)^T \pi_2^l \right\} \quad l = 1, \dots, v \quad (2.54)$$

De la Ecuación 2.54 se extrae que $\theta_2(x_1)$ es una función poligonal de las variables x_1 , por lo tanto, se puede expresar de forma lineal de acuerdo con la Ecuación 2.55:

$$\begin{aligned} \theta_2(x_1) &= \min \theta_2 \\ \theta_2 &\leq (b_2 - B_1 x_1)^T \pi_2^1 \\ &\vdots \\ \theta_2 &\leq (b_2 - B_1 x_1)^T \pi_2^v \end{aligned} \quad (2.55)$$

donde $\theta_2 \in \mathbb{R}$ y las restricciones se denominan cortes, planos de corte o hiperplanos soporte o tangentes a la función objetivo en cada punto x_1 . Constituyen una *linealización* de la función $\theta_2(x_1)$. Es así como el problema lineal bietapa original, presentado en Ecuación 2.51, se puede expresar de acuerdo a la Ecuación 2.56.

$$\begin{aligned} \theta_2(x_1) &= \min \theta_2 \\ \theta_2 &\leq (b_2 - B_1 x_1)^T \pi_2^1 \\ &\vdots \\ \theta_2 &\leq (b_2 - B_1 x_1)^T \pi_2^v \end{aligned} \quad (2.56)$$

La formulación en 2.56 se denomina *problema maestro completo*, ya que contiene todos los cortes posibles. Más aún, presenta todas las restricciones de la primera etapa más todas las condiciones necesarias derivadas de la segunda.

Desde el punto de vista práctico, la resolución del problema maestro completo implica disponer de forma explícita de todos los cortes de Benders, lo cual es imposible en problemas de tamaño realista. En lugar de incluir todos los cortes, el algoritmo introduce uno en cada iteración. Esta medida da lugar a la formulación del problema *maestro relajado* para la iteración j , según se muestra en la Ecuación 2.57:

$$\begin{aligned} \min \quad & c_1^T x_1 + \theta_2 \\ A_1 x_1 &= b_1 \\ \pi_2^{lT} B_1 x_1 + \theta_2 &\geq \pi_2^{lT} b_2 \quad l = 1, \dots, j \\ x_1 &\geq 0 \end{aligned} \quad (2.57)$$

En cada iteración del algoritmo de Benders x_1 y θ_2 varían, por lo tanto, la variable dual generada en el subproblema es distinta del conjunto de variables duales generadas con anterioridad por el algoritmo. Dado que el conjunto de posibles valores duales es finito, el número de cortes que se pueden obtener también, concluyendo que el algoritmo de descomposición de Benders converge en un número finito de iteraciones.

Con el objetivo de favorecer una implementación eficiente del algoritmo, los cortes de Benders se pueden formular de acuerdo a la linealización de $\theta_2(x_1)$ en torno a los valores de las variables x_1 y θ_2 obtenidos en cada iteración, según se indica en la Ecuación 2.58:

$$\begin{aligned}\theta_2 &\geq \pi_2^{jT} (b_2 - B_1 x_1) = \pi_2^{jT} (b_2 - B_1 x_1 + B_1 x_1^j - B_1 x_1^j) = \\ &= \pi_2^{jT} [b_2 - B_1 x_1^j - B_1 (x_1 - x_1^j)] = \pi_2^{jT} [b_2 - B_1 x_1^j] + \pi_2^{jT} [-B_1 (x_1 - x_1^j)]\end{aligned}\quad (2.58)$$

siendo x_1^j los valores de las variables de la primera etapa y $f_2^j = \pi_2^{jT} [b_2 - B_1 x_1^j]$ el de la función objetivo de la segunda etapa en la iteración j . Luego, el conjunto de cortes hasta la iteración j , donde $l=1, \dots, j$, se puede expresar de acuerdo a la Ecuación 2.59.

$$\theta_2 \geq f_2^l + B_1 (x_1^l - x_1) \quad (2.59)$$

Finalmente, la Ecuación 2.60 muestra la formulación definitiva del problema maestro de la descomposición de Benders, mientras que la Ecuación 2.61 da cuenta de la formulación del subproblema en cada iteración j .

Maestro Benders

$$\begin{aligned}\min \quad & c_1^T x_1 + \theta_2 \\ A_1 x_1 &= b_1 \\ \theta_2 &\geq f_2^l + B_1 (x_1^l - x_1) \quad l = 1, \dots, j \\ x_1 &\geq 0\end{aligned}\quad (2.60)$$

Subproblema Benders

$$\begin{aligned}f_2^j &= \min c_2^T x_2 \\ A_2 x_2 &= b_2 - B_1 x_1^j : \pi_2 \\ x_2 &\geq 0\end{aligned}\quad (2.61)$$

2.3.3. Algoritmo de Benders

El algoritmo del método de descomposición de Benders alterna entre la solución del maestro y el subproblema. En cada iteración se formula una nueva restricción, de manera que se modifica la región factible del maestro. En otras palabras, en cada iteración del algoritmo se resuelve el problema maestro relajado y se pasa el valor del vector x_1^j al subproblema. Éste optimiza x_2 con los recursos $(b_2 - B_1 x_1^j)$ y pasa las variables duales π_2^j de nuevo al maestro, con los cuales se construye un nuevo corte que se añade consecutivamente sus restricciones. Esquemáticamente la alternancia entre maestro y subproblema se representa en la figura 2.10.



Figura 2.10: Esquema de alternancia entre los problemas maestro y subproblema del método de Benders.

A mayor número de iteraciones, mayor será el número de cortes de Benders, lo que trae por consecuencia que el maestro tome decisiones más cada vez más próximas al óptimo. En cada iteración se define una *cota superior* \bar{z} en base a la función objetivo del problema lineal bietapa original, presente en la Ecuación 2.51, cuyo valor es igual a $(c_1^T x_1^j + c_2^T x_2^j)$, siendo x_1^j y x_2^j soluciones factibles en maestro y subproblema en esa iteración. También se define una *cota inferior* \underline{z} dada por la función objetivo del problema maestro relajado, cuyo valor es igual a $(c_1^T x_1^j + \theta_2^j)$. La *condición de convergencia* para la terminación del algoritmo es la coincidencia de ambas cotas con una tolerancia relativa ϵ .

$$\frac{|\bar{z} - \underline{z}|}{|\bar{z}|} = \frac{|c_2^T x_2^j - \theta_2^j|}{|c_1^T x_1^j + c_2^T x_2^j|} \leq \epsilon \quad (2.62)$$

La sucesión de las cotas inferiores es monótonamente creciente dado que en cada iteración el problema maestro relajado aumenta su número de restricciones, mientras que la cota superior no es necesariamente decreciente. Por lo tanto, la cota superior para evaluar convergencia es el mínimo de todas las cotas superiores previas. Por consiguiente, la solución óptima no corresponde necesariamente a la de la última iteración.

Si el algoritmo inicia en el maestro, es necesario definir un valor para la variable θ_2 en la primera iteración. De acuerdo al conocimiento que se tenga sobre la naturaleza del problema, se pueden hacer estimaciones o supuestos razonables, o bien solucionar el maestro sin cortes, lo cual es equivalente a asumir que θ_2 es nulo.

El método de descomposición de Benders tiene la ventaja de disponer en cualquier iteración de una solución factible, aun cuando no sea la óptima. Es decir, pese a que no se llegue a convergencia, se puede disponer de una buena solución cuasióptima.

Finalmente, se presenta el algoritmo de descomposición de Benders, en caso de que este inicie en el maestro, y su representación gráfica en la figura 2.11.

1. Inicialización: $j = 0$, $\bar{z} = \infty$, $\underline{z} = -\infty$, $\epsilon = 10^{-4}$.
2. Resolución del problema maestro de Benders formulado en 2.60. Se debe obtener la solución (x_1^j, θ_2^j) y evaluar la cota inferior $\underline{z} = c - 1^T x_1^j + \theta_2^j$. En la primera iteración, al no tener cortes de optimalidad, se fija el valor de θ_2 en cero. Una vez obtenido algún corte de infactibilidad, la variable pasa a ser libre.
3. Resolución del problema maestro de Benders formulado en 2.61. Se debe obtener x_2^j y evaluar la cota superior $\bar{z} = c_1^T x_1^j + c_2^T x_2^j$.
4. Chequear el criterio de convergencia formulado en 2.62. Si se cumple, el algoritmo se detiene. En caso contrario, se calcula π_2^j a fin de generar un nuevo corte de optimalidad, agregarlo al problema maestro, aumentar el número de iteraciones $j = j + 1$ y volver al paso 2.

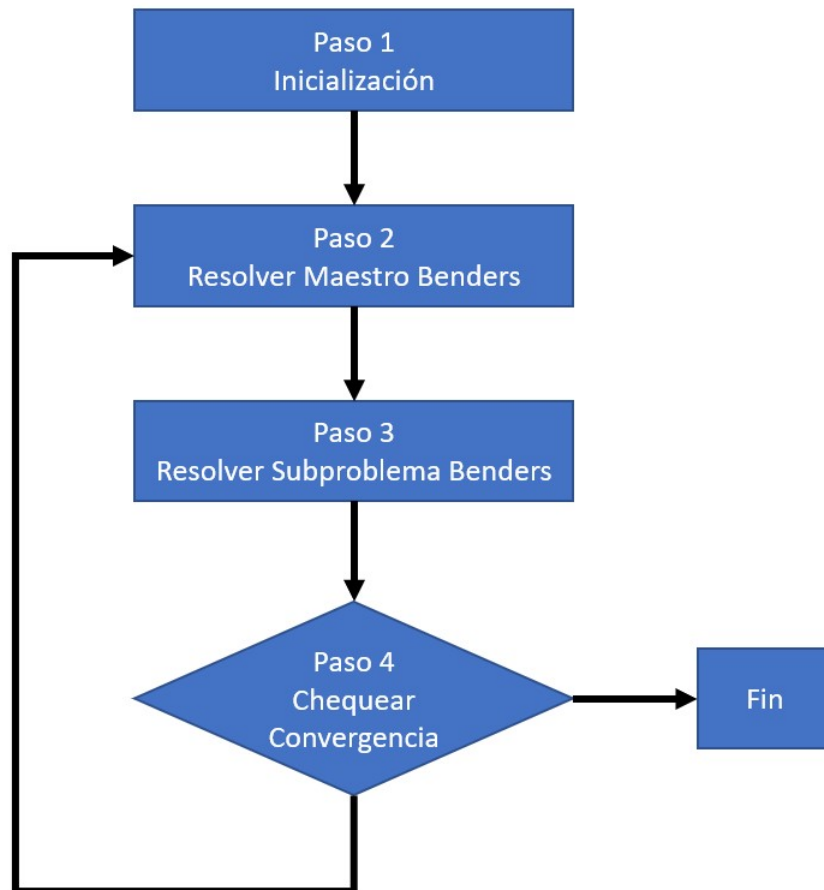


Figura 2.11: Esquema del algoritmo de Benders.

