



# UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

Memoria de Título

## **“ESTIMACIÓN DE INGRESOS POR POTENCIA DE SUFICIENCIA PARA PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CONSIDERANDO DISTINTAS ALTERNATIVAS METODOLÓGICAS”**

Memoria de Titulación para optar al título de  
**Ingeniero Civil Electricista**

Alumno

**Philip Thomas McColl Albuja**

Profesor Supervisor

**Ricardo Álvarez Malebrán**

Profesor Correferente

**Roger Schurch Brandt**

15 de marzo, 2022, Valparaíso, Chile

<b>Agradecimientos</b>	<b>3</b>
<b>Resumen ejecutivo</b>	<b>4</b>
<b>Capítulo 1</b>	<b>5</b>
<b>Introducción</b>	<b>5</b>
1.1. Contexto	5
1.2. Objetivos	6
1.2.1. Objetivos generales	6
1.2.2. Objetivos específicos	6
<b>Metodologías de cálculo de potencia de suficiencia</b>	<b>7</b>
2.1. Metodología actual	7
2.2. Fundamentos de las propuestas metodológicas de cálculo de potencia de suficiencia en base a modelos probabilísticos	8
2.2.1. Demanda	8
2.2.2. Modelo probabilístico de la generación convencional	9
2.2.3. Modelo probabilístico de la generación ERNC	11
2.2.4. Modelo probabilístico del almacenamiento	12
2.3. Metodologías de cálculo	12
2.3.1. Metodología ELCC (Effective Load Carrying Capability)	12
2.3.2. ELCC generación	12
2.3.3. ELCC carga	13
2.3.4. Metodología ECP	14
<b>Capítulo 3</b>	<b>16</b>
<b>Herramienta de cálculo de potencia de suficiencia</b>	<b>16</b>
3.1. Datos de entrada	17
3.2. Parámetros de la herramienta	18
3.2.1. Agrupación de regiones	19
3.2.2. Modelos para caracterización de tecnologías	19
3.2.3. Rango de años para la data de generación de ERV	19
3.3. Pre-procesamiento de datos	19
3.4. Generación de modelos	20
3.4.1. Centrales convencionales	20
3.4.2. Centrales ERV	21
3.4.3. Centrales de almacenamiento	21
3.4.4. Base de datos de modelos de probabilidad	21
3.5. Cálculo de potencia inicial para las centrales hidroeléctricas.	22
3.6. Cálculo de potencia de suficiencia	22
<b>Capítulo 4</b>	<b>25</b>
4.1. Comparación de metodología actual con metodología ELCC y ECP para el año 2021 por tecnología	25
4.2. Estimación de ingreso económico por potencia de suficiencia para proyecto de almacenamiento de energía	27
<b>Capítulo 5</b>	<b>30</b>
<b>Conclusiones</b>	<b>30</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>31</b>
1. Método de la bisección	32
2. Tablas adicionales	32

# Agradecimientos

Antes de comenzar me gustaría agradecer por la oportunidad que tuve de seguir este camino. Me siento extremadamente afortunado de haber podido vivir las experiencias que acompañaron mi paso por la USM al igual que me siento profundamente conmovido por la oportunidad de haber accedido "al más alto grado del saber humano". Agradezco primero y por sobre todo a mi abuelo Esteban McColl por haber sido el gigante que me permitió observar el universo desde sus hombros. Agradezco a mi familia, principalmente: Julia, Philip, Pauline y Alan, por el infinito amor, apoyo y paciencia que me han entregado durante estos años. Agradezco a Titi por el amor, las enseñanzas y por cada sonrisa que me regaló en los momentos más oscuros. Agradezco a mis compañeros y futuros colegas y en especial a mis amigos: Francisco, Martín, Andrés, Luciano, Fernando, Alfonzo, Gabriel, Pablo, José, Jorge y a todos los que me regalaron momentos que se grabaron a fuego en mi memoria y que los atesoraré por siempre. Agradezco enormemente al profesor Ricardo por su guía y su infinita paciencia en el proceso de la realización de mi memoria. Finalmente deseo agradecer a Federico Santa María, ya que, sin su enorme generosidad, muchos de los gigantes que me inspiraron no serían tales y sus historias serían inciertas.

# Resumen ejecutivo

En la actualidad, en Chile se está en un proceso de cambio del marco regulatorio para determinar el aporte de las distintas tecnologías a la potencia de suficiencia del sistema, el que se remunera de forma proporcional en base a todas las unidades de generación que aportan a la suficiencia del sistema. En este contexto, para poder evaluar la viabilidad económica de futuros proyectos de almacenamiento, es importante poder conocer y estimar cuánto sería el aporte de los sistemas de almacenamiento de acuerdo al nuevo marco regulatorio. El objetivo principal de esta memoria es desarrollar una herramienta computacional para estimar el aporte de las distintas tecnologías de generación a la suficiencia del sistema en base al nuevo marco regulatorio especialmente para un proyecto de almacenamiento de 10 MW.

Actualmente el procedimiento para el cálculo de potencia de suficiencia está descrito en el Reglamento de Transferencia de Potencia fijado por el Decreto Supremo N°62 de 2006 [1]. Para el cálculo de la potencia de suficiencia de cada planta se utiliza información técnica de las unidades generadoras (por ejemplo capacidad máxima, factores de planta, entre otros), datos históricos de generación, información de disponibilidad del recurso primario de generación y la demanda del sistema.

Las propuestas metodológicas para el cálculo de potencia de suficiencia utilizando modelos probabilísticos se basan en el cálculo de la expectativa de pérdida de carga (LOLE). El LOLE se obtiene al sumar las probabilidades de pérdida de carga (LOLPt) para un periodo de tiempo determinado, tal como se indica en las ecuaciones 2.4 y 2.5. El LOLPt se define como la probabilidad de que la demanda del sistema sea mayor a la generación en un tiempo  $t$ . La propuesta más firme para reemplazar la actual metodología es el ELCC, este método calcula el aporte de una central a la suficiencia del SEP para una hora en particular, al compararla con la suficiencia que entrega una central perfecta que se encuentra disponible con potencia máxima todo el tiempo. Esto se obtiene al comparar el LOLE del sistema al considerar todas las unidades conectadas, con el LOLE del sistema sin considerar la central de interés.

Existen distintas formas de aplicar la metodología, para efectos de esta memoria se presentarán dos, la primera es por medio de variación de la generación y la otra por medio de la variación de la demanda. La otra metodología evaluada en el contexto de esta memoria será el ECP, la cual consiste en obtener el aporte a la suficiencia del sistema de una central, comparándola con una central real, en este caso con un IFOR de  $5e-5$ ,  $10e-5$  y  $15e-5$ , en lugar de una central perfecta como el ELCC.

La estructura general de la herramienta computacional mencionada al inicio de la sección se muestra en la Fig. 3.1. Los datos de entrada de la herramienta son datos históricos de la generación renovable, los estados operativos de las distintas unidades del SEN, ambos disponibles en la página web del Coordinador Eléctrico Nacional, así como las unidades de generación que se van a analizar, junto con sus características técnicas. Además, para facilitar su uso, la herramienta utiliza un archivo con parámetros para definir las especificaciones técnicas que se van a considerar. Luego, estos datos se procesan y se genera una base de datos coherente y limpia. Con esta base de datos, lo primero que se hace es crear modelos probabilísticos de generación, según el tipo de central (ver sección 2.2). Estos modelos se guardan por tipo de generación en una nueva base de datos. Estos modelos, junto con el parque generador en estudio, se utilizan para calcular la potencia de suficiencia del sistema.

En la Fig. 4.3 el porcentaje de la potencia máxima instalada por tecnología, el cual es reconocido como potencia de suficiencia tanto la metodología ELCC como las distintas instancias consideradas para la metodología ECP y la metodología actual. Al comparar el reconocimiento de potencia mediante la metodología ELCC y ECP se observa que, si bien el reconocimiento de potencia por tecnología cambia al variar el IFOR utilizado para el cálculo del ECP, ambos métodos reconocen la suficiencia de las tecnologías de forma similar.

Para determinar los ingresos por potencia de suficiencia de la central bajo análisis se debe multiplicar el precio nudo por el valor de potencia de suficiencia. En la tabla 4.3 se muestran los ingresos proyectados mensuales para las distintas metodologías considerando el precio nudo de Parinacota 6213,88 y el del nudo Cautín 4322,25 en \$/kW/mes, ya que, son el mayor y menor precio nudo del SEN para el año 2021. Con esto se obtiene el rango de ingresos mensual que se podría obtener del proyecto en cuestión, bajo ambas propuestas y dependiendo del lugar de instalación del mismo.

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Contexto

Al igual que muchos países, Chile está comprometido con la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> para combatir el cambio climático. En el marco de su Política Energética de Largo Plazo [1], el Gobierno de Chile se ha puesto importantes objetivos a futuro. Uno de ellos es que al año 2050 al menos el 70% de la energía eléctrica que se consume en el país provenga de fuentes de generación renovable. Otro es que al año 2050 se alcance además la neutralidad en emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a nivel país. Para lograr los objetivos planteados, en particular alcanzar la carbono neutralidad para el año 2050, el Ministerio de Energía, junto con el Ministerio de Medio Ambiente y el Ministerio del Trabajo, están desarrollando la “Estrategia de Transición Justa en Energía” [2.]. Esta estrategia contempla un plan de retiro de las unidades a carbón en dos fases. La primera fase tiene contemplado el retiro de once unidades a carbón para el año 2024, equivalentes al 31 % de la capacidad instalada en el país. La segunda fase tiene contemplado el retiro de todas las centrales a carbón restantes al año 2040. Más aún, en julio del año 2021 se aprobó en la cámara de diputados el “Acuerdo de retiro de centrales termoeléctricas a carbón”, el que consiste en prohibir la instalación y funcionamiento de nuevas centrales a carbón a partir del 31 de diciembre de 2025.

La transición económica y segura desde un sistema eléctrico de potencia (SEP) hidrotérmico con importante participación de centrales a carbón, hacia uno donde predominan las energías renovables variables (ERV) como la eólica y la solar, es una tarea altamente desafiante. Esto se debe a que el recurso primario como el sol y el viento fluctúa por factores ambientales que no son controlables, y por ende la generación eléctrica de estas centrales es variable e incierta. Como consecuencia, la incorporación de ERV al sistema puede afectar a la suficiencia del mismo. La suficiencia de un sistema o subsistema se define como la capacidad que tiene para abastecer la demanda de punta [2]. Una alternativa tecnológica limpia para mantener la suficiencia del sistema es la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía. Los sistemas de almacenamiento de energía pueden inyectar en momentos de baja disponibilidad del recurso renovable y absorber energía en caso de exceso. por lo que dan mayor flexibilidad operacional al sistema. Esta característica los hace ser una tecnología habilitante para la integración de grandes volúmenes de ERV y por ende se espera que jueguen un rol clave a futuro, no solo para mitigar la variabilidad de la inyección de las ERV, sino que además para aportar a la suficiencia del sistema.