2.3.4. Ejemplo: descomposición de Benders aplicada en la planificación de la generación de un sistema eléctrico de potencia

En esta subsección se presenta un ejemplo práctico de la descomposición de Benders, aplicada en la planificación de la generación de un sistema eléctrico de potencia [29]. Sea una red uninodal compuesta por dos unidades de generación. El objetivo es determinar la inversión óptima en capacidad de una tercera unidad con tal de minimizar la función de costos de la red. En tabla 2.6 se presentan los parámetros de las centrales.

Tabla 2.6: Parámetros del caso ejemplo.

Unidad	Capacidad [MW]	Costo Variable [USD/MWh]	Costo de Inversión [USD/MW]
1	100	10	-
2	150	25	-
3	x_3	20	15.000

La formulación del problema de expansión propuesto se presenta en la Ecuación 2.63. Se tiene que $g_{h,i}$ es el despacho de la unidad i en la hora h , D_h es la demanda del sistema en la hora h y x_3 es la capacidad instalada de la unidad candidata.

Se observa que la función de costos del sistema posee una componente de inversión para la unidad candidata y otra de operación que considera todo el parque generador. La red esta bajo restricciones de límites de potencia máxima y mínima para cada unidad, además de la Ecuación de balance, las que se deben cumplir en toda hora.

Problema lineal bietapa

$$\begin{aligned}
 \min \quad & 15000 x_3 + \sum_h (10 g_{h,1} + 25 g_{h,2} + 20 g_{h,3}) \\
 \text{s.a.} \quad & 0 \leq g_{h,1} \leq 100 \quad \forall h \\
 & 0 \leq g_{h,2} \leq 150 \quad \forall h \\
 & 0 \leq g_{h,3} \leq x_3 \quad \forall h \\
 & g_{h,1} + g_{h,2} + g_{h,3} = D_h \quad \forall h \\
 & x_3 \geq 0
 \end{aligned} \tag{2.63}$$

Ya que el problema propuesto es del tipo lineal bietapa, se puede aplicar la descomposición de Benders para facilitar su resolución. El término x_3 será la variable de primera etapa y $g_{h,i} \forall i$ las variables de segunda etapa. Luego, la cantidad de subproblemas será igual al número de horas consideradas en la ventana de estudio. La formulación de los subproblemas se presenta en la Ecuación 2.64.

Subproblema de Benders

$$\begin{aligned}
& 10 g_{h,1}^j + 25 g_{h,2}^j + 20 g_{h,3}^j \\
& s.a. \\
& 0 \leq g_{h,1}^j \leq 100 \quad \forall h \\
& 0 \leq g_{h,2}^j \leq 150 \quad \forall h \\
& 0 \leq g_{h,3}^j \leq x_3^j \\
& g_{h,1}^j + g_{h,2}^j + g_{h,3}^j = D_h \\
& x_3^j = x_3^{fixed} : \pi_h \quad \forall h
\end{aligned} \tag{2.64}$$

La formulación del maestro de Benders se presenta en la Ecuación 2.65. Las dos restricciones donde aparece θ^j son cortes de Benders, donde $\theta^j \geq \theta^{down}$ es el supuesto para la primera iteración, mientras que la otra es la expresión general de los cortes incorporados a partir de la segunda iteración. Para esta última, el término $\sum_h (10 g_{h,1}^k + 25 g_{h,2}^k + 20 g_{h,3}^k)$ corresponde a la sumatoria de la función objetivo de todos los subproblemas en la iteración anterior. De igual forma, x_3^k es el valor de la variable de primera etapa en la iteración anterior, mientras que π_h^k es su valor dual para cada hora. Si bien se ha dicho que el método de descomposición de Benders agrega un corte por iteración, estas incluirán el término $\sum_h \pi_h^k [x_3^j - x_3^k]$ por cada variable de primera etapa que tenga el problema.

Maestro de Benders

$$\begin{aligned}
& \min \quad 15000 x_3^j + \theta^j \\
& s.a. \\
& \theta^j \geq \theta^{down} \\
& \theta^j \geq \sum_h (10 g_{h,1}^k + 25 g_{h,2}^k + 20 g_{h,3}^k) + \dots \\
& \quad \dots \sum_h \pi_h^k [x_3^j - x_3^k] \quad \forall k = 1, \dots, j-1 \\
& x_3^j \geq 0
\end{aligned} \tag{2.65}$$

Finalmente, la Ecuación 2.66 muestra la formulación de las cota superior e inferior del problema propuesto.

Cotas del criterio de parada

$$\begin{aligned}
\underline{z} &= 15000 x_3^j + \theta^j \\
\bar{z} &= 15000 x_3^j + \sum_h (10 g_{h,1}^j + 25 g_{h,2}^j + 20 g_{h,3}^j)
\end{aligned} \tag{2.66}$$

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se establece la metodología del trabajo de título. En la sección 3.1 se formula la expansión de la generación con consideración de métricas de confiabilidad. En la sección 3.2 se muestra su descomposición de Benders. Finalmente, en la sección 3.3 se proponen dos modelos de expansión de la generación, estos son el Modelo Económico y de Confiabilidad y el Modelo Económico Tradicional.

3.1. Formulación de la expansión de la generación con consideración de métricas de confiabilidad

El presente trabajo de título busca resolver el problema de expansión de la generación en sistemas eléctricos de potencia con consideración de métricas de confiabilidad. Para cumplir dicho propósito, se debe formular el problema de optimización respectivo, especificando su función de costos, restricciones, parámetros y variables.

La función objetivo a minimizar posee tres componentes que dan cuenta de los costos de inversión, operación y confiabilidad. La formulación se entrega en la Ecuación 3.1.

$$\min \sum_u^{U_{new}} P_{max(u)} CInv_{(u)} + \sum_h^H \sum_u^{U_{total}} P_{g(u,h)} CV_{(u)} + \frac{1}{E} \sum_e^E \sum_h^H \sum_n^N C_{ENS(n)} ENS_{(n,h,e)} \quad (3.1)$$

Donde:

- $\sum_u^{U_{new}} P_{max(u)} CInv_{(u)}$: representa la componente de inversión de la función de costos. Se calcula como la sumatoria del producto entre la capacidad instalada de la unidad u , $P_{max(u)}$ en [MW], y su respectivo costo de inversión, $CInv_{(u)}$ en [USD/MW], de todas las unidades del parque candidato $u \in U_{new}$.
- $\sum_h^H \sum_u^{U_{total}} P_{g(u,h)} CV_{(u)}$: representa la componente de operación de la función de costos. Se calcula como la sumatoria del producto entre el despacho de la unidad u en la hora h , $P_{g(u,h)}$ en [MW], y su respectivo costo variable, $CV_{(u)}$ en [USD/MWh], de todas las unidades del parque original y candidato $u \in U_{total}$, en todas las horas de la ventana de estudio $h \in H$.

- $\frac{1}{E} \sum_e \sum_h \sum_n C_{ENS(n)} ENS_{(n,h,e)}$: representa la componente de confiabilidad de la función de costos. Se calcula como la energía no suministrada del escenario aleatorio e en la hora h y con nivel de profundidad de falla n , $ENS_{(n,h,e)}$ en [MW], y su respectivo costo de penalización por nivel de profundidad de falla, $C_{ENS(n)}$ en [USD/MWh], en todos los niveles de profundidad de falla $n \in N$, en todas las horas de la ventana de estudio $h \in H$, de todos los escenarios aleatorios $e \in E$. Finalmente, la expresión se pondera por el término $\frac{1}{E}$, con tal de obtener el costo de confiabilidad promedio.

A continuación, se formulan las restricciones de la componente de operación para todas las unidades u según su tecnología de generación, en cada hora $h \in H$.

La Ecuación 3.2 contiene las restricciones de operación del límite de potencia para las unidades de generación térmica u_{term} :

$$0 \leq P_{g(u_{term},h)} \leq P_{max(u_{term})} \quad (3.2)$$

Donde:

- $P_{g(u_{term},h)}$ [MW]: potencia despachada por u_{term} en la hora h .
- $P_{max(u_{term})}$ [MW]: potencia máxima de u_{term} . Se asumirá igual a su capacidad instalada.

La Ecuación 3.3 contiene las restricciones de operación del límite de potencia para las unidades de generación renovable u_{ren} :

$$0 \leq P_{g(u_{ren},h)} \leq Profile_{(u_{ren},t)} P_{max(u_{ren})} \quad (3.3)$$

Donde:

- $P_{g(u_{ren},h)}$ [MW]: potencia despachada por u_{ren} en la hora h .
- $P_{max(u_{ren})}$ [MW]: potencia máxima de u_{ren} . Se asumirá igual a su capacidad instalada.
- $Profiles_{(u_{ren},t)}$ [p.u.]: disponibilidad del insumo primario de u_{ren} en la hora t .

La Ecuación 3.4 contiene las restricciones de las ESS u_{ess} :

$$\begin{aligned} P_{E(u_{ess},t)} &\leq \tau P_{max(u_{ess})} \\ P_{E(u_{ess},t)} &= P_{E(u_{ess},t-1)} + P_{D(u_{ess},t)} - P_{D(u_{ess},t)} \end{aligned} \quad (3.4)$$

Donde:

- $P_{E(u_{ess},t)}$ [MWh]: energía almacenada en u_{ess} en la hora t .
- $P_{max(u_{ess})}$ [MW]: capacidad instalada de u_{ess} .
- $P_{D(u_{ess},t)}$ [MW]: potencia de carga de u_{ess} en la hora t .
- $P_{D(u_{ess},t)}$ [MW]: potencia de descarga de u_{ess} en la hora t .
- τ [h]: cantidad de horas en que u_{ess} puede operar a plena carga.

La Ecuación 3.5 contiene las restricciones de operación de las CSP u_{csp} :

$$\begin{aligned}
P_{SOC}(u_{csp},t) &\leq \tau P_{max}(u_{csp}) \\
-P_D(u_{csp}) &\leq P_{E}(u_{csp},t) \leq P_C(u_{csp}) \\
P_g(u_{csp},t) &= Profile_{(u_{csp},t)} P_{max}(u_{csp}) - P_{E}(u_{csp},t) - P_{R}(u_{csp},t) \\
P_{SOC}(u_{csp},t) - P_{E}(u_{csp},t) &= P_{SOC}(u_{csp},t-1)
\end{aligned} \tag{3.5}$$

Donde:

- $P_{SOC}(u_{csp},t)$ [MWh]: estado de carga de u_{csp} , que refleja su duración a plena carga.
- $P_{E}(u_{csp},t)$ [MWh]: energía entregada o extraída por u_{csp} en la hora t .
- $P_D(u_{csp})$ [MW]: descarga máxima de u_{csp} .
- $P_C(u_{csp})$ [MW]: carga máxima de u_{csp} .
- $P_R(u_{csp})$ [MW]: vertimiento de la u_{csp} en la hora t .
- $Profiles(u_{csp},t)$ [p.u.]: generación disponible de u_{csp} en la hora t .
- τ [h]: cantidad de horas en que u_{csp} puede operar a plena carga.

La Ecuación 3.6 muestra la restricción de balance para la componente de operación:

$$P_{g(u_{term},t)} + P_{g(u_{ren},t)} + P_{D(u_{ess},t)} - P_{C(u_{ess},t)} + P_{g(u_{csp},t)} = D(t) \tag{3.6}$$

Donde:

- $D(t)$: demanda del sistema en la hora t .

A continuación, se formulan las restricciones de la componente de confiabilidad para todas las unidades u según su tecnología de generación, en cada hora $h \in H$, en todos los escenarios aleatorios $e \in E$. Las restricciones en las ecuaciones 3.7 a la 3.11 son equivalentes a las ya presentadas para la componente de operación en las ecuaciones 3.2 a la 3.6, cuya diferencia radica en que algunos términos son multiplicados por una variable que da cuenta de la disponibilidad de la unidad de generación de acuerdo con su IFOR, mientras que para la D y las unidades cuya generación se pondera por un perfil de insumo primario o generación disponible, se sortea al día utilizado en el escenario respectivo.

La Ecuación 3.7 contiene las restricciones de confiabilidad del límite de potencia para las unidades de generación térmica u_{term} :

$$0 \leq P_{g(u_{term},h)} \leq X_{(u_{term},e,IFOR)} P_{max}(u_{term}) \tag{3.7}$$

Donde:

- $X_{(u_{term},e,IFOR)}$ [0,1]: estado de disponibilidad de u_{term} en el escenario e sujeto a su IFOR.

La Ecuación 3.8 contiene las restricciones de confiabilidad del límite de potencia para las unidades de generación renovable u_{ren} :

$$0 \leq P_{g(u_{ren},h)} \leq X_{(u_{ren},e,IFOR)} Profile_{(u_{ren},d,t)} P_{max(u_{ren})} \quad (3.8)$$

Donde:

- $X_{(u_{ren},e,IFOR)} [0,1]$: estado de disponibilidad de u_{ren} en el escenario e sujeto a su $IFOR$.
- $Profile_{(u_{ren},d,t)}$ [p.u.]: disponibilidad del insumo primario de u_{ren} en la hora t del día sorteado d .

La Ecuación 3.9 contiene las restricciones de confiabilidad para las unidades de almacenamiento aislado u_{ess} :

$$\begin{aligned} P_{E(u_{ess},t)} &\leq \tau P_{max(u_{ess})} \\ P_{E(u_{ess},t)} &= P_{E(u_{ess},t-1)} + X_{(u_{ess},e,IFOR)} [P_{C(u_{ess},t)} - P_{D(u_{ess},t)}] \end{aligned} \quad (3.9)$$

Donde:

- $X_{(u_{ess},e,IFOR)} [0,1]$: estado de disponibilidad de u_{ess} en el escenario e sujeto a su $IFOR$.

La Ecuación 3.10 contiene las restricciones de confiabilidad para las unidades de almacenamiento acoplado u_{csp} :

$$\begin{aligned} P_{SOC(u_{csp},t)} &\leq \tau P_{max(u_{csp})} \\ -P_{D(u_{csp})} X_{(u_{csp},e,IFOR)} &\leq P_{E(u_{csp},t)} \leq P_{C(u_{csp})} X_{(u_{csp},e,IFOR)} \\ P_{g(u_{csp},t)} &= Profile_{(u_{csp},d,t)} P_{max(u_{csp})} - P_{E(u_{csp},t)} - P_{R(u_{csp},t)} \\ P_{SOC(u_{csp},t)} - P_{E(u_{csp},t)} &= P_{SOC(u_{csp},t-1)} \end{aligned} \quad (3.10)$$

Donde:

- $X_{(u_{csp},e,IFOR)} [0,1]$: estado de disponibilidad de u_{csp} en el escenario e sujeto a su $IFOR$.
- $Profile_{(u_{csp},d,t)}$ [p.u.]: generación disponible de u_{csp} en la hora t del día sorteado d .

La Ecuación 3.11 muestra la restricción de balance para la componente de confiabilidad:

$$\begin{aligned} &X_{(u_{term},e,IFOR)} P_{g(u_{term},t)} + X_{(u_{ren},e,IFOR)} P_{g(u_{ren},t)} \dots \\ &\dots + P_{D(u_{ess},t)} - P_{C(u_{ess},t)} + X_{(u_{csp},e,IFOR)} P_{g(u_{csp},t)} \dots \\ &\dots + ENS(n, h, e) = D_{(t,d)} \end{aligned} \quad (3.11)$$

Donde:

- $ENS(n, h, e)$: energía esperada no suministrada en el nivel de profundidad de falla n , en la hora t del escenario aleatorio e .
- $D_{(t,d)}$: demanda del sistema en la hora t del día sorteado d .

3.2. Descomposición de Benders aplicada en la expansión de la generación con consideración de métricas de confiabilidad

En esta subsección se aplicará la descomposición de Benders en el problema de expansión de la generación en sistemas eléctricos de potencia con consideración de métricas de confiabilidad. Se asignan al bloque maestro las variables y restricciones de las componentes de inversión y operación. Respecto a los subproblemas, se asignan las variables y restricciones de la componente de confiabilidad y su cantidad será igual al número de eventos aleatorios simulados en este bloque.

Ya que el método de descomposición de Benders es iterativo, este debe ser formulado en en dichos términos. La Ecuación 3.12 muestra la expresión del Subproblema de Benders en la iteración j :

$$\begin{aligned}
 & \textbf{Subproblema de Benders} \\
 & \min \sum_h^H \sum_n^N C_{ENS(n)} ENS_{(n,h,e)}^{(j)} \\
 & \text{s.a.} \\
 & \text{Restricciones de confiabilidad} \\
 & P_{max(u)}^{(j)} = P_{maestro(u)}^{(j)} : \pi_{(e,u)}^{(j)}
 \end{aligned} \tag{3.12}$$

Donde:

- $P_{maestro(u)}^{(j)}$: capacidad instalada de la unidad u de acuerdo a la solución del Maestro de Benders en la iteración j .
- $\pi_{(e,u)}^{(j)}$: valor dual de la restricción $P_{max(u)}^{(j)} = P_{maestro(u)}^{(j)}$ de la unidad u en la iteración j

A continuación, la Ecuación 3.13 muestra la expresión del Problema Maestro de Benders en la iteración j :

$$\begin{aligned}
 & \textbf{Maestro de Benders} \\
 & \min \sum_u^{U_{new}} P_{max(u)}^{(j)} CInv_{(u)} + \sum_h^H \sum_u^{U_{total}} P_g^{(j)}(u,h) CV_{(u)} + \theta^{(j)} \\
 & \text{s.a.} \\
 & \text{Restricciones de operación} \\
 & \theta^{(j=1)} \geq 0 \\
 & \theta^{(j \geq 2)} \geq \frac{1}{E} \sum_e^E \sum_h^H \sum_n^N C_{ENS(n)} ENS_{(n,h,e)}^{(k)} \dots \\
 & \dots + \frac{1}{E} \sum_u^{U_{new}} \sum_e^E \pi_{(e,u)}^{(k)} \left(P_{max(u)}^{(j)} - P_{maestro(u)}^{(k)} \right) \\
 & \forall k = 1, \dots, j-1
 \end{aligned} \tag{3.13}$$

Donde:

- $\theta^{(j=1)} = 0$: cota de Benders en la primera iteración $j = 1$. Ya que no existe información previa, se asume nulo. Esto es válido ya que θ_j es una variable de holgura que representa la sumatoria de la función de costos del total de subproblemas. Dicha función está definida por el costo de penalización de profundidad de falla C_{ENS} , parámetro positivo, y también por la ENS , que por definición tiene un valor mínimo igual a cero.
- $\theta^{(j \geq 2)}$: cota de Benders a partir de la segunda iteración ($i \geq 2$). De acuerdo a las expresiones al lado derecho de la Ecuación:
 - $\frac{1}{E} \sum_e^E \sum_h^H \sum_n^N C_{ENS(n)} ENS_{(n,h,e)}^{(k)}$: promedio por evento de la función de costos de la componente de confiabilidad, calculado en $\forall k = 1, \dots, j - 1$.
 - $\frac{1}{E} \sum_u^{U_{new}} \sum_e^E \pi_{(e,u)}^{(k)} \left(P_{max(u)}^{(j)} - P_{maestro}^{(j-1)}(u) \right)$: promedio por evento del producto entre el valor dual $\pi_{(e,u)}^{(k)}$ calculado por el subproblema de Benders en k , y la diferencia entre la capacidad instalada de la unidad u según el cálculo del Maestro de Benders en la iteración j y su capacidad ya calculada en k , $\forall k = 1, \dots, j - 1$.

Finalmente, la Ecuación 3.14 contiene las expresiones de las cotas superior e inferior del criterio de parada en la iteración j .

Cotas del criterio de parada

$$\begin{aligned}
\underline{z}^{(j)} &= \sum_u^{U_{new}} P_{max(u)}^{(j)} CInv_{(u)} + \sum_h^H \sum_u^{U_{total}} P_g^{(j)}(u,h) CV_{(u)} + \theta^{(j)} \\
\bar{z}^{(j)} &= \sum_u^{U_{new}} P_{max(u)}^{(j)} CInv_{(u)} + \sum_h^H \sum_u^{U_{total}} P_g^{(j)}(u,h) CV_{(u)} \dots \\
&\quad \dots + \frac{1}{E} \sum_e^E \sum_h^H \sum_n^N C_{ENS(n)} ENS_{(n,h,e)}^{(j)}
\end{aligned} \tag{3.14}$$

3.3. Modelos propuestos

Ya realizada la formulación de la descomposición de Benders en el problema de optimización que busca resolver el presente trabajo de título, se muestran los modelos de optimización a utilizar para cumplir dicho objetivo.