En la actualidad, en Chile se está en un proceso de cambio del marco regulatorio para determinar el aporte de las distintas tecnologías a la potencia de suficiencia del sistema, el que se remunera de forma proporcional en base a todas las unidades de generación que aportan a la suficiencia del sistema. En este contexto, para poder evaluar la viabilidad económica de futuros proyectos de almacenamiento, es importante poder conocer y estimar cuánto sería el aporte de los sistemas de almacenamiento de acuerdo al nuevo marco regulatorio. El objetivo principal de esta memoria es desarrollar una herramienta computacional para estimar el aporte de las distintas tecnologías de generación a la suficiencia del sistema en base al nuevo marco regulatorio. Asimismo, la herramienta tendrá implementada otras metodologías consideradas en el ámbito internacional. Para validar la herramienta desarrollada, se estimará el ingreso esperado por concepto de potencia de suficiencia para un caso de estudio basado en un proyecto de almacenamiento de energía de la empresa de generación ENLASA considerando las metodologías implementadas y se comparará con el reconocimiento a la potencia de suficiencia en base a la metodología actual.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivos generales**

- Estimar el ingreso económico por potencia de suficiencia para proyectos de almacenamiento de energía considerando distintas propuestas.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

- Realizar una revisión del marco regulatorio actual en cuanto a la metodología de reconocimiento de potencia de suficiencia, así como la nueva propuesta de Reglamento de Potencia.
- Identificar las principales variables que impactan en el cálculo de reconocimiento de potencia de suficiencia junto con sus opciones de modelación, tanto con el marco regulatorio actual como con la nueva propuesta de Reglamento de Potencia.
- Desarrollar una herramienta computacional para calcular el reconocimiento de potencia de suficiencia de unidades de generación, incluyendo sistemas de almacenamiento, bajo distintos enfoques metodológicos, incluyendo la nueva propuesta del Reglamento de Potencia.
- Estimar el ingreso económico por potencia de suficiencia para un proyecto de almacenamiento de energía bajo distintas alternativas con respecto al marco regulatorio.

# Capítulo 2

## Metodologías de cálculo de potencia de suficiencia

La potencia de suficiencia que aportan las distintas centrales de generación se interpreta como la fracción de la demanda punta que cada central es capaz de abastecer. En la actualidad, algunos países ocupan metodologías basadas en el modelamiento probabilístico de la capacidad de generación, como por ejemplo los sistemas eléctricos como Midcontinent Independent System Operator (MISO) y Pennsylvania, New Jersey, and Maryland Regional Transmission Organization (PJMRTO). A Continuación se revisará la metodología de reconocimiento de potencia de suficiencia vigente en Chile, junto con otras propuestas metodológicas utilizadas en el ámbito internacional.

### 2.1. Metodología actual

Actualmente el procedimiento para el cálculo de potencia de suficiencia está descrito en el Reglamento de Transferencia de Potencia fijado por el Decreto Supremo N°62 de 2006 [1]. Para el cálculo de la potencia de suficiencia de cada planta se utiliza información técnica de las unidades generadoras (por ejemplo capacidad máxima, factores de planta, entre otros), datos históricos de generación, información de disponibilidad del recurso primario de generación y la demanda del sistema. Tal como se muestra en la figura 2.1, dicho cálculo contempla las siguientes tres etapas:

- Potencia inicial ( $P_{inicial}$ ): Se calcula como el mínimo entre la potencia inicial preliminar ( $P_{ini}$ ) y la potencia equivalente (PE) de un generador, de acuerdo a la fórmula 2.1. La potencia inicial ( $P_{ini}$ ) preliminar de un generador se obtiene en base a la disponibilidad del insumo que utiliza. Para las centrales térmicas, se pondera la potencia máxima de las centrales por la menor disponibilidad anual de recurso en los últimos 5 años. En el caso de las centrales renovables (como eólica y solar) y autoprodutores se utiliza el factor de planta histórico y proyectado. Para las centrales hidráulicas, se utiliza la información de cotas hídricas y afluentes para calcular la energía total disponible para el período de cálculo de potencia de suficiencia. La potencia equivalente (PE) de un generador se calcula según la fórmula 2.2, en donde se ponderan los estados operativos de cada planta por su duración sobre el tiempo total de operación de la misma. En la ecuación 2.2,  $PotEO_i$  corresponde a la potencia del estado operativo  $i$ ,  $\Omega$  es el conjunto de estados operativos de la central y  $t_i$  es la duración del estado operativo  $i$  de la central.

$$P_{inicial} = \min(P_{ini}, PE) \quad (2.1)$$

$$PE = \frac{\sum_{i \in \Omega} (PotEO_i \cdot \Delta t_i)}{\sum_{i \in \Omega} (\Delta t_i)} \quad (2.2)$$

- Potencia de suficiencia preliminar ( $P_{sufpre}$ ): La potencia de suficiencia preliminar tiene como objetivo considerar el factor de mantención de la planta y los consumos propios, tal como se muestra en la ecuación 2.3. Para considerar el factor de mantención, se utilizan los distintos estados operativos históricos asociados a la mantención de cada planta y su duración, en otras palabras, cuánto tiempo estuvo la planta en mantención. Los consumos propios ( $f_{cons prop}$ ) corresponden a la energía requerida por la central para su funcionamiento (por ejemplo, iluminación) y no se inyecta al sistema.

$$P_{sufpre} = P_{inicial} * f_{mant} * f_{cons prop} * (1-IFOR) \quad (2.3)$$

- Potencia de suficiencia definitiva ( $P_{sufdef}$ ): La potencia de suficiencia definitiva corresponde a la potencia que efectivamente aporta central a la suficiencia del sistema, es decir, para suministrar la demanda punta. Para su cálculo, la potencia de suficiencia

preliminar de todo el parque generador se escala para que coincida con la demanda punta del sistema, tal como se ejemplifica en la figura 2.2.

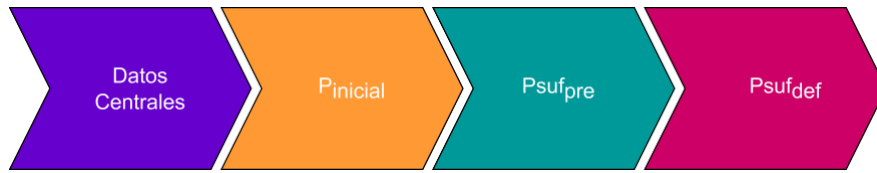


Fig. 2.1: Esquema secuencial para metodología actual.

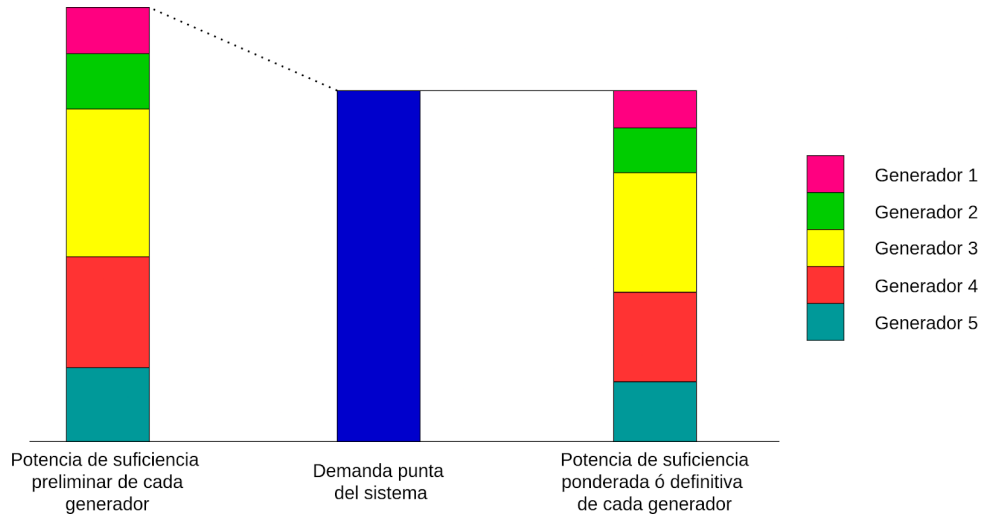


Fig. 2.2: Ejemplo de escalamiento de la potencia de suficiencia preliminar de un sistema de ejemplo con cinco generadores.

## 2.2. Fundamentos de las propuestas metodológicas de cálculo de potencia de suficiencia en base a modelos probabilísticos

Las propuestas metodológicas para el cálculo de potencia de suficiencia utilizando modelos probabilísticos se basan en el cálculo de la expectativa de pérdida de carga (LOLE). El LOLE se obtiene al sumar las probabilidades de pérdida de carga ( $LOLP_t$ ) para un periodo de tiempo determinado, tal como se indica en las ecuaciones 2.4 y 2.5. El  $LOLP_t$  se define como la probabilidad de que la demanda del sistema sea mayor a la generación en un tiempo  $t$ . Para su cálculo se utiliza la proyección de la demanda en cada intervalo de tiempo  $t$ , junto con la probabilidad de la capacidad de generación del parque, en base a los estados operativos de cada máquina.

$$LOLE = \sum_t LOLP_t \quad (2.4)$$

$$LOLP_t = P(G_t < D_t) \quad (2.5)$$

### 2.2.1. Demanda

Para la demanda lo usual es utilizar valores históricos o proyectados. En el caso de Chile, la demanda histórica con resolución horaria se encuentra disponible en el Coordinador Eléctrico Nacional. De manera ilustrativa, en la figura 2.3 se muestra la curva de duración de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el año 2021 y en la figura 2.4 se muestra la demanda horaria para el mes de enero de 2022.