3.3.1. Modelo Económico y de Confiabilidad

Sea el *Modelo Económico y de Confiabilidad (MEC)* el modelo de optimización propuesto en este trabajo de título para resolver el problema de expansión de la generación en sistemas eléctricos de potencia. MEC apunta a cumplir un objetivo de suficiencia específico y su función de costos considera componentes de inversión, operación y confiabilidad, asociados al parque generador, y cuya solución óptima se obtiene mediante el algoritmo de Descomposición de Benders, tal como fue desarrollado en la subsección 3.2. La figura 3.1 ilustra su ejecución.

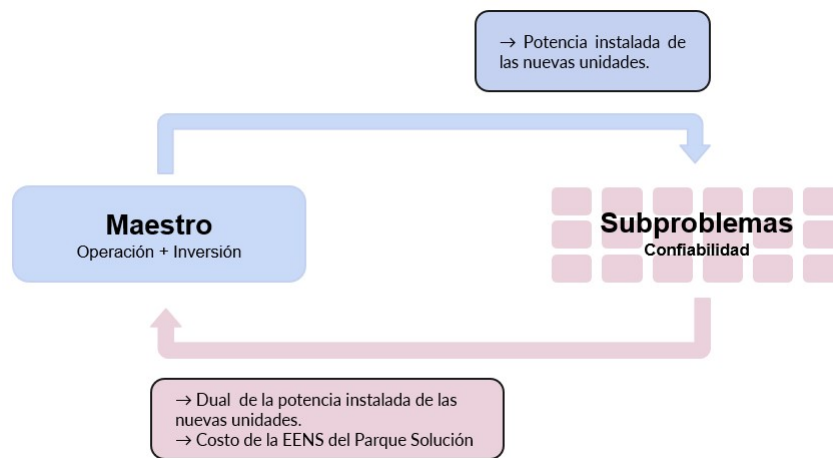


Figura 3.1: Esquema del Modelo Económico y de Confiabilidad.

3.3.2. Modelo Económico Tradicional

Sea el *Modelo Económico Tradicional (MT)* el modelo de optimización que refleja la metodología actual con la que se evalúa la factibilidad económica de invertir en una nueva unidad de generación. La función de costos de MT considera componentes de inversión y operación asociados al parque generador. Una vez resuelto el problema de expansión, MT calcula y penaliza la ENS del parque resultante y adiciona aquel monto a la función de costos, con la finalidad que su resultado sea comparable al entregado por MEC. La figura 3.2 ilustra su ejecución.

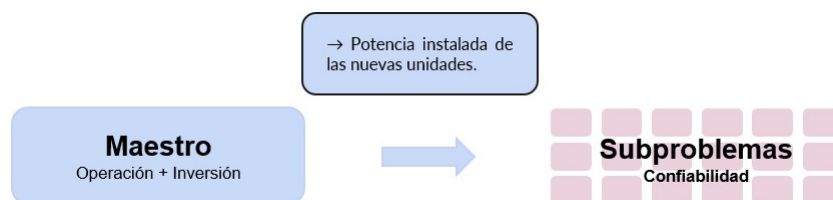


Figura 3.2: Esquema del Modelo Económico Tradicional.

Capítulo 4

Caso de estudio

En este capítulo se presenta el caso de estudio. En la sección 4.1 se describe el parque generador inicial, agrupado por tecnología y se caracteriza su demanda. En la sección 4.2 se entregan detalles del parque generador candidato, agrupados por tecnología. Este corresponde al conjunto de unidades que podrían ser incluidas en el parque generador inicial, a causa de la resolución del problema de expansión de la generación. En la sección 4.3 se presentan los supuestos tomados en las simulaciones. Finalmente, en la sección 4.4 se muestran los resultados obtenidos al aplicar los modelos de expansión en el caso de estudio.

4.1. Parque generador inicial

En esta sección se presenta la base de datos a utilizar en el presente trabajo de título. En primer lugar, se define el *parque generador inicial* como el conjunto de unidades de generación que pertenecen a la matriz energética de estudio, es decir, aquella sobre la cual se aplicarán los modelos de optimización propuestos en este trabajo de título, MEC y MT.

Los parámetros del parque generador inicial se muestran en la Tabla 4.1, la cual se elaboró a partir de la base de datos denominada *Reliability Test System* (en adelante *RTS-GMLC*), desarrollada por la institución norteamericana *Grid Modernization Laboratory Consortium* (en adelante *GMLC*) [30].

La GMLC tiene la misión de proveer una planificación coordinada de las actividades de modernización de la red eléctrica en Estados Unidos, de acuerdo al programa *Grid Modernization Initiative* [31]. En lo que concierne con la RTS-GMLC, su propósito es servir de plataforma para el análisis de estrategias y problemas asociados a la operación de los SEP, incluyendo unit commitment, despacho económico, flujos de potencia e impactos en términos de confiabilidad [32].

El parque generador inicial tiene una capacidad instalada de 15.550 [MW], repartida entre 155 unidades de distinta tecnología. La información disponible para cada tipo de tecnología es el número de unidades, capacidad instalada [MW], costo variable [USD/MWh], IFOR [%] y factor de planta [p.u.].

Tabla 4.1: Parque generador inicial.

Tecnología	Unidades	Capacidad Instalada [MW]	Costo Variable [USD/MWh]	IFOR [%]	Factor de planta [p.u.]
Carbón	16	2.317	60	4,2	1
Gas CC	10	3.550	90	3,3	1
Gas CT	27	1.458	120	3,1	1
Nuclear	1	400	5	12	1
Oil CT	12	240	180	10	1
Oil ST	7	84	150	2	1
Solar PV	25	1.555	0	0,6	0,28
Solar RTPV	31	1.161	0	0,6	0,21
Eólica	4	2.508	0	0,2	0,31
CSP 6h	1	200	0	4	0,53
ESS 3h	1	50	0	0,2	-
Hidroeléctrica de pasada	20	1.000	0	1	0,47

En la Figura 4.1 se muestra el perfil promedio diario de la generación disponible del parque inicial y la demanda promedio diaria que este debe abastecer. El perfil de generación es una aproximación, ya que el gráfico no considera la capacidad de almacenamiento de las unidades ESS ni CSP. El perfil de demanda también fue extraído de la RTS-GMLC. Sin embargo, esta ha sido desplazada positivamente tal que la profundidad de falla en la operación del parque sea igual al 5%, lo cual equivale a 20 [MWh] de EENS.

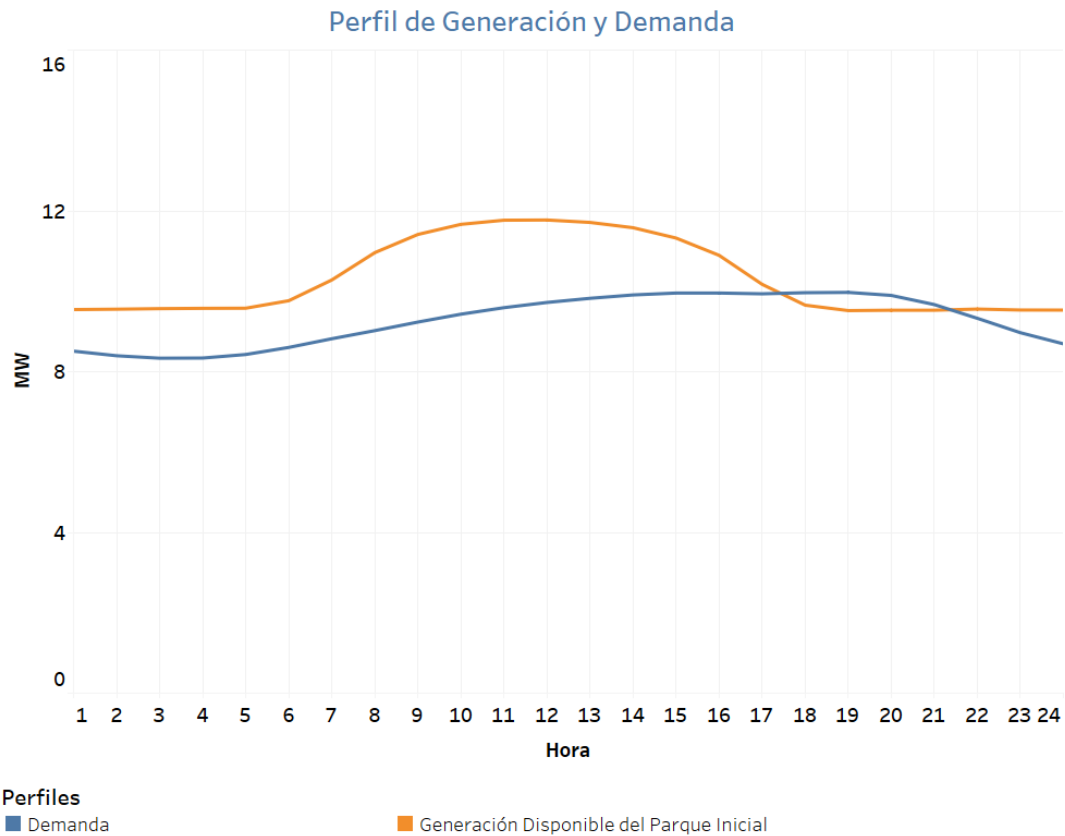


Figura 4.1: Perfil de demanda y generación disponible del parque inicial.

4.2. Parque generador candidato

A continuación, se define el *parque generador candidato* como el conjunto de unidades que podrían ser parte de la matriz energética de estudio, lo cual depende de la decisión que tome el modelo de optimización en la resolución del problema de expansión de la generación.

Los parámetros del parque generador candidato se muestran en la Tabla 4.2. La información disponible por tecnología es el costo variable [USD/MWh], IFOR [%], factor de planta [p.u.], costo de inversión en 2020, 2040 y 2060 [USD/kW], y su vida útil [años]. Esta base de datos es de elaboración propia. Las fuentes de información y/o supuestos asociados a sus parámetro son los siguientes:

- El costo variable de la generación térmica diésel y de gas natural se determinó a partir del promedio anual para el año 2021, del costo variable a plena carga, por tecnología, de todas las unidades del SEN [33].
- El IFOR asignado a cada tecnología corresponde al valor promedio observado en las unidades del SIC, para el período marzo 2016 a marzo 2017 [18]. No se encontró información para los ESS, por lo tanto, se les asigno un IFOR igual al 0,2 %.
- Los costos de inversión, para los años 2020, 2040 y 2060, fueron extraídos de las proyecciones de costos por tecnología de la *Planificación Energética de Largo Plazo* (en adelante *PELP*), disponible en el sitio web del Ministerio de Energía [34].
- Se tienen 5 unidades por tecnología. El propósito de esta medida es que, por ejemplo, si se determina que una tecnología debe expandirse en 100 [MW], dicha capacidad se distribuya entre las 5 unidades disponibles. De esta forma, en términos de confiabilidad, la salida de 1 de las 5 unidades, cuya capacidad es aproximadamente de 20 [MW], tiene menor impacto en comparación con la salida de un único bloque de 100 [MW].
- Cada unidad tiene una capacidad instalada ilimitada. Sin embargo, el tamaño del parque generador candidato debe ser menor o igual al del parque generador inicial. La idea es que la expansión de la generación se mantenga dentro de un límite realista y se favorezca la competencia entre tecnologías.