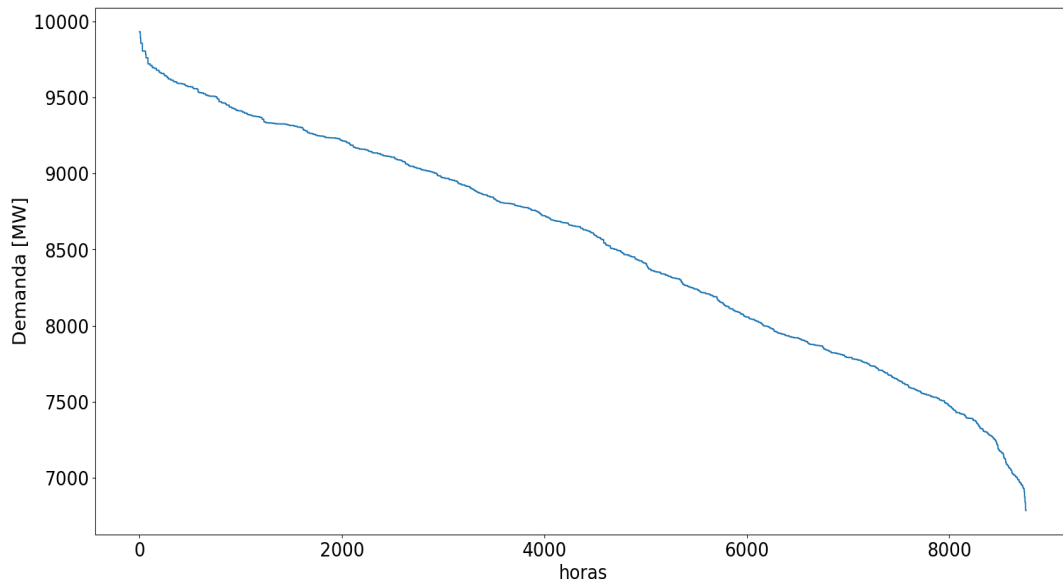


Fig. 2.3: Curva de durabilidad de la demanda del SEN para el año 2021

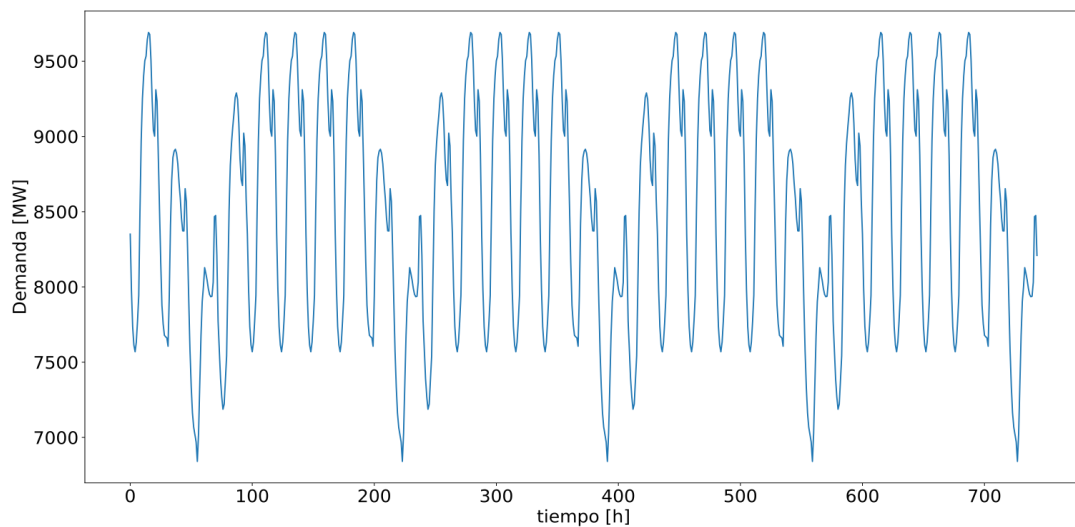


Fig. 2.4: Demanda horaria del SEN enero de 2022.

### 2.2.2. Modelo probabilístico de la generación convencional

Para caracterizar la capacidad de generación disponible del sistema, por cada unidad se determina la probabilidad de su potencia disponible en base a los posibles estados que posee. Cada estado tiene una probabilidad de ocurrencia y una potencia máxima disponible. Entonces, al aplicar la convolución sobre los distintos estados se obtiene un modelo probabilístico de la capacidad de generación del sistema. De forma ilustrativa, considere el sistema de dos generadores conectados a una barra que se muestra en la figura 2.5. Cada generador tiene una probabilidad de 95% de generar a su estado de potencia máxima (estado 1) y un 5% de no estar disponible (estado 2). Para este sistema existen 4 posibles estados en cuanto a la capacidad máxima de generación, los que se muestran en la figura 2.6. El estado a) corresponde al caso en donde ambos generadores no están disponibles. Este estado tiene una probabilidad de ocurrencia de 0,25%. El estado b) corresponde al caso en donde el generador G1 no se encuentra disponible y el generador G2 si. Este estado tiene una probabilidad de ocurrencia de 4,75%. El estado c) corresponde al caso en donde el generador G2 no se encuentra disponible y el generador G1 si. Este estado tiene una probabilidad de ocurrencia de 4,75%. El estado d) corresponde al caso en donde ambos generadores están disponibles. Este estado tiene una probabilidad de ocurrencia de 90,25%.

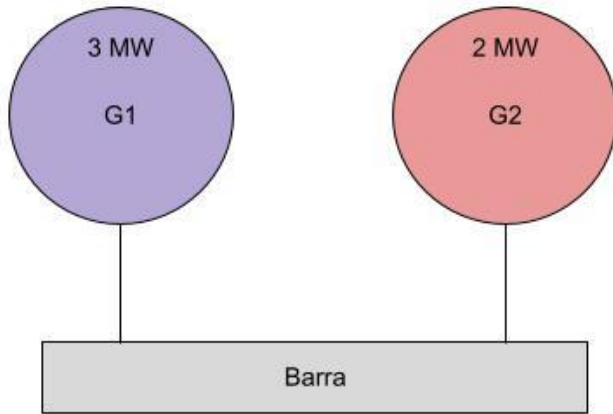


Fig. 2.5: Sistema de ejemplo con 2 generadores y una barra.

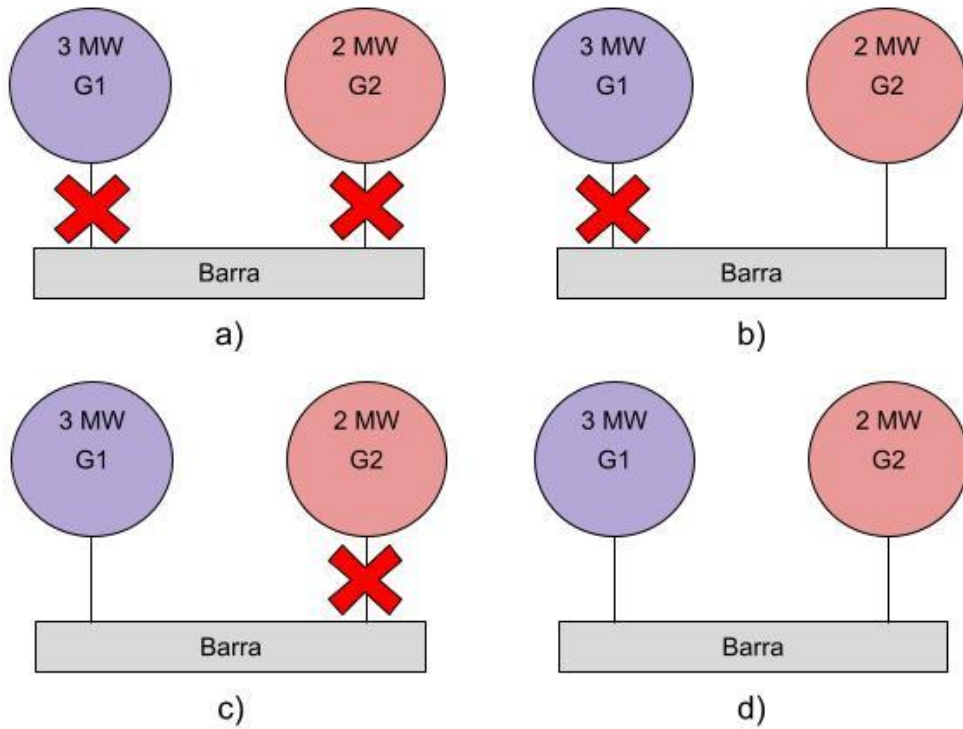


Fig. 2.6: posibles estados del sistema de ejemplo.

La figura 2.7. muestra el resultado del modelo probabilístico de la capacidad de generación del SEN. En esta figura se observa que la capacidad de generación más probable en base a los estados de las unidades de generación es 15547 MW.

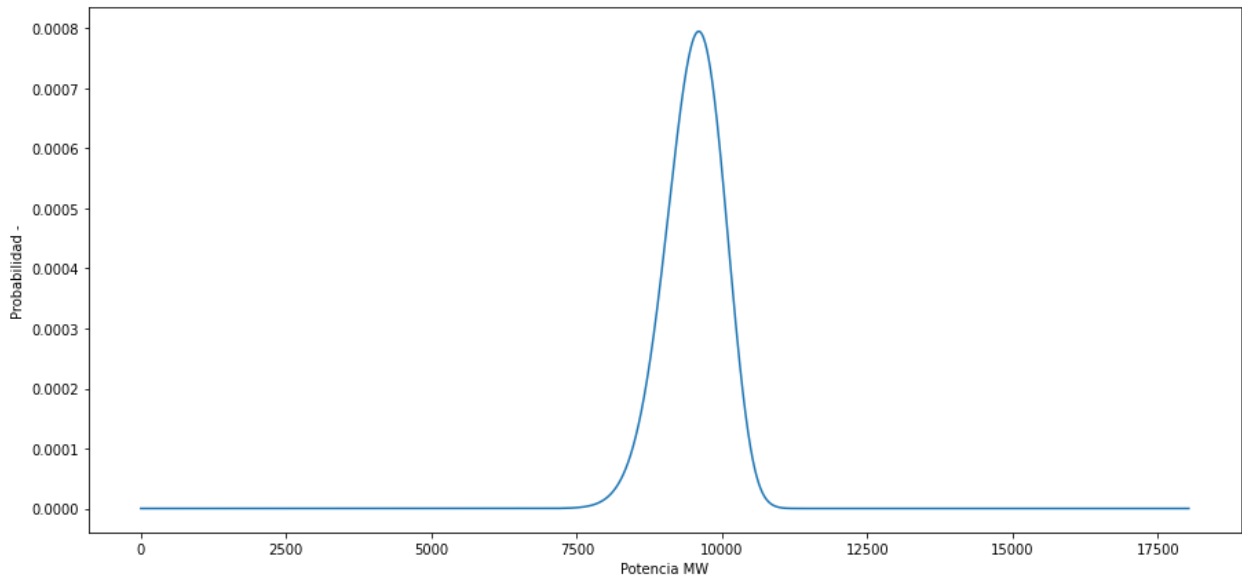


Fig. 2.7: Probabilidad de capacidad disponible del parque generador del SEN a las 00:00 horas en enero para el año 2021.

### 2.2.3. Modelo probabilístico de la generación ERNC

Modelar la capacidad de generación disponibles de las ERNC plantea un desafío distinto al de la caracterización de la capacidad convencional, ya que para las ERNC la disponibilidad del recurso varía según la ubicación geográfica, época del año e incluso hora del día. Lo ideal sería desarrollar un modelo probabilístico de la capacidad de ERNC disponible del sistema para cada hora del año. Sin embargo, esto no es práctico, ya que para desarrollar un modelo de esta forma en base a datos históricos requiere contar con una gran cantidad de datos. Una alternativa sería utilizar modelos probabilísticos para la inyección de las distintas unidades de generación y generar, así, series sintéticas, por ejemplo a través de simulaciones de Montecarlo. Sin embargo, para utilizar esta estrategia es necesario considerar la correlación espacial de la inyección ERNC para las distintas unidades del sistema o, al menos, para unidades agrupadas por zona geográfica, al momento de generar las series sintéticas. Una segunda alternativa para generar un modelo probabilístico con una cantidad limitada de datos históricos consiste en agrupar datos mensuales para desarrollar los modelos. En este caso, se asume que la capacidad de generación disponible dentro de un mes no varía significativamente. Con esta estrategia, se pueden obtener entonces 288 modelos: uno por cada hora del día, en cada mes del año. De manera ilustrativa, la figura 2.8 muestra los resultados de agrupar datos mensuales históricos para obtener modelos probabilísticos de la generación ERNC. En este caso, se utilizaron datos de la inyección real de las ERNC para el año 2021. Las unidades ERNC se agruparon por tecnología, para cada región del país. De esta forma, por cada tipo de tecnología, región y hora se tienen alrededor de 30 datos de inyección real. Con esta información, se obtuvo un histograma de la generación. En el caso de la generación solar se ajustó una función de densidad de probabilidad en base al histograma. Para la generación eólica e hidráulica de pasada, el histograma se normaliza para obtener una función de probabilidad discreta. Con estos modelos, se aplicó el operador convolución para obtener la probabilidad de generación del parque ERNC completo.