Tabla 4.2: Parque generador candidato.

Tecnología	Costo Variable [USD/MWh]	IFOR [%]	Factor de planta [p.u.]	Costo de Inversión 2020 [USD/kW]	Costo de Inversión 2040 [USD/kW]	Costo de Inversión 2060 [USD/kW]	Vida útil [años]
Diésel	196	11,8	1	687	687	687	30
Gas Natural	94	5,9	1	448	448	448	30
Solar	0	0,6	0,36	871	596	506	25
Eólico	0	0,2	0,31	1166	867	812	25
Hidroeléctrica de Pasada	0	1	0,57	3.250	3.250	3.250	35
ESS 1h	0	0,2	-	601	394	345	15
ESS 2h	0	0,2	-	908	596	522	15
ESS 4h	0	0,2	-	1.520	997	873	15
CSP 6h	0	4	0,53	4.042	2.830	2.516	30
CSP 9h	0	4	0,53	4.554	3.188	2.835	30
CSP 13h	0	4	0,53	5.381	3.768	3.350	30

4.3. Modelación del caso de estudio

El caso de estudio toma como parámetros de entrada la información del parque de generación inicial y candidato, disponibles en las Tablas 4.1 y 4.2, además del perfil promedio diario de la demanda, disponible en la Figura 4.1. Otros datos de entrada que no se adjuntan en este documento son: perfiles promedios diarios y anuales de la demanda, del insumo primario de cada una de las unidades de generación renovable y de la disponibilidad de generación de las unidades CSP, en ambos parques. Los modelos de expansión MEC y MET, se simulan bajo los siguientes supuestos:

- Simulación diaria con resolución de 24 horas en una red uninodal.
- El porcentaje de profundidad de falla se penaliza en dos niveles, tal como se muestra en Tabla 4.3. Los costos por nivel se obtuvieron del *Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios Nudos de Corto plazo del Primer Semestre de 2022* [22].

Tabla 4.3: Penalización de profundidad de falla en dos niveles.

Nivel	Intervalo de la profundidad de falla [%]	Penalización [USD/MWh]
1	0 - 0,02	399,5
2	0,02 - 100	558,99

- MEC establece que el objetivo de confiabilidad es una profundidad de falla igual a 0,02 %. Este valor se fijó por debajo del porcentaje de falla del SEN para el año 2019, cuyo valor fue de 0,021 % (ver anexo).
- En la componente de confiabilidad, MEC y MT simulan 50.000 subproblemas distintos mediante el método de Monte Carlo. Cada evento se diferencia en lo siguiente:
 - Disponibilidad de las unidades de generación sujetas a su IFOR.
 - Sorteo del perfil diario de disponibilidad de insumo primario, a partir de un perfil anual característico, en todas las centrales solares, eólicas e hidroeléctricas de pasada.
 - Sorteo del perfil diario de generación, a partir de un perfil anual característico, en todas las centrales CSP.
 - Sorteo de un día de demanda a partir del perfil de demanda anual característica.
- En las componentes de inversión y operación, MEC y MT utilizan un perfil promedio diario para la disponibilidad del insumo primario de las ERNC, disponibilidad de generación de las CSP y demanda, calculados a partir de sus respectivos perfiles anuales característicos.
- MEC converge si el criterio de parada del algoritmo de Benders es menor a 0.1 %.
- Los resultados que entregan ambos modelos de expansión son:
 - Función objetivo y sus componentes de operación, inversión y confiabilidad.
 - Profundidad de falla y EENS.
 - Expansión de la generación agrupada por tecnología.

4.4. Expansión de la generación en el caso de estudio

En la Tabla 4.4 se muestra la profundidad de falla y EENS de la matriz resultante, de acuerdo con el MEC y MT para el caso de estudio.

Se debe recordar que la profundidad de falla del parque inicial es 5 %, mientras que el objetivo de suficiencia es 0,02 %. Conforme a los resultados, aumentar la capacidad instalada de las tecnologías más económicas en términos de inversión y operación disminuye la profundidad de falla, en este caso a un 1,259 %. Sin embargo, una planificación de la generación que solo considera eficiencia económica, no garantiza el cumplimiento del objetivo de suficiencia del sistema. Según lo visto en la subsección 2.2.3, la regulación en distintos sistemas eléctricos internacionales fijan un nivel de confiabilidad específico. Para lograrlo, una alternativa podría ser incluir el objetivo de suficiencia en el problema de expansión de la generación. Al aplicar esta propuesta en el caso de estudio se cumple el objetivo, más aún, se obtiene una profundidad de falla menor, cuyo valor es 0,014 %.

Otra forma de comparar el nivel de confiabilidad entre sistemas es por medio de la EENS. Notar que para el caso de estudio, la EENS es 89 veces menor si se considera un objetivo de suficiencia en la expansión, es decir, la matriz resultante es más confiable.

Tabla 4.4: Profundidad de falla y EENS en el caso de estudio.

Métrica de Confiabilidad	MEC	MT
Profundidad de Falla [%]	0,014	1,259
EENS [MWh]	31	2.773

En la Tabla 4.5 se muestra el costo de la función objetivo total y sus componentes de inversión, operación y confiabilidad, determinada por MEC y MT para el caso de estudio.

Para mejorar el nivel de confiabilidad de una matriz energética, una alternativa es invertir en capacidad. Sin embargo, para evitar una sobreinstalación, es necesario estimar en conjunto los gastos en inversión, operación y confiabilidad, y así minimizar el costo total del sistema. Disminuir los costos en términos de confiabilidad implica considerar el objetivo de suficiencia en el problema de expansión. Se observa que MEC incurre en un mayor gasto de inversión respecto a MT, a pesar de esto, la medida permitió reducir los costos de operación y aún más los de confiabilidad, dando lugar a que en el balance general, este método de expansión fuese más eficiente.

Tabla 4.5: Función objetivo y sus componentes en el caso de estudio.

Función objetivo [k USD]	MEC	MT
Inversión	6.048	4.857
Operación	3.330	3.873
Confiabilidad	12	1.543
Total	9.390	10.272

En la Figura 4.2 se muestra la expansión de la generación agrupada por tecnología, en megawatts, resuelto por MEC y MT para el caso de estudio.

MT aumenta exclusivamente la capacidad instalada de la generación solar y eólica, ya que entre las tecnologías de costo variable cero, son las que requieren menor pago por inversión. Por otro lado, tomando en cuenta el objetivo de suficiencia declarado, MEC ajusta la decisión tomada por MT, incluyendo en la expansión a la generación diésel, hidroeléctrica de pasada y ESS.

Las centrales térmicas permiten un mayor control de su generación, razón por la cual se modelaron las tecnologías diésel y gas natural con factor de planta de 1 [p.u.]. Si bien la generación diésel tiene un costo variable e IFOR más alto que la generación con gas natural, el hecho que su costo de inversión sea casi la mitad, conduce a que toda la expansión térmica sea únicamente diésel. Entre las tecnologías del parque generador candidato, las unidades diésel son las más apropiadas para despachar a plena carga en las horas de mayor probabilidad de falla, situadas entre las 17:00 y 22:00 horas, según los perfiles de demanda y generación disponible mostrados en la figura 4.1.

MT no invierte en generación hidroeléctrica de pasada debido a su elevado costo de inversión, el cual es 2,79 veces mayor que la eólica y 3,73 veces mayor que la solar. Por el contrario, MEC si lo hace, aún cuando su IFOR es levemente mayor, 1 %, en comparación con las unidades eólicas y solares, 0,2 % y 0,6 % respectivamente. De acuerdo con estos antecedentes, la entrada del bloque de 2.189 MW de generación hidroeléctrica de pasada se explica por su factor de planta. Dicho valor, 0,57 [p.u.], es casi el doble que el asociado a las tecnologías eólica y solar, 0,31 [p.u.] y 0,36 [p.u.] cada una, lo que implica un mayor nivel de despacho, por ende, contribuye en mayor medida a cumplir el objetivo de suficiencia del sistema.

La tecnología ESS no es considerada por MT. Por lo tanto, se entiende que MEC la incluye por un criterio estricto de confiabilidad. En específico, se espera que los ESS muevan los excedentes de las ERNC a las horas con mayor probabilidad de pérdida de carga. En lo que concierne a las CSP, su costo de inversión es relativamente alto, por lo tanto no es considerado por ninguno de los modelos.