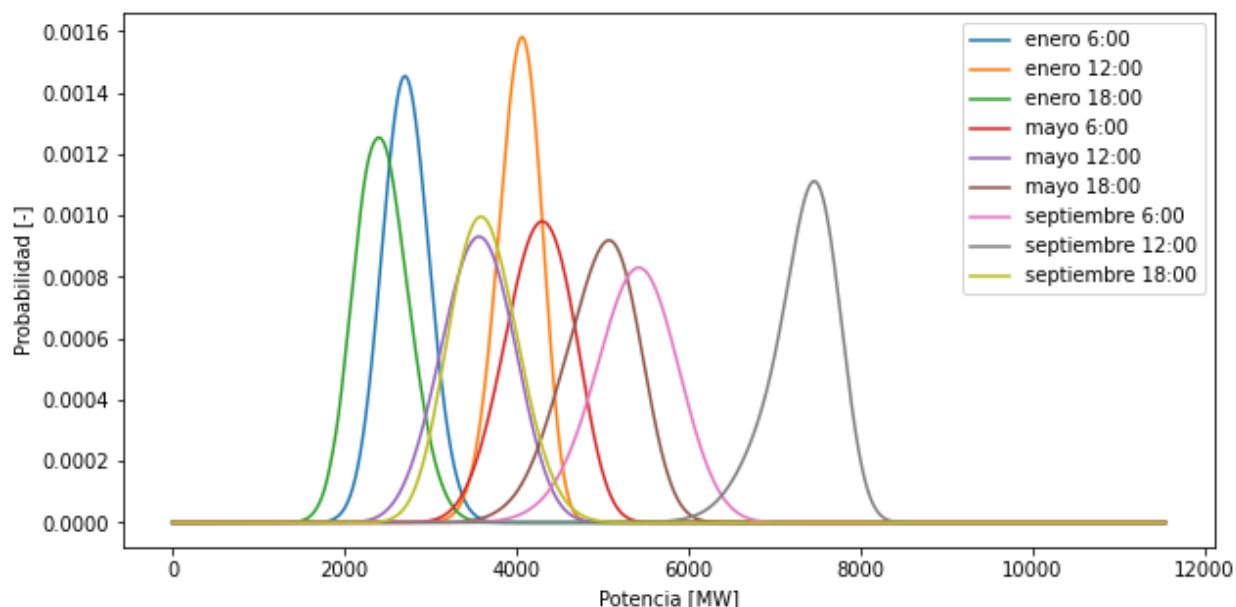


Fig. 2.8: Ejemplo de curva de convolución de estados para las centrales no convencionales del sistema para distintos meses y horas del año 2021.

### 2.2.4. Modelo probabilístico del almacenamiento

Bajo la metodología actual se reconoce el almacenamiento de la misma forma que para las centrales convencionales. Esto en principio no es del todo correcto, ya que este enfoque no considera que las centrales de almacenamiento tienen una determinada capacidad de carga. Por otro lado, el almacenamiento no depende de un recurso RNC, por lo que tampoco corresponde moldearlo como tal. Es por esto, y debido a que las centrales de almacenamiento funcionan conforme al despacho realizado por el coordinador y a su vez el despacho se hace considerando las cotas energéticas de cada central de almacenamiento, que se plantea tratarlas como centrales convencionales bajo el contexto de esta memoria.

## 2.3. Metodologías de cálculo

Actualmente, las metodologías más utilizadas para el cálculo de la potencia de suficiencia en los SEP son el método ELCC (“Effective Load Carrying Capability”) y el método ECP (“Equivalent Conventional Power”).

### 2.3.1. Metodología ELCC (Effective Load Carrying Capability)

Este método calcula el aporte de una central a la suficiencia del SEP para una hora en particular, al compararla con la suficiencia que entrega una central perfecta que se encuentra disponible con potencia máxima todo el tiempo. Esto se obtiene al comparar el LOLE del sistema al considerar todas las unidades conectadas, con el LOLE del sistema sin considerar la central de interés. Existen distintas formas de aplicar la metodología, para efectos de esta memoria se presentarán dos, la primera es por medio de variación de la generación y la otra por medio de la variación de la demanda.

### 2.3.2. ELCC generación

La central perfecta con la que se comparará la unidad de generación de la cual se quiere conocer la potencia de suficiencia se modela como una central perfecta, es decir tiene un 100% de probabilidad de generar su capacidad máxima. Para determinar la potencia de suficiencia, primero se calcula el LOLE del sistema base, a este se le denomina  $LOLE_0$ . Luego se quita la unidad de generación para la cual se quiere calcular el ELCC y se calcula nuevamente el LOLE del sistema. A este valor se le denomina  $LOLE_{n-1}$ . Al tener menor capacidad de generación, el valor de  $LOLE_{n-1}$  será mayor al valor de  $LOLE_0$ , ya que el sistema tiene menos capacidad instalada. Finalmente, al modelo sin la central en estudio se incluye una central perfecta de potencia  $P_p$ . El objetivo es determinar el valor de la potencia que hace que el valor de LOLE obtenido con esta central perfecta, denominado  $LOLE_p$  sea igual al valor de  $LOLE_0$ . Cabe destacar que la potencia de la central perfecta siempre será menor o igual que la potencia instalada de la central en estudio. Adicionalmente, es importante resaltar que esta metodología se puede utilizar también para calcular la contribución a la suficiencia de un grupo de centrales, por ejemplo, para una tecnología en particular. La figura 2.9 muestra de manera ilustrativa este procedimiento.



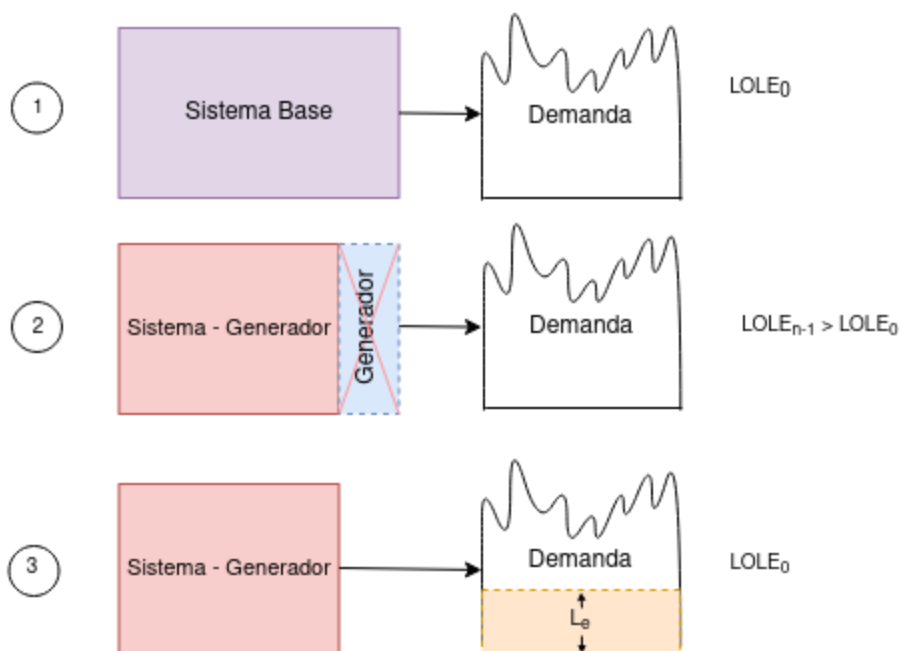


Fig 2.11:

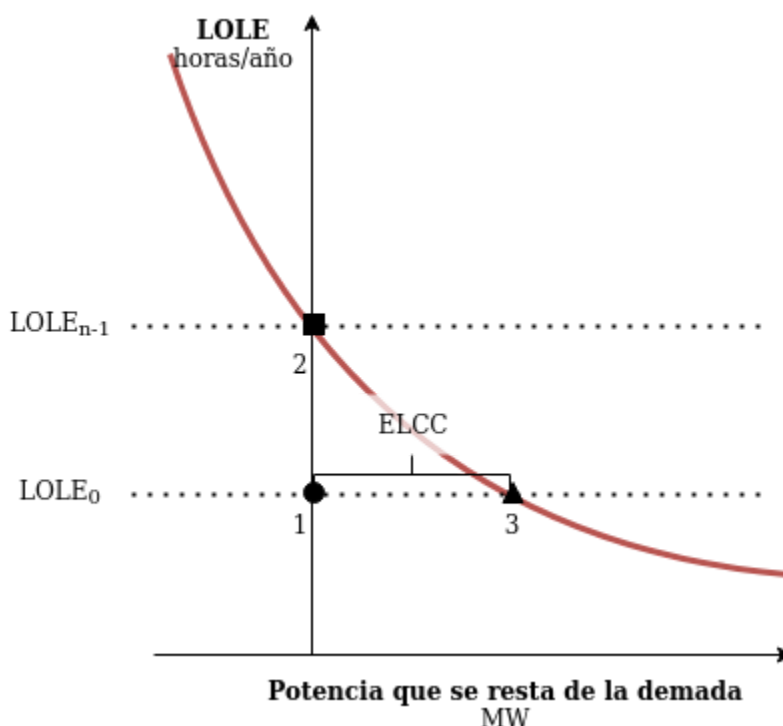


Fig 2.12: Ilustración del proceso de iterativo para la determinación del ELCC.

### 2.3.4. Metodología ECP

Del inglés "Equivalent Conventional Power", se refiere al método para el cálculo del aporte de una central a la seguridad de un sistema eléctrico comparándola con el aporte de una central convencional a elección. Por ende, la única diferencia con el cálculo del ELCC es que en este caso no se ocupa una central perfecta sino que se utiliza una central de referencia, con una tecnología específica, por lo que además se incluye un IFOR. Lo usual es seleccionar como central de referencia una central de punta eficiente (por ejemplo, una central de gas con tecnología de última vanguardia). En la figura 2.13 se presenta un ejemplo simplificado para el cálculo del ECP en un sistema con tres generadores. En este caso, se desea calcular el ECP del generador G3. Para esto, primero se calcula el LOLE del sistema con todas las unidades generadoras operativas, el cual se denomina  $LOLE_0$  (esto corresponde al punto 1 de la figura 2.13). Al quitar el generador G3 y calcular nuevamente el LOLE, se obtiene un nuevo valor  $LOLE_{N,1}$ , el que siempre será mayor que el  $LOLE_0$  (ver figura 2.13). Luego, en reemplazo del generador G3, se conecta una central de prueba y su potencia  $P_p$  se ajusta de forma tal de que el sistema resultante tenga un LOLE igual al del sistema base,  $LOLE_0$ . En el ejemplo ilustrativo, se agregó una central convencional de gas con un IFOR de 0.1. Así, el aporte de potencia a la suficiencia del sistema de la central en estudio corresponde a la potencia  $P_p$  de la central de referencia. Por último en el punto 3 de la figura 2.13 se muestra que el último paso es encontrar la potencias  $P_p$  que logre que el LOLE del sistema sea igual a  $LOLE_0$ .

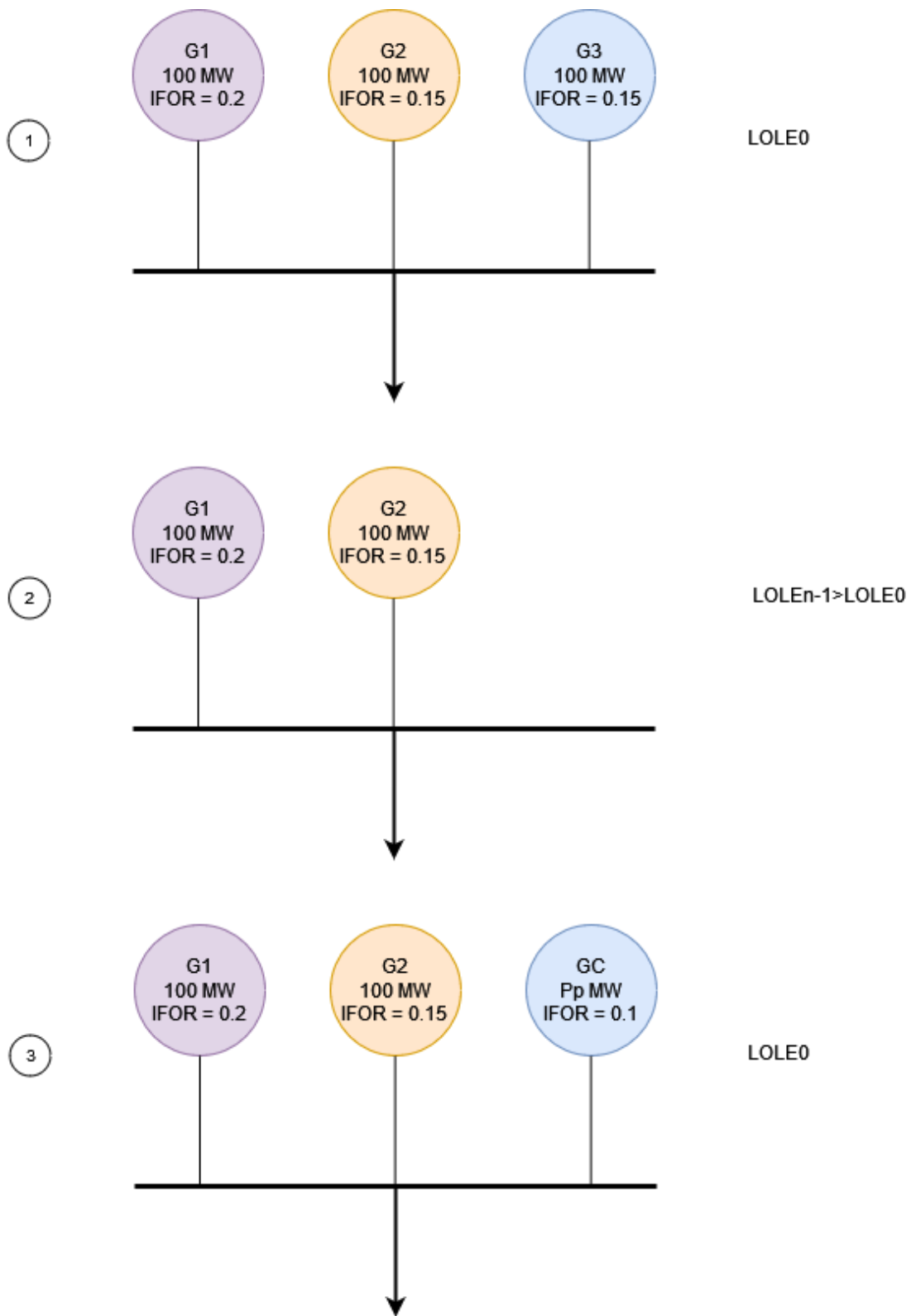


Fig. 2.13: Ejemplo simplificado del proceso de cálculo del ECP.

Finalmente, para obtener el aporte a la potencia de suficiencia del sistema de cada unidad de generación, ya sea con la metodología ELCC o ECP, el valor obtenido de cada central se ajusta a la demanda máxima, tal como se ilustra en la figura 2.2.

# Capítulo 3

## Herramienta de cálculo de potencia de suficiencia

En esta sección se describe el programa desarrollado para implementar las distintas metodologías para el cálculo de reconocimiento de potencia de suficiencia. El programa se desarrolló en lenguaje Python, que es un lenguaje versátil y de código abierto, por lo que no requiere de una licencia para su uso. Además, el soporte por parte de la comunidad lo pone en ventaja por sobre otros lenguajes en cuanto a documentación. Python es un lenguaje de alto nivel, por lo que su velocidad de cómputo es menor a lenguajes como C. Aún así, permite manejar grandes volúmenes de datos en tiempos razonables para los propósitos de este trabajo. La estructura general de la herramienta se muestra en la Fig. 3.1. Los datos de entrada de la herramienta son datos históricos de la generación renovable, los estados operativos de las distintas unidades del SEN, ambos disponibles en la página web del Coordinador Eléctrico Nacional, así como las unidades de generación que se van a analizar, junto con sus características técnicas. Además, para facilitar su uso, la herramienta utiliza un archivo con parámetros para definir las especificaciones técnicas que se van a considerar. Luego, estos datos se procesan y se genera una base de datos coherente y limpia. Con esta base de datos, lo primero que se hace es crear modelos probabilísticos de generación, según el tipo de central (ver sección 2.2). Estos modelos se guardan por tipo de generación en una nueva base de datos. Estos modelos, junto con el parque generador en estudio, se utilizan para calcular la potencia de suficiencia del sistema.

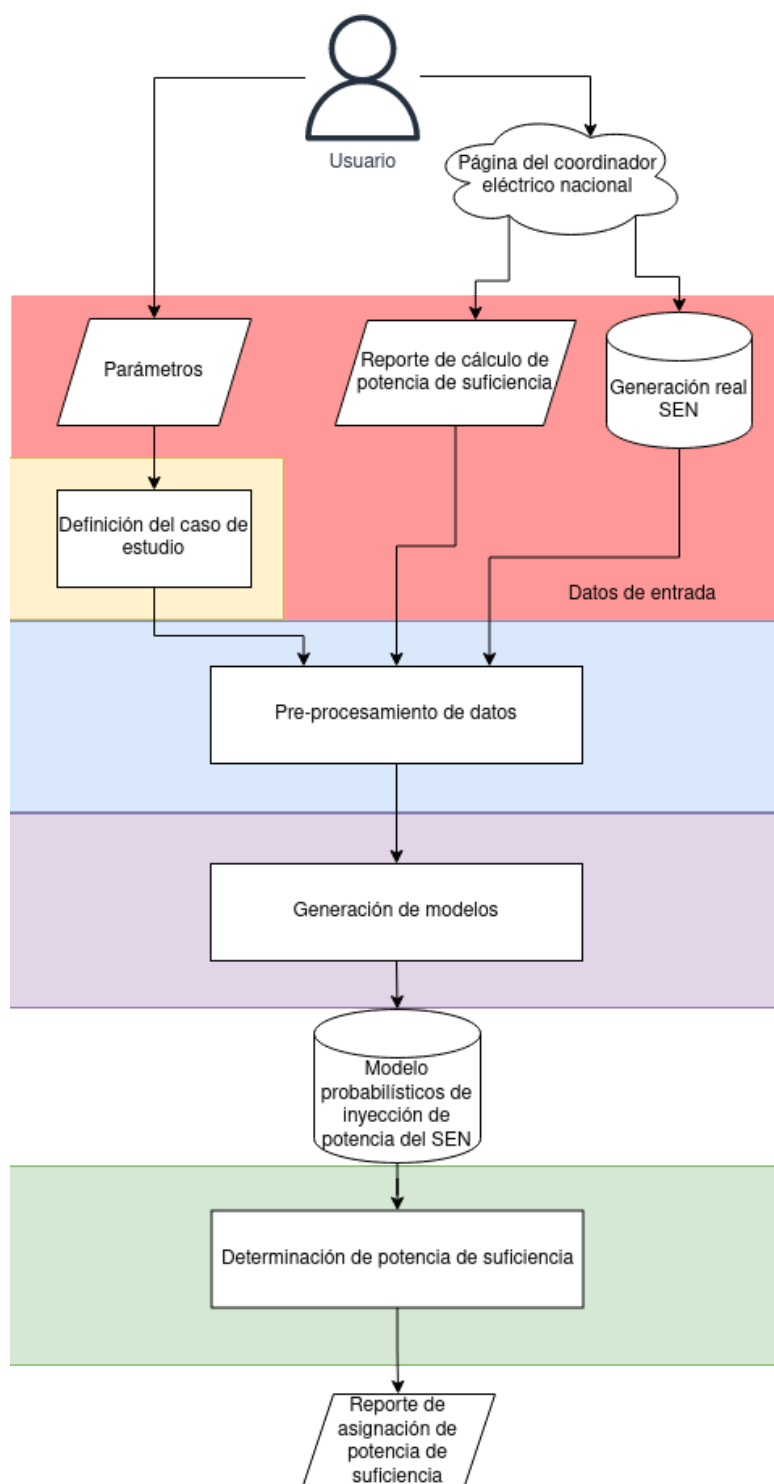


Fig 3.1: Estructura general del programa.

### 3.1. Datos de entrada

Para obtener el aporte a la suficiencia de las centrales del SEN, el programa utiliza como datos de entrada datos históricos de la generación renovable, los estados operativos de las distintas unidades del SEN, así como las unidades de generación que se van a analizar, junto con sus características técnicas. El detalle de los archivos es el siguiente:

- Datos históricos de la generación renovable: consiste en informes mensuales con la generación hora a hora para cada central del SEN. Estos archivos se encuentran disponibles en la página del Coordinador. Por cada año se tienen doce archivos. Estos datos se utilizan exclusivamente para el desarrollo de los modelos probabilísticos de la inyección renovable.
- Estados operativos de las centrales del SEN: consiste en archivos históricos con la disponibilidad de potencia de cada central de generación. Se utilizan para desarrollar modelos probabilísticos de las centrales convencionales, a través de los estados operativos de las centrales. Esta información se utiliza en el cálculo de potencia de suficiencia del coordinador y también está disponible en la página del Coordinador. Por cada central, se indica cuánta potencia estuvo disponible en base a registros históricos.
- Modelo del parque generador para el caso de estudio: contiene información detallada del parque generador en estudio, por ejemplo, para el sistema actual o uno proyectado a futuro. La herramienta calcula la potencia de suficiencia del sistema de este parque generador y estima el aporte de cada una de sus unidades. Esta información puede

obtenerse, por ejemplo, desde la página del Coordinador para el sistema actual, o de las páginas de la CNE y el Ministerio de Energía para el sistema proyectado a un año a futuro. Para las centrales renovables proyectadas, aún no existentes, se debe indicar el perfil de generación o la región o macrozona a la que pertenecen (para desarrollar los modelos probabilísticos). Para las centrales convencionales proyectadas, se debe indicar el IFOR.

### **3.2. Parámetros de la herramienta**

Para lograr un programa flexible, que realice el cálculo de reconocimiento de potencia de suficiencia bajo distintas condiciones, se adoptó un esquema en base a parámetros, a través de los cuales se especifican detalles técnicos del caso de estudio. Así, el usuario puede seleccionar parámetros como el rango de años de la base de datos que se quiere utilizar para desarrollar los modelos probabilísticos de las ERNC, el año hidrológico a considerar, que impactará en la cantidad de agua disponible para la generación hidráulica, la agrupación de regiones para los modelos probabilísticos de las ERNC y la estrategia para caracterizar las tecnologías de generación. Esto permite calcular la suficiencia de un mismo sistema bajo distintas metodologías de cálculo, lo que a su vez permite comparar el impacto de utilizar una u otra metodología. Asimismo, el usuario puede analizar cómo cambiaría la suficiencia del sistema a futuro bajo una u otra metodología. A continuación se explican en detalle los parámetros que el usuario puede definir para generar los casos de estudio.

### 3.2.1. Agrupación de regiones

Para desarrollar modelos probabilísticos de la inyección ERV se pueden utilizar ya sea los datos históricos de generación o modelos probabilísticos disponibles. En caso de ocupar datos históricos de generación, debido a la poca cantidad de datos históricos, se hace necesario agrupar centrales ERV en base a su ubicación geográfica. Esto es posible gracias a las características geográficas de Chile. Centrales ERV ubicadas en zonas geográficas cercanas presentarán un perfil similar de generación, mientras que centrales geográficamente alejadas entre sí (por ejemplo, entre el norte y el sur del país) presentarán perfiles muy diferentes.

En este contexto, la herramienta utiliza como parámetro de entrada las regiones que se desean agrupar para generar los modelos de inyección de las ERV. Para brindar mayor versatilidad a la herramienta, esta definición es libre y depende del usuario. Por ejemplo, se pueden agrupar regiones en zonas geográficas extensas como zona norte, centro y sur, o definir zonas más finas como por ejemplo una zona por cada región del país. Cabe mencionar que la agrupación de menor tamaño explorada en el marco de esta memoria fue a una agrupación por región. Cabe destacar que la selección de las agrupaciones de regiones para el desarrollo de modelos de inyección ERV es estratégica. Por una parte, si se utiliza una mayor granularidad (por ejemplo, una zona por cada región), se tendrán pocos datos disponibles para generar los modelos de inyección ERV. Por otra parte, si se utiliza una menor granularidad (por ejemplo, macrozonas), la caracterización de las centrales ERV puede no ser correcta, ya que se asume la misma probabilidad de generación para cada central ERV.

### 3.2.2. Modelos para caracterización de tecnologías

Para desarrollar modelos probabilísticos de la generación, la herramienta dispone de diferentes estrategias, las que se ingresan como parámetro de entrada. Las estrategias implementadas son:

- Convolución de estados operativos: se utiliza para modelar las centrales convencionales y consiste en convolucionar los estados operativos de cada central de generación, para obtener así la probabilidad de generación total del conjunto.
- Distribuciones weibull o normales: se utilizan para modelar las centrales ERV. En este caso, se ajusta la función de probabilidad (ya sea Normal o Weibull) a los datos de generación históricos
- Histograma: se utiliza también para modelar las centrales ERV. En este caso, no se ajusta una distribución de probabilidad, sino que se extrae el histograma directamente de los datos. Esta alternativa es preferible cuando la generación histórica no se ajusta a ninguna de las distribuciones de probabilidad (Normal o Weibull).

Cabe destacar que, en el caso de las centrales ERV, se desarrolla un modelo por cada hora del día y por cada mes del año, tal como se describió en la sección 2.0.2.3.

### 3.2.3. Rango de años para la data de generación de ERV

La herramienta permite seleccionar un rango de años para la base de datos que se quiere ocupar para la construcción de modelos probabilísticos de generación ERV. Esto debido a que solo en los últimos años las ERV han penetrado de manera importante en el sistema eléctrico chileno. Por lo tanto, antes del año 2014 existían aún pocas centrales ERV, por lo que considerar toda la data histórica puede provocar sesgos en los datos. Adicionalmente, esto permite comparar reconocimientos de potencia de suficiencia de años pasados bajo la nueva normativa y con los datos que se tenían en ese entonces.

## 3.3. Pre-procesamiento de datos

Este módulo, implementado en una clase llamada "Data Manager", se encarga de importar los datos de entrada y pre-procesarlos. Como resultado, se genera una base de datos con toda la información necesaria para la generación de modelos probabilísticos de la generación, la que será utilizada para determinar el aporte a la suficiencia del sistema. Entre otros, este módulo estandariza los nombres de las centrales existentes, ya que con la reciente interconexión del SIC (sistema interconectado central) y el SING (sistema interconectado del norte grande) se produjo un cambio de formato en los informes en la data mencionada en la sección 3.2, filtra posibles errores en los datos (por ejemplo inyección solar durante la noche, centrales con potencia máxima igual a cero y datos faltantes por ejemplo centrales sin inyección por largos periodos). La salida de este módulo es una base de datos con la información de generación separada por tecnología y para el caso de las ERV, considerando el rango años especificado en el archivo de parámetros.

### 3.4. Generación de modelos

Este módulo utiliza la base de datos generada como resultado del pre-procesamiento de datos y genera modelos probabilísticos para cada una de las centrales de generación incluidas en el caso de estudio, es decir, ya sea para el SEN actual o proyectado a futuro. Para las centrales convencionales, se genera un modelo probabilístico por central, mientras que para las centrales ERV se genera un modelo por cada zona. En este último caso, la potencia instalada corresponde a la suma de las potencias instaladas en cada grupo. A continuación se describe el procedimiento para generar los modelos probabilísticos, primero para las centrales convencionales (sección 3.4.1) y luego para las ERV (sección 3.4.2).

#### 3.4.1. Centrales convencionales

Tal como se describió en la sección 2.2.2, para caracterizar la generación convencional se utilizan los estados operativos de cada unidad de generación, con tal de considerar su disponibilidad real (en base a los datos históricos). Por ejemplo, en la tabla 1 se presenta de manera ilustrativa una central con cuatro estados operativos, junto con la duración de cada uno y su probabilidad de ocurrencia. En este ejemplo, en un total de 200 horas, en 100 de esas horas la central tuvo una capacidad de inyección de 100 MW, lo que corresponde a una probabilidad de 0,5. De la misma forma la probabilidad de ocurrencia de los estados correspondientes a 80 MW, 50 MW y 0 MW son 0,25, 0,125 y 0,125, respectivamente. Al convolucionar los estados operativos de las centrales del sistema se obtendrá una función discreta de probabilidad que modela la disponibilidad de potencia de las centrales de generación convencionales, tal como muestra la Fig. 3.2 para este caso ilustrativo.

Potencia MW	Tiempo h	Probabilidad
100	100	0,5
80	50	0,25
50	25	0,125
0	25	0,125
Total	200	1

Tabla 1: Ejemplo de estados operativos y su duración en una central.

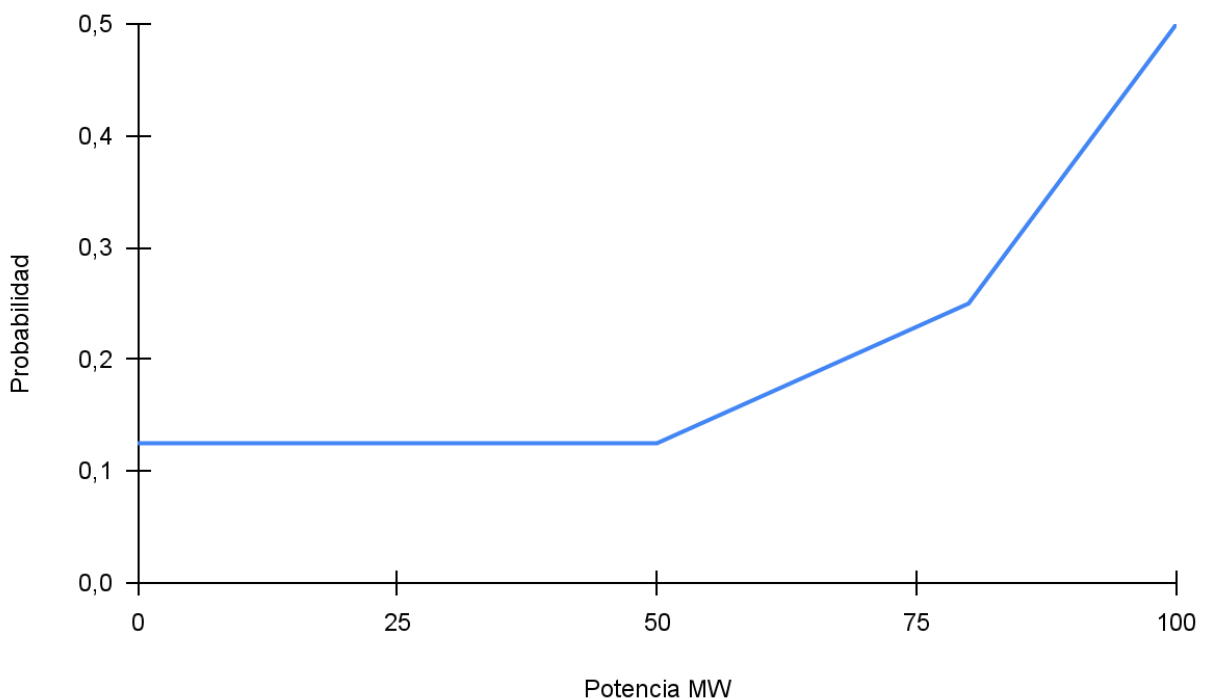


Fig. 3.2: Ejemplo de curvas probabilidad vs potencia para el caso de ejemplo mostrado en la sección 3.4.1.

### 3.4.2. Centrales ERV

Tal como se explica en el capítulo 2.0.2.3, la disponibilidad de inyección de las centrales ERV se caracteriza a través de 288 modelos, uno por cada hora del día y mes del año. Para ello, se utiliza el enfoque metodológico mostrado en la figura 3.1. El primer paso para obtener los modelos probabilísticos de las centrales ERV consiste en agrupar las unidades de acuerdo a su tecnología y zona geográfica, las que son definidas a través de los parámetros de entrada, tal como se indicó en la sección 3.2. Por cada zona y tipo de tecnología, se identifican las centrales ERV que pertenecen a ella, y se calcula la capacidad instalada. Posteriormente, por cada zona y tipo de tecnología, se identifican las centrales que tienen registros de inyección en la base de datos de generación histórica (sección 3.1) en el rango de años seleccionados para la construcción de los modelos ERV (sección 3.1.3). A este grupo de centrales se le denomina centrales base. Este proceso permite realizar de forma más simple la construcción de modelos de generación, ya que la potencia instalada de las centrales base no varía. Con esta base de datos reducida, se generan modelos probabilísticos por tipo de tecnología, región, hora y mes, utilizando los modelos indicados también a través de parámetros (sección 3.1.2). Finalmente, para cada mes y cada cluster, el módulo ajusta para las 24 horas del día un modelo de generación probabilística utilizando los datos de generación histórica disponibles.. Este proceso se ilustra en la figura 3.1.

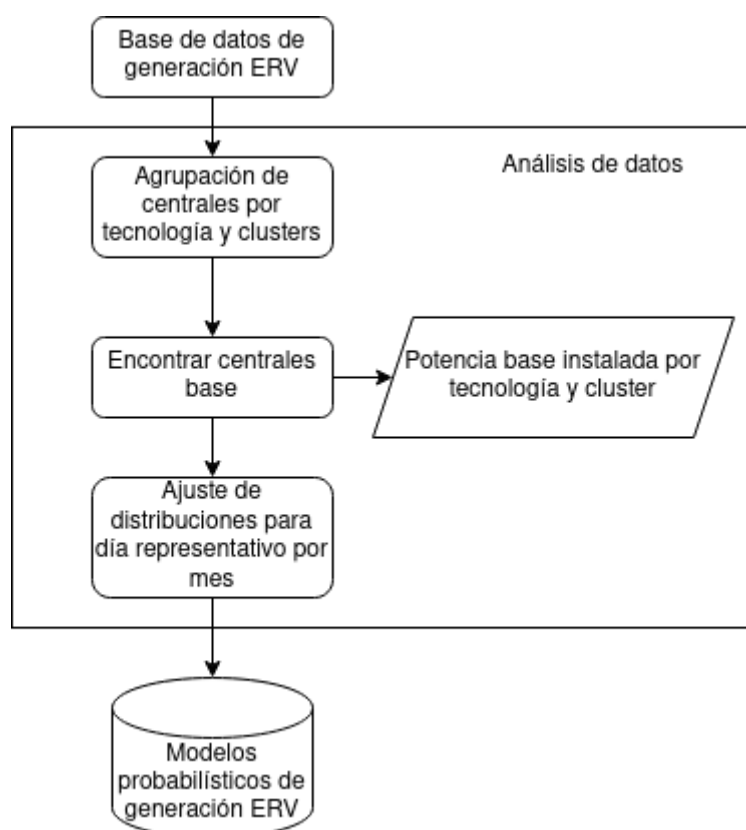


Fig. 3.3: Esquema de funcionamiento del módulo de análisis de datos para las centrales ERV.