Caso de Estudio

Expansión de la Generación por Tecnología

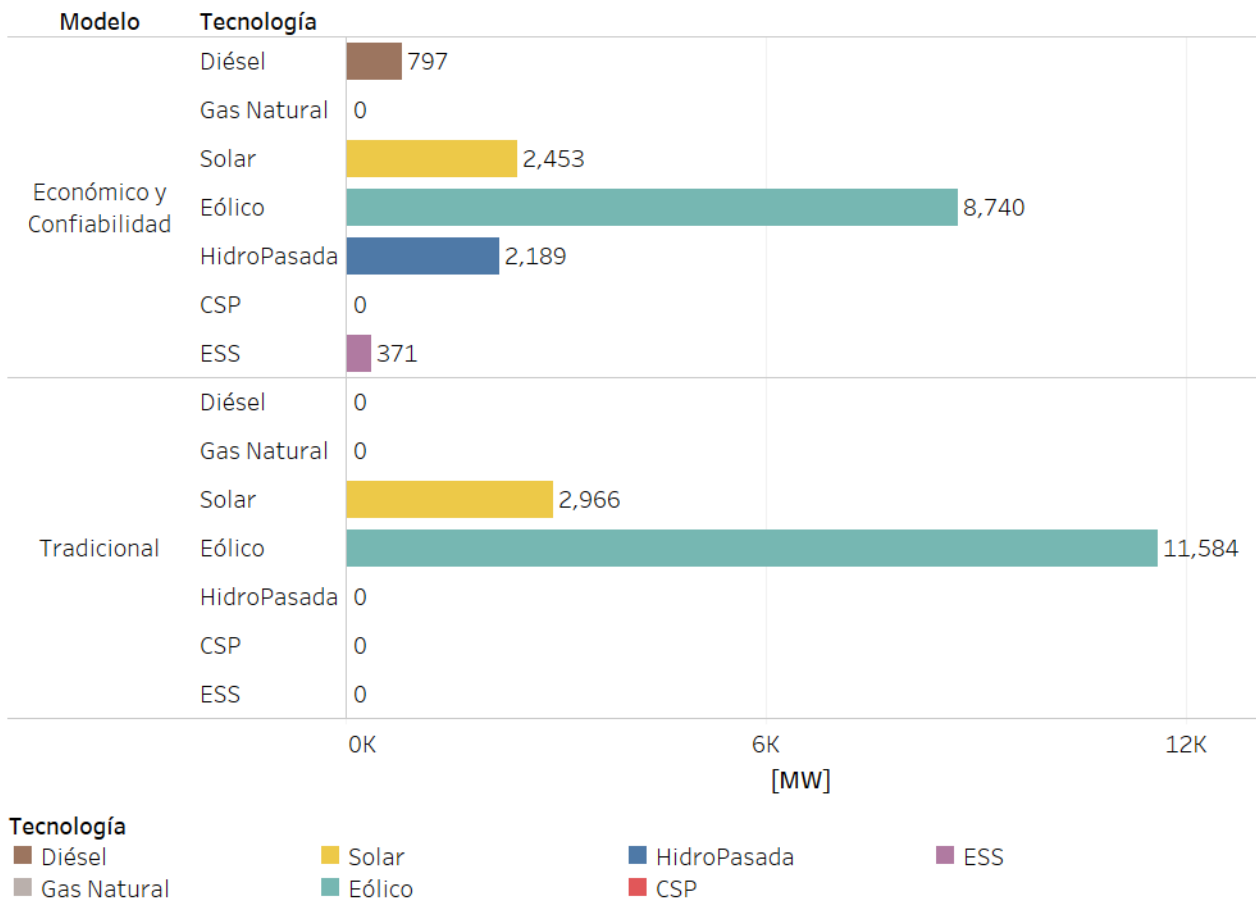


Figura 4.2: Expansión de la generación por tecnología en el caso de estudio.

Finalmente, para el caso de estudio, se tiene que una expansión de la generación diversificada configura una matriz más eficiente en costos y nivel de confiabilidad, respecto a una estrictamente renovable o térmica.

Una matriz con alta penetración de ERNC es económica en su operación, no obstante su confiabilidad está comprometida debido a su factor de planta e incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo primario, a menos que, se incorporen medidas que mejoren su disponibilidad, tales como el uso de automatismos. Por otro lado, una matriz puramente térmica da lugar al escenario opuesto, un sistema confiable pero con elevados costos de operación.

Capítulo 5

Análisis de sensibilidad

En este capítulo se realiza un análisis de sensibilidad de los modelos de expansión propuestos, frente a variantes del caso de estudio. En la sección 5.1 se analiza la expansión de la generación para a distintos niveles de confiabilidad del parque generador inicial, y en la sección 5.2 respecto a diversas proyecciones de los costos de inversión en las tecnologías del parque generador candidato.

5.1. Nivel de confiabilidad del parque inicial

El objetivo de esta sección es determinar un modelo de expansión de la generación, eficiente en costos y suficiencia, frente a distintos niveles de confiabilidad del parque generador inicial.

Para establecer escenarios con distintos niveles de confiabilidad, se modificó el IFOR de las unidades ya existentes en el parque inicial del caso de estudio. De acuerdo con su definición, mientras mayor sea el valor de este parámetro en una central, menor será su disponibilidad. En la Tabla 5.1 se muestran los niveles de confiabilidad a analizar y el factor por el cual se ponderó el IFOR de las unidades.

Tabla 5.1: Sensibilidad de los niveles de confiabilidad del parque generador inicial.

Nivel de confiabilidad del parque generador inicial	K_{IFOR}
Muy confiable	0.1
Caso de estudio	1
Poco confiable	3

En la Tabla 5.2 se muestra la profundidad de falla y EENS de la matriz resultante, de acuerdo el MEC y MT, para distintos niveles de confiabilidad del parque generador inicial.

Se observa que independiente del nivel de confiabilidad de una matriz, si se incluye un objetivo de suficiencia en la resolución del problema de expansión, entonces dicha métrica siempre se cumple, en cuanto no existan limitantes económicas, de operación, entre otras.

La eficiencia de los modelos puede ser cuantificada mediante la EENS. Para el escenario *muy confiable*, la EENS de MEC se reduce 64 veces respecto al valor entregado por MT, mientras que para el caso *poco confiable*, la métrica es 181 veces menor.

Tabla 5.2: Profundidad de falla y EENS para distintos niveles de confiabilidad del parque generador inicial.

Métrica de Confiabilidad	Muy confiable ($K_{IFOR} = 0.1$)		Caso de estudio ($K_{IFOR} = 1$)		Poco confiable ($K_{IFOR} = 3$)	
	MEC	MT	MEC	MT	MEC	MT
Profundidad de Falla [%]	0,013	0,842	0,014	1,259	0,014	2,550
EENS [MWh]	29	1.855	31	2.773	31	5.616

En la Tabla 5.3 se muestra el costo de la función objetivo total y sus componentes de inversión, operación y confiabilidad, determinada por MEC y MT, para distintos niveles de confiabilidad del parque generador inicial.

Si la resolución del problema de expansión considera un objetivo de suficiencia, mientras menos confiable sea la matriz, se deberá incurrir en una mayor inversión con tal de asegurar el cumplimiento de la métrica. De todas formas, los costos de operación y confiabilidad disminuyen, de manera tal que, para un mismo nivel de confiabilidad, considerar un objetivo de suficiencia siempre garantiza la conformación de una matriz más eficiente.

Tabla 5.3: Función objetivo y sus componentes para distintos niveles de confiabilidad del parque generador inicial.

Función objetivo [k USD]	Muy confiable ($K_{IFOR} = 0.1$)		Caso de estudio ($K_{IFOR} = 1$)		Poco confiable ($K_{IFOR} = 3$)	
	MEC	MT	ME	MT	MEC	MT
Inversión	5.835	4.857	6.048	4.857	6.528	4.857
Operación	3.444	3.873	3.330	3.873	3.073	3.873
Confiabilidad	12	1.029	12	1.543	13	3.132
Total	9.290	9.759	9.390	10.272	9.613	11.862

En la Figura 5.1 se muestra la expansión de la generación agrupada por tecnología, en megawatts, determinada por MEC y MT, para distintos niveles de confiabilidad del parque generador inicial.

En todo nivel de confiabilidad, si la planificación de la generación considera un objetivo de suficiencia, entonces la composición tecnológica de la matriz resultante es diversificada. En la medida en que el parque en evaluación es menos confiable, aumenta la capacidad instalada de las tecnologías que contribuyen mayormente a alcanzar el objetivo de suficiencia, en este caso la generación diésel, hidroeléctrica de pasada y ESS. A su vez, implica una disminución de la expansión en las tecnologías que solo conllevan una eficiencia económica en términos de inversión y operación, tales como la generación eólica y solar. Nuevamente, las centrales CSP no son consideradas por los modelos ya que su costo de inversión es relativamente alto.

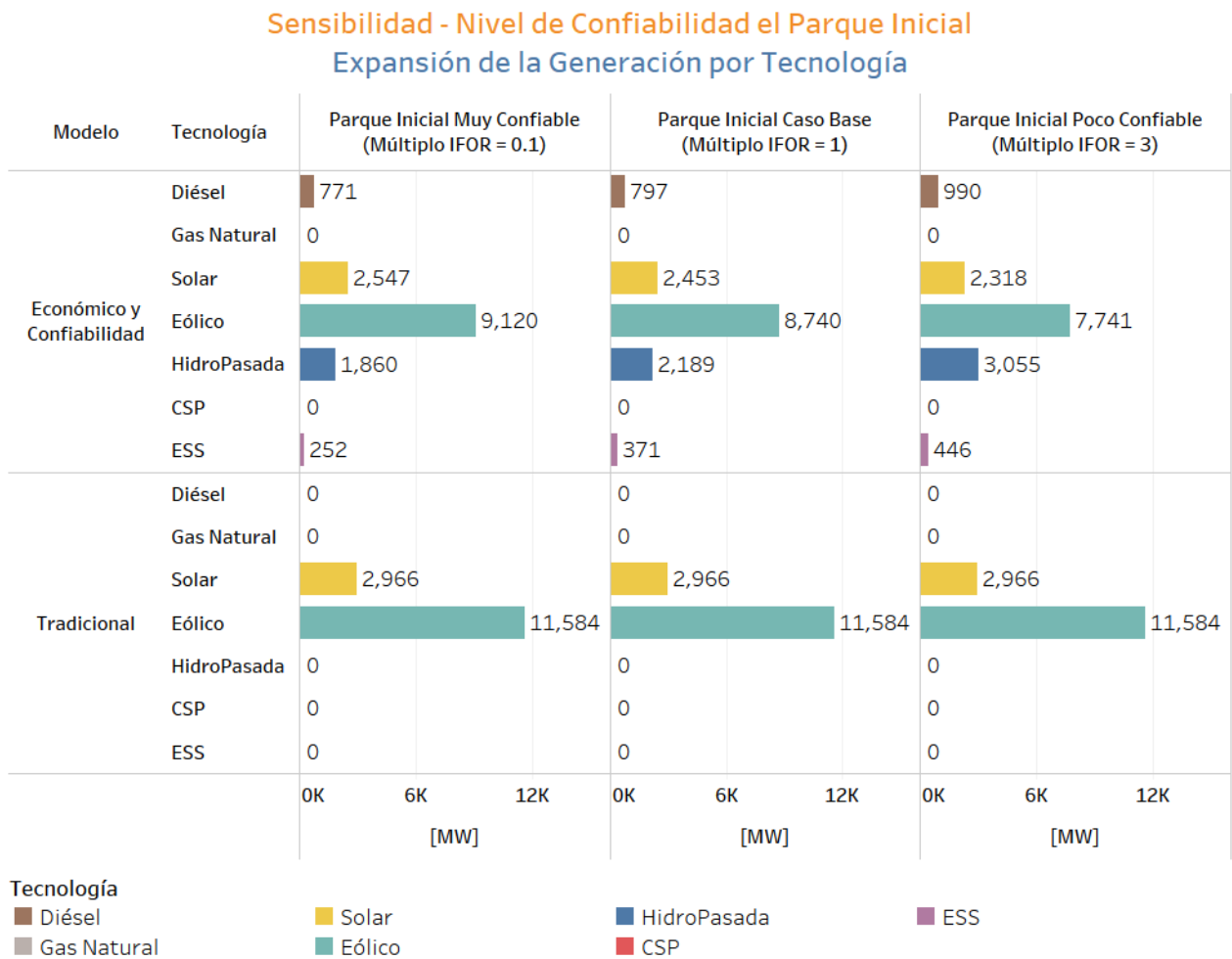


Figura 5.1: Expansión de la generación por tecnología para distintos niveles de confiabilidad del parque generador inicial.