### 3.4.3. Centrales de almacenamiento

Tal cómo se indicó en la sección 2.2.4, las centrales de almacenamiento se modelan como centrales convencionales. De esta forma, cada sistema de almacenamiento se caracteriza a través de su potencia instalada y su IFOR.

### 3.4.4. Base de datos de modelos de probabilidad

La base de datos resultante de la ejecución del módulo de generación de modelos probabilísticos se guarda en el programa. Con esto, el programa permite ejecutar el análisis de potencia de suficiencia con modelos de probabilidad generados anteriormente. Estos modelos consisten de un diccionario para cada tipo de tecnología. En el caso de las centrales convencionales que lleva por claves los ID asignados por el coordinador a las centrales convencionales del sistema y asociada a cada clave una lista con la probabilidad de ocurrencia de cada estado operativo de dicha central. En el caso de las centrales ERV las claves del diccionario que contiene los modelos probabilísticos corresponden a grupos de regiones. El valor correspondiente a cada clave consiste en una lista con 288 listas en su interior y en cada una de ellas se almacena la probabilidad asociada a cada valor de potencia de disponible en un grupo de regiones. Estos diccionarios se almacenan con ayuda del módulo "JSON" disponible para python, el cual permite guardar los diccionarios anteriormente descritos en formato ".txt".

### 3.5. Cálculo de potencia inicial para las centrales hidroeléctricas.

Debido a que el modelo probabilístico propuesto para el tratamiento de las centrales hídricas tanto de embalse como de pasada no considera la disponibilidad hídrica es que se plantea ocupar el actual cálculo de potencia inicial mencionado en la sección 2.1 para centrales hídricas. El procedimiento para obtener la potencia inicial de las centrales hídricas se encuentra detallado en el informe de cálculo de potencia de suficiencia y ocupa como datos de entrada las cotas iniciales de los embalses, los afluentes de las centrales hídricas y su disposición. Esto último permite establecer la dependencia de los influjos de las centrales cuando estas están en cascada. Finalmente, para el caso de las centrales hídricas el módulo de potencia de suficiencia ocupará como potencia máxima la potencia inicial de estas centrales.

### 3.6. Cálculo de potencia de suficiencia

El funcionamiento del módulo encargado de calcular la potencia de suficiencia del sistema en estudio se ilustra en la figura 3.4. En esta se muestra cómo primeramente recoge los modelos de probabilidad generados en el módulo de análisis de datos y entrega como resultado el análisis de asignación de potencia de suficiencia que el usuario solicita al programa.

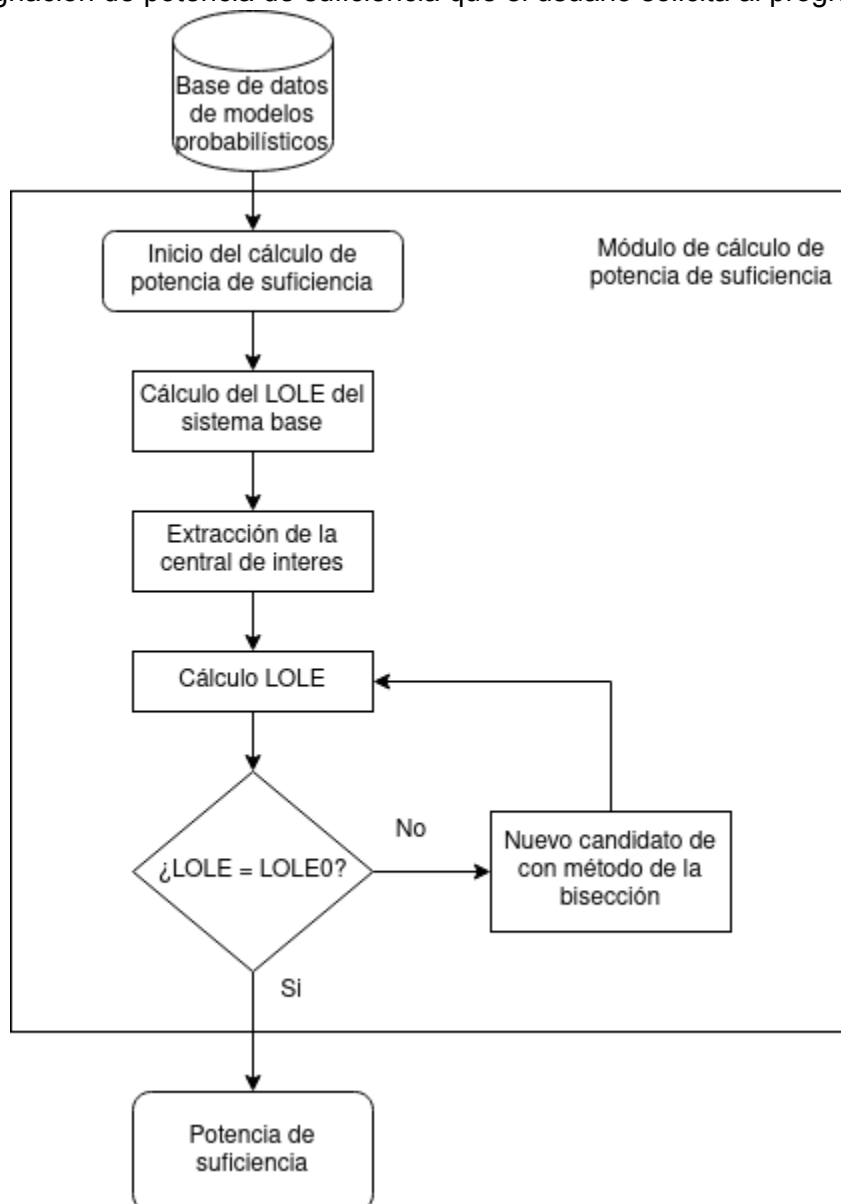


Fig. 3.4: Esquema de funcionamiento del módulo de cálculo de potencia de suficiencia.

#### 3.6.1. Cálculo de LOLE0

Para el cálculo del LOLE0 el programa convolucionada los modelos probabilísticos para la disponibilidad de potencia para los 288 modelos probabilísticos de la generación mencionados en la sección 2.0.2.3. Los cuales pueden ser interpretados como curvas de potencia vs probabilidad tal como se muestra en la Fig. 3.3 para esto, se recorren los valores de la demanda suministrada por el usuario y según la hora y mes a la que pertenezca se obtienen los valores de LOLP<sub>t</sub>. Por ejemplo, para calcular el LOLP<sub>t</sub> para las 13 pm de todos los días de enero se ocupará el mismo modelo probabilístico de generación, no así para otras horas del

mismo mes o para cualquier otra hora de otro mes. Tal como se indica en la Fig. 3.2 Los modelos obtenidos son guardados en una base de datos interna de la Clase ELCC. En la Fig. 3.3 se muestran varios resultados para los modelos anteriormente mencionados para las 00:00 am y 12:00 am del día. Luego de obtener estos modelos, el módulo calcula la expectativa de pérdida de carga con el caso base denominada LOLE0 según lo señalado en la sección 2.3.

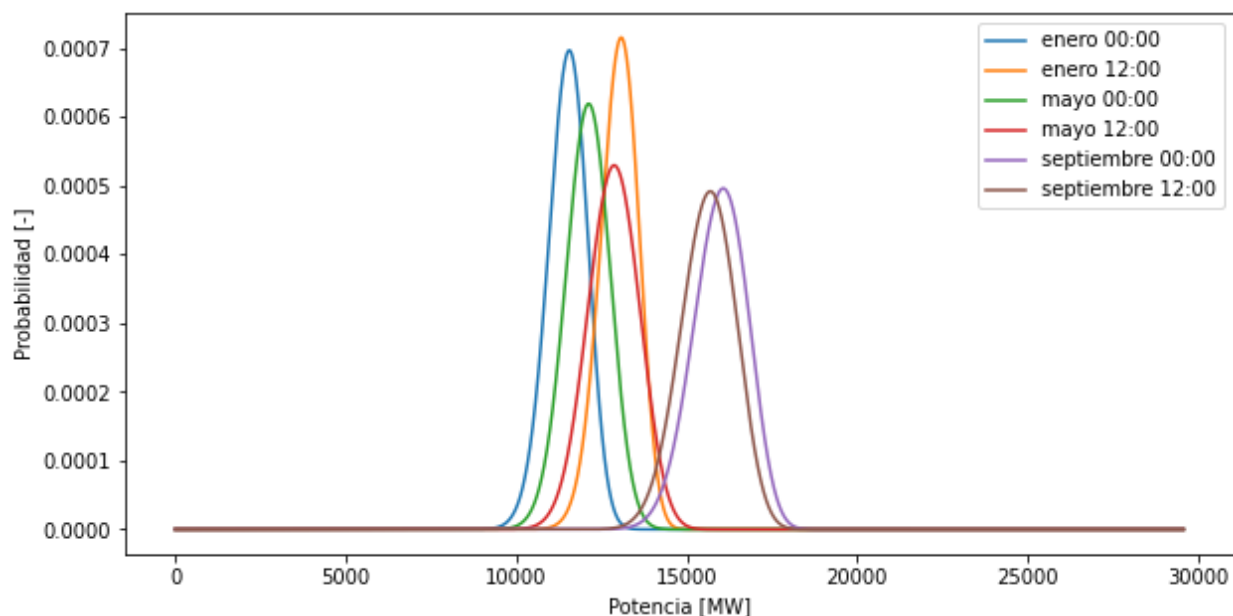


Fig. 3.5: Ejemplo de curvas probabilidad vs potencia para distintos meses y horas del año para el año 2021.

### 3.6.2. LOLE n-1

Para calcular el LOLE n-1 el programa realiza el mismo proceso descrito en la sección 3.6.1 pero esta vez ignorando la central para la cual se quiere calcular el ELCC. Con esto el LOLE n-1 representa la expectativa de pérdida de carga del sistema cuando este no cuenta con la central en cuestión.

### 3.6.3. Cálculo del ELCC y ECP

Luego, el programa propone como primera solución para la central de reemplazo (perfecta para el cálculo del ELCC o de punta para el cálculo del ECP) la potencia máxima de la misma. Con esto el valor del LOLE será menor que el LOLE0 y el LOLE n-1, debido a que se trata de una central más confiable. Luego el módulo ocupará el método de la bisección para acercarse a un valor entero de potencia que produzca el valor de LOLE más cercano a LOLE\_0. Cabe destacar que en el contexto de esta memoria se escogió el LOLE\_0 como el LOLE objetivo o deseado para el sistema, sin embargo este puede ser otro valor, por ejemplo, una hora cada diez años, lo cual corresponde a un LOLE de  $1/(10 \cdot 8766) \sim 1.14 \cdot 10^{-5}$ . Finalmente, el valor de potencia asignado a la central de reemplazo que haga que el LOLE de sistema se acerque más al LOLE objetivo será el ELCC de la central de interés.