5.2. Costos de inversión por tecnología

El objetivo de esta sección es determinar un modelo de expansión de la generación, eficiente en términos económicos y de suficiencia, frente a distintas proyecciones de los costos de inversión de las tecnologías presentes en el parque generador candidato.

Para establecer escenarios con diferentes costos de inversión, se tomó como referencia las proyecciones hechas en la PELP del Ministerio de Energía. En tabla 5.4 se muestra el detalle de esta sensibilidad.

Tabla 5.4: Sensibilidad del costo de inversión por tecnología.

Costo de inversión del parque generador candidato	Referencia
Caso de estudio	PELP 2020
Costo bajo	PELP 2040
Costo muy bajo	PELP 2060

En la Tabla 5.5 se muestra la profundidad de falla y EENS de la matriz resultante, de acuerdo el MEC y MT, para distintas proyecciones del costo de inversión.

Se tiene que independiente de los costo de inversión de las tecnologías presentes en el parque candidato, si se incluye un objetivo de suficiencia en la resolución del problema de expansión, entonces dicha métrica siempre se cumplirá, en cuanto no existan limitantes económicas, de operación, entre otras.

En los tres escenarios analizados, *caso de estudio*, *costos bajos* y *costos muy bajos*, MEC reduce 89 veces la EENS respecto a MT. Esto se debe a que en este último, la composición tecnológica de la matriz resultante es la misma, por lo tanto, tendrán el mismo nivel de confiabilidad.

Tabla 5.5: Profundidad de falla y EENS para distintas proyecciones del costo de inversión.

Métrica de Confiabilidad	Caso de estudio (PELP 2020)		Costos bajos (PELP 2040)		Costos muy bajos (PELP 2060)	
	MEC	MT	MEC	MT	MEC	MT
Profundidad de Falla [%]	0,014	1,259	0,013	1,258	0,012	1,258
EENS [MWh]	31	2.773	28	2.771	27	2.772

En la Tabla 5.6 se muestra el costo de la función objetivo total y sus componentes de inversión, operación y confiabilidad, determinada por MEC y MT, para distintas proyecciones del costo de inversión.

Si la resolución del problema de expansión considera un objetivo de suficiencia, mientras menor sea el costo de inversión de las nuevas unidades, se deberá incurrir en un menor gasto en esta componente con tal de asegurar el cumplimiento de la métrica.

Tabla 5.6: Función objetivo y sus componentes para distintas proyecciones del costo de inversión.

Función objetivo [k USD]	Caso de estudio (PELP 2020)		Costos bajos (PELP 2040)		Costos muy bajos (PELP 2060)	
	MEC	MT	ME	MT	MEC	MT
Inversión	6.048	4.857	5.266	3.565	4.788	3.292
Operación	3.330	3.873	2.667	3.873	2.668	3.873
Confiabilidad	12	1.543	11	1.542	11	1.542
Total	9.390	10.272	7.944	8.979	7.466	8.707

En la Figura 5.2 se muestra la expansión de la generación agrupada por tecnología, en megawatts, determinada por MEC y MT, para distintas proyecciones del costo de inversión.

En la medida que disminuyen los costos de inversión, es posible que la composición tecnológica de la expansión cambie. De acuerdo con la información disponible en la Tabla 4.2, se proyecta que el gasto en nuevas centrales térmicas e hidroeléctricas de pasada permanecerá constante en los años 2040 y 2060. En las tecnologías restantes el precio disminuye, principalmente en la generación CSP, permitiendo que estas se vuelvan competitivas. Si el ejercicio de expansión se realiza con los precios proyectados al 2040 y 2060, se estima que las CSP desplazarán completamente la generación diésel e hidroeléctrica de pasada, y en menor medida a la generación solar, eólica y ESS.

Para explicar este escenario, se deben analizar las variables de decisión involucradas en la determinación de la expansión. En comparación con la generación hidroeléctrica de pasada, el costo de inversión de las CSP de 13 horas es similar, mientras que las variantes de 9 y 6 horas son más económicas. No hay diferencias respecto a los costos de operación, ya que ambas fueron modeladas con costo variable cero, ni tampoco en su confiabilidad, ya que sus IFOR son similares. Lo mismo ocurre con sus factores de planta. La gran ventaja de las CSP radica en que estas cuentan con un sistema de almacenamiento que posibilita el despacho en los horarios en que el recurso solar es bajo o nulo. Esta característica también le permite competir con la generación térmica, y son su costo variable nulo e IFOR más bajo las variables que le dan la ventaja en el proceso de expansión.

El análisis más importante de este apartado, es que es posible cumplir con un objetivo de suficiencia particular con centrales de ERNC, excluyendo la generación térmica, siempre y cuando se vinculen a sistemas de almacenamiento.

Sensibilidad - Costo de Inversión por Tecnología Expansión de la Generación por Tecnología

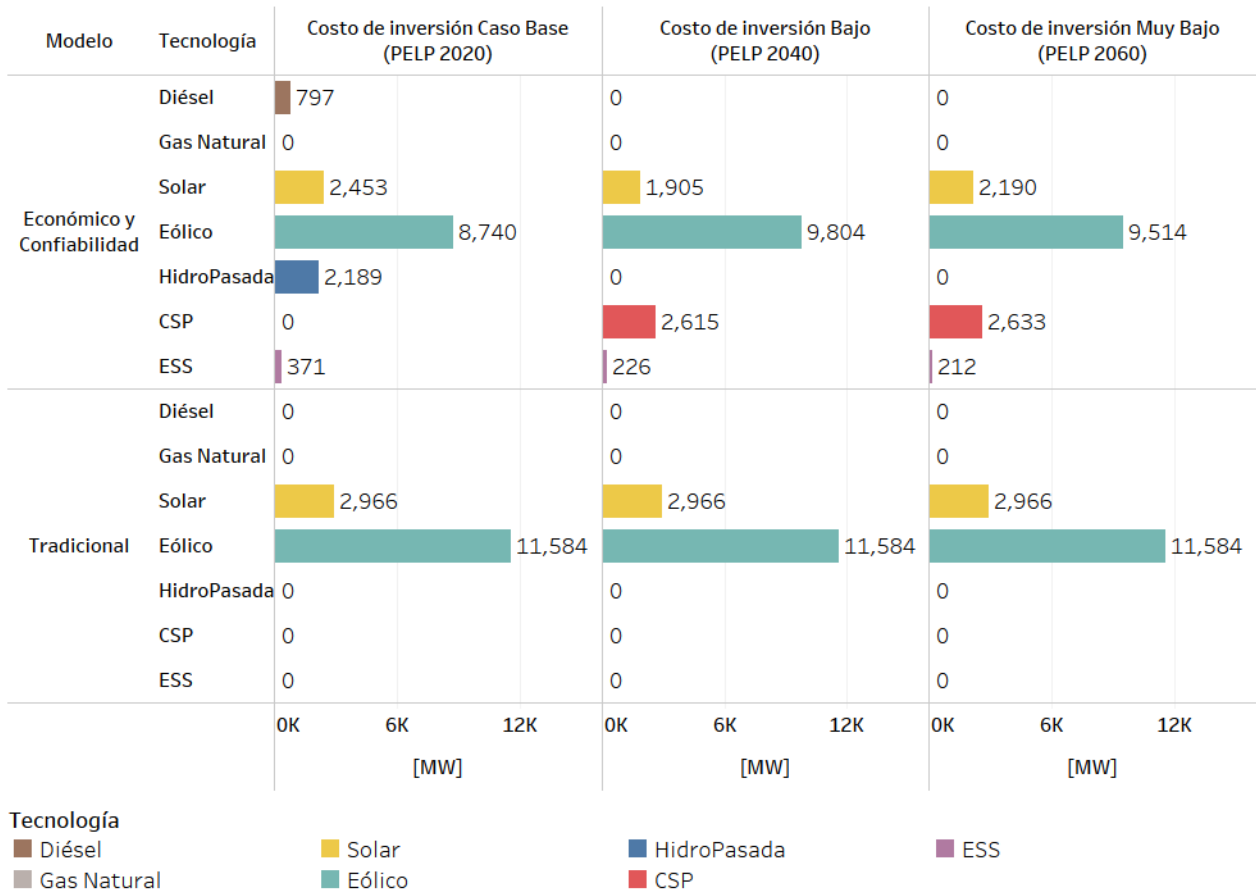


Figura 5.2: Expansión de la generación por tecnología para distintas proyecciones del costo de inversión.

Capítulo 6

Conclusiones

A modo de cierre, se presentan las principales conclusiones del trabajo de título. Antes que nada, se cumplió con el objetivo general, diseñar un modelo de expansión de la generación para un sistema eléctrico de potencia, tal que la solución favorezca la conformación de un parque generador confiable.

La metodología consistió en diseñar dos modelos de expansión y compararlos. El primero se denomina *Modelo Económico y de Confiabilidad (MEC)*, el cual minimiza los costos de inversión, operación y confiabilidad del parque generador, y además busca que este cumpla con un objetivo de suficiencia específico. El segundo, llamado *Modelo Económico Tradicional (MT)* solo minimiza los costos de inversión y operación, y es una representación más fidedigna de cómo se estudia la planificación de la generación hoy en día.

Incluir un objetivo de suficiencia en la planificación de la generación, permitirá conformar un parque generador más eficiente en términos de costos y nivel de confiabilidad, en comparación al caso en el cual no se considera. De acuerdo con los resultados obtenidos, se demostró que a través de la inversión en capacidad, es posible mejorar la confiabilidad de una matriz. Sin embargo, esto no garantiza el cumplimiento de un objetivo de suficiencia particular y el sistema se podría sobreinstalar. Para evitar esto, se debe estimar en conjunto los gastos en inversión, operación y confiabilidad. Esta última componente implica establecer un objetivo de suficiencia. Respecto al desempeño de los modelos, en todos los escenarios de simulación, *MEC* realizó un mayor gasto de inversión en comparación con *MT*, a pesar de esto, la medida permitió configurar una matriz con bajos costos de operación, y reducir significativamente los de confiabilidad, dando lugar a que en el balance general, este método de expansión fuese más eficiente.