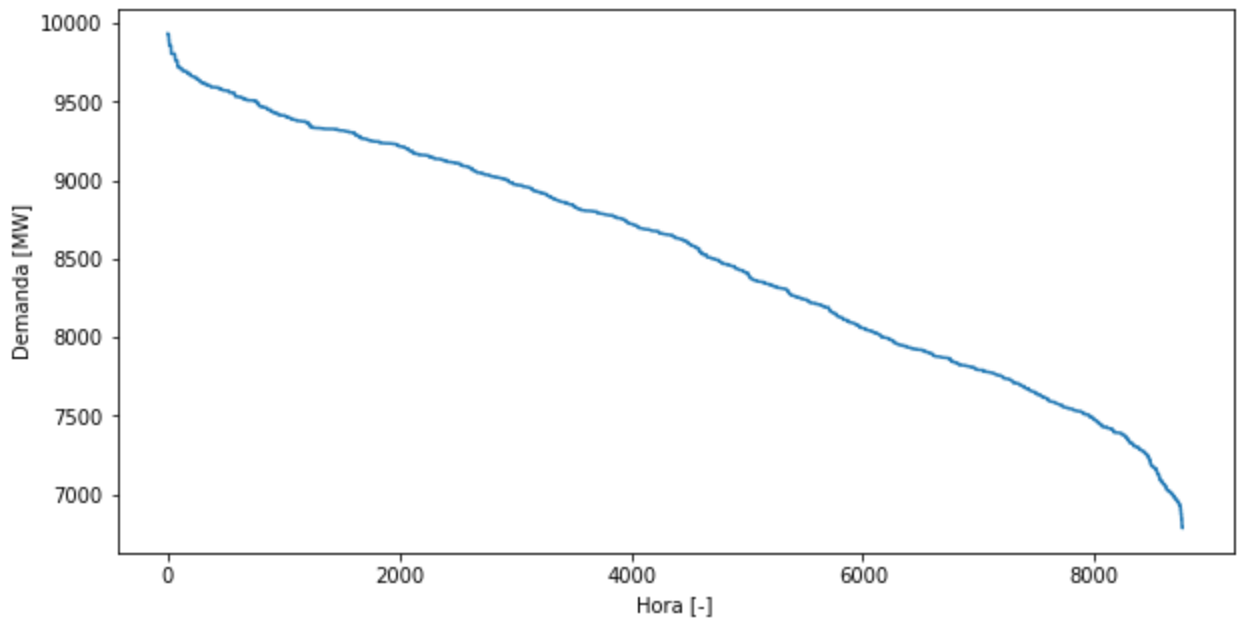


Fig. 3.4: Señal de demanda acumulada del año 2021

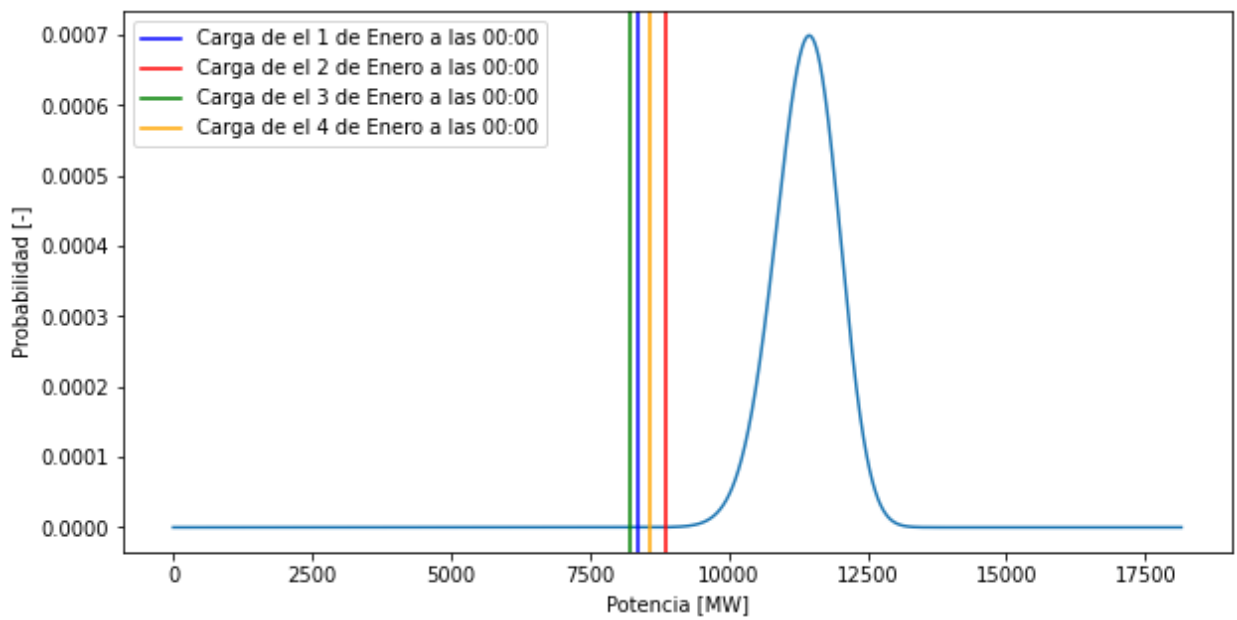


Fig. 3.5: Ejemplo de posicionamiento de la demanda para los primeros cuatro días de enero de 2021 en la curva de probabilidad vs capacidad de Enero a las 00:00 horas.

# Capítulo 4

## Resultados

En esta sección se muestran los resultados de la herramienta desarrollada para un caso de estudio basado en el SEN.

Este caso de estudio consiste en estimar el cambio en el reconocimiento de potencia de suficiencia con las propuestas de metodología respecto a la que actualmente se encuentra en uso para un modelo del SEN basado en el año 2021 y ocupando una base de datos de generación real comprendida entre los años 2019 y 2021. La capacidad instalada del SEN para el año 2021 era de 29 GW, para abastecer una demanda punta de 10 MW. En la Fig 4.1 se muestra la distribución de potencia instalada agrupada por tecnología en el SEN para el año 2021, que suma en total 29 [GW]. Este caso de estudio busca dos objetivos. Por una parte, se utilizará para validar la implementación de la metodología actual, ya que los resultados de aporte a la suficiencia obtenidos con la herramienta se comparará con lo informado por el Coordinador para ese año, en el informe “Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia 2021 SEN – versión 4”. Además, se estimará el aporte a la suficiencia del sistema de las distintas tecnologías, aplicando las propuestas metodológicas implementadas (ver Capítulo 2). Esto permitirá estimar la diferencia en la valorización de la potencia de suficiencia con las distintas metodologías. El segundo objetivo consiste en evaluar el ingreso económico por concepto de potencia de suficiencia para un proyecto de almacenamiento de 10 MW.

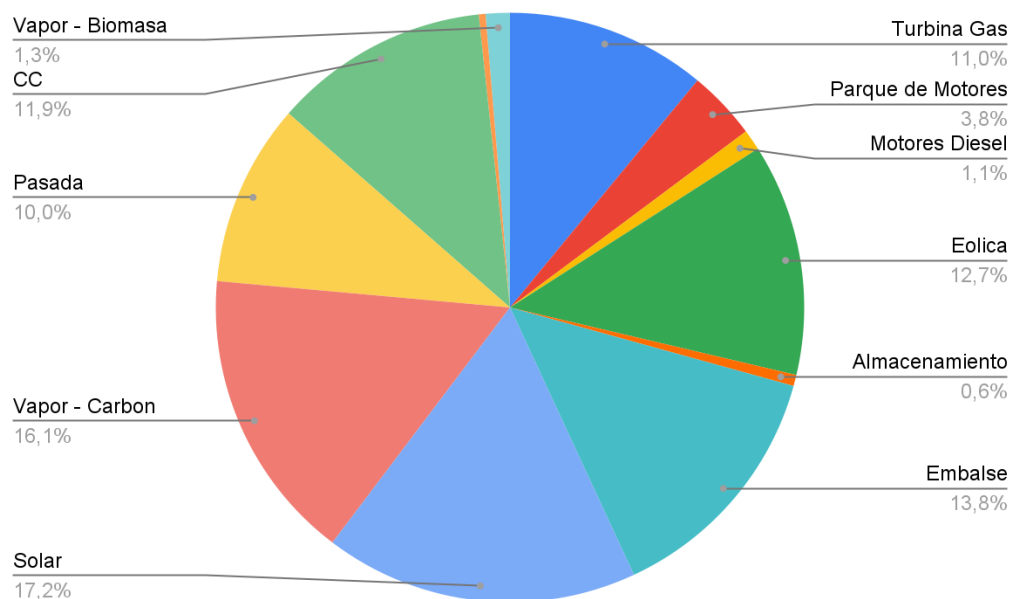


Fig.4.1: Distribución de la potencia instalada

### 4.1. Comparación de metodología actual con metodología ELCC y ECP para el año 2021 por tecnología

En la presente sección se muestra la comparación entre el reconocimiento de potencia de suficiencia con la metodología actual y las metodologías ELCC y ECP para el año 2021. En la Tabla A.1 se presentan los valores que cada método reconoce para cada tecnología ajustados a la demanda máxima del año 2021 junto con la potencia máxima instalada para cada tipo de generación. En el gráfico 4.1 se muestra el ELCC para cada tecnología como el porcentaje de la potencia instalada. Debido a que el ECP depende del IFOR se evaluarán los casos con IFOR 5e-5, 10e-5 y 15e-5 con tal de realizar un análisis de sensibilidad. Estos valores fueron escogidos en base a las centrales más seguras del sistema.

En la Fig. 4.3 el porcentaje de la potencia máxima instalada por tecnología, el cual es reconocido como potencia de suficiencia tanto la metodología ELCC como las distintas instancias consideradas para la metodología ECP y la metodología actual. Al comparar el reconocimiento de potencia mediante la metodología ELCC y ECP se observa que, si bien el reconocimiento de potencia por tecnología cambia al variar el IFOR utilizado para el cálculo del ECP, ambos métodos reconocen la suficiencia de las tecnologías de forma similar.

La Fig 4.2 muestra cómo el programa se aproxima a la solución mediante el método de la bisección para las centrales de almacenamiento. Esto permite visualizar el proceso de cálculo de ELCC descrito en el capítulo 2.3.

Al comparar el reconocimiento de suficiencia obtenido mediante la metodología actual con el ELCC y las distintas instancias de ECP, se observa que la potencia reconocida para las centrales térmicas, pasada, de almacenamiento y eólicas aumenta respecto a la actual. Puntualmente para las centrales eólicas aumenta la potencia de suficiencia reconocida al ocupar la metodología ELCC respecto a la actual en 1,96 veces. A su vez el reconocimiento por metodología ECP aumentó la suficiencia entre 1.93 y 1.95 veces, correspondiendo el menor de estos valores al valor de IFOR 15e-5. La tecnología solar aumentó su reconocimiento de suficiencia con la metodología ECP en comparación con la ELCC. Para las centrales de almacenamiento