Se demostró que es posible cumplir con un objetivo de suficiencia, independiente del nivel de confiabilidad del parque inicial, destacando que, mientras mayor sea la diferencia entre la cuantificación de la suficiencia de la matriz en estudio respecto del valor deseado, entonces el sistema deberá incurrir en una mayor inversión. Esta aseveración es válida siempre que no existan restricciones económicas, de operación, entre otras. Respecto a la composición tecnológica de la expansión, esta es fija para un mismo nivel de precio. Por lo tanto, mientras menos confiable sea el parque que se quiere intervenir, mayor será la capacidad instalada de dichas tecnologías y no se incluirán otras.

En el estado actual de las tecnologías de generación, respecto a sus costos de inversión y operación, IFOR y factor de planta, una expansión diversificada da lugar a una matriz energética más eficiente en costos y nivel de confiabilidad, respecto a una estrictamente renovable o térmica. Un parque generador con alta penetración renovable es económico en su operación, no obstante su confiabilidad está comprometida debido a su factor de planta e incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo primario. Una matriz puramente térmica entrega el escenario opuesto, un sistema confiable pero con elevados costos de operación. En una matriz con variedad en sus tecnologías de generación, las centrales eólicas y solares contribuyen a disminuir los costos de operación, sus limitados aportes a la suficiencia son compensados por medio de la generación térmica y ESS, las que ofrecen un mayor control en su despacho. Las centrales hidroeléctricas de pasada benefician a la matriz en dos frentes, disminuyen el costo de operación del sistema y contribuyen en mayor medida a la suficiencia respecto a los otros tipos de generación variable mencionados. De acuerdo con la PELP del Ministerio de Energía, los costos de inversión de la generación térmica e hidroeléctrica de pasada permanecerán constantes, mientras que en las demás tecnologías irán a la baja, principalmente el de las centrales CSP. Bajo el panorama de precios proyectados a 2040 y 2060, las CSP podrían desplazar completamente a la generación térmica e hidroeléctrica de pasada en la planificación de la generación. El resultado será un parque generador aún más eficiente en costos y nivel de confiabilidad.

Debido al actual plan de descarbonización de la matriz energética y la creciente entrada de centrales de generación renovable, es muy probable que en el futuro el SEN esté constituido mayormente por centrales de ERNC y sistemas de almacenamiento, llevando a la capacidad térmica a mínimos históricos o excluyéndose completamente. Por otro lado, las conclusiones del presente trabajo de título apuntan a que un parque generador con estas características garantiza eficiencia en términos económicos y de confiabilidad. El contexto energético del país y las ideas presentadas en este documento, refuerzan la necesidad de actualizar la regulación vigente asociada al reconocimiento y remuneración de la potencia, que favorece principalmente a las centrales térmicas. Por lo tanto, se debe elaborar una normativa que enfrente apropiadamente los desafíos futuros del sector, la cual fije un objetivo de suficiencia para el sistema, capture en forma correcta la contribución de las distintas tecnologías, especialmente las ERNC y sistemas de almacenamiento. Esto permitirá entregar al mercado de la generación las señales correctas que permitan alcanzar una matriz eficiente.

Finalmente, como trabajo futuro, los modelos de expansión propuestos podrían entregar resultados más representativos de la realidad si se aplican en una red con distintas topologías, por ejemplo radial o enmallada. Otra forma de mejorar los resultados sería considerar una ventana de tiempo mayor en la simulación, o bien se incluyera la generación hidroeléctrica de embalse para distintos niveles de hidrologías.

Bibliografía

- [1] W. Brokering, R. Palma, *Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia*. Santiago, Chile: 2018.
- [2] M. Olivares, *Simetría. El mercado eléctrico nacional: historia, coordinación, regulación e institucionalidad*. Santiago, Chile: Editorial USACH, 2020.
- [3] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, *Decreto con Fuerza de Ley 4*. Publicación: 5 de Febrero de 2007. Última versión: 2 de Agosto de 2022.
- [4] D. Fuentes del Campo, *Apuntes del curso EL7020 Análisis y Operación de Sistemas Eléctricos*. Santiago, Chile: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Otoño 2020
- [5] Comisión Nacional de Energía, *Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras*. Santiago, Chile: 2016.
- [6] Ministerio de economía, Fomento y Reconstrucción, *Decreto Supremo N° 62 - Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos*. Publicación: 16 de Junio de 2006. Última versión: 26 de Diciembre de 2020.
- [7] Comisión Nacional de Energía, *Energía Abierta - Estadísticas: capacidad instalada de generación bruta histórica* [Online]. Consulta: Marzo de 2022. Disponible: <http://energiaabierta.cl/categorias-estadistica/electricidad/>.
- [8] Coordinador Eléctrico Nacional, *Infotécnica - Datos globales: potencia bruta máxima por tipo de tecnología* [Online]. Consulta: Julio 2022. Disponible: <https://infotecnica.coordinador.cl/>.
- [9] Ministerio de Energía, *Mesa de trabajo del reglamento de potencia* [Online]. Consulta: Julio 2021. Disponible: <https://energia.gob.cl/panel/reglamento-de-potencia/>.
- [10] R. Moreno, H. Otárola, E. Pereira, C. Sepúlveda, 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.
- [11] M. Matus, C. Benavides, R. Torres, J. González, R. Moreno, R. Palma, G. Jimenez, F. Muñoz, *Estudio y propuesta de metodología para reconocimiento de potencia de suficiencia en sistemas eléctricos flexibles*. Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. Santiago, Chile: 2017.
- [12] Ministerio de Energía, *Ley 20.936 - Estable un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional*. Publicación: 20 de Julio de 2016. Última versión: 9 de Febrero de 2017.

- [13] Comisión Nacional de Energía, *Norma Técnica de Coordinación y Operación*. Santiago, Chile: 2021.
- [14] J. Coto Aladro, *Análisis de sistemas de energía eléctrica*. Oviedo, España: Servicio de Publicaciones de la Universidad de Oviedo, 2002.
- [15] Comisión Nacional de Energía, *Resolución Exenta N° 669 - Declaración y determinación de los costos combustibles que utilizan las unidades generadoras del sistema eléctrico Nacional*. Publicación: 21 de Noviembre de 2017.
- [16] Comisión Nacional de Energía, *Resolución Exenta N° 669 - Cálculo y determinación de transferencias económicas de energía*. Publicación: 21 de Noviembre de 2017.
- [17] F. Aguirre, C. Hermansen, *Apuntes del curso EL6016 Análisis Técnico Económico del Sector Eléctrico*. Santiago, Chile: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Primavera 2019.
- [18] Narvik, *Determinación de ingresos por potencia de suficiencia en los sistemas interconectados*. Santiago, Chile: 2017.
- [19] Comisión Nacional de Energía, *Resolución Exenta N° 641 - Establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo*. Publicación: 30 de Agosto de 2016.
- [20] Comisión Nacional de Energía, *Tarifificación - Precio nudo corto plazo* [Online]. Consulta: Marzo 2022. Disponible: <https://www.cne.cl/tarifificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>.
- [21] Comisión Nacional de Energía, *Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM*. Santiago, Chile: 2021.
- [22] Comisión Nacional de Energía, *Fijación de precios de nudo de corto plazo primer semestre 2022 - Informe técnico definitivo*. Santiago, Chile: 2022.
- [23] AF Mercados, E-Bridge, REF-E, *Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market*. Bruselas, Bélgica: 2016.
- [24] Comisión Nacional de Energía, *Tarifificación - Costo de falla* [Online]. Consulta: Marzo 2022. Disponible: <https://www.cne.cl/tarifificacion/electrica/costos-de-falla/>.
- [25] Ministerio de Energía, *Sesión 1 - Mesa de trabajo del reglamento de potencia*. Santiago, Chile: Octubre 2020.
- [26] Ministerio de Energía, *Sesión 16 - Reglamento de potencia*. Santiago, Chile: Julio 2021.
- [27] A. Ramos, S. Cerisola, *Optimización Estocástica*. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, España: 2010.
- [28] Dantzig, *Linear Programming Under Uncertainty*” *Management Science*. Vol 1, No 3-4, pp 197-206. April-July 1955.
- [29] J. Kazempour, *Class notes for 46925 Advanced Optimization and Game Theory for Energy Systems*. Department of Wind Energy, Danmarks Tekniske Universitet, Spring 2020.
- [30] Grid Modernization Lab Consortium, *Github: Reliability Test System* [Online]. Consulta: Febrero 2022. Disponible: <https://www.github.com/GridMod/RTS-GMLC/>.

- [31] Grid Modernization Lab Consortium, *Grid Modernization Initiative* [Online]. Consulta: Febrero 2022. Disponible: <https://www.energy.gov/gmi/grid-modernization-lab-consortium/>.
- [32] A. Lachuriya, R.D. Kulkarni, *Stationary electrical energy storage technology for global energy sustainability: A review*. International Conference on Nascent Technologies in Engineering (ICNTE), 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICNTE.2017.7947936.
- [33] Coordinador Eléctrico Nacional, *Sistema de costos variables e información de combustibles* [Online]. Consulta: Abril 2022. Disponible: <https://costosvariables.coordinador.cl/>.
- [34] Ministerio de Energía, *Planificación Energética de Largo Plazo - Proyecciones de costos* [Online]. Consulta: Febrero 2022. Disponible: <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos/>.
- [35] Coordinador Eléctrico Nacional, *Informe Mensual* [Online]. Consulta: Abril 2022. Disponible: <https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/informe-mensual-coordinador-electrico-nacional/>.

Anexo

A continuación se presenta el cálculo del porcentaje de falla del SEN en 2019. En la Tabla 6.1 se muestra la generación bruta real [GWh] y ENS [MWh] en ese año. Esta información fue extraída de los *Informes Mensuales* que publica el Coordinador en su sitio web [35].

Tabla 6.1: Penalización de profundidad de falla en dos niveles.

Nivel	Generación Bruta Real [GWh]	ENS [GWh]
Enero	6.542	1,36
Febrero	5.982	4,08
Marzo	6.626	0,82
Abril	6.191	0,45
Mayo	6.578	2,81
Junio	6.488	0,71
Julio	6.797	1,21
Agosto	6.598	0,23
Septiembre	6.107	1,85
Octubre	6.258	1,12
Noviembre	6.310	0,69
Diciembre	6.786	0,84
Total 2019	77.263	16,17

Finalmente, la profundidad de falla se obtiene mediante lo siguiente:

$$Profundidad\ de\ falla = \frac{ENS_{2019}}{GeneraciónBrutaReal_{2019}} \cdot 100\% = 0,0021\% \quad (6.1)$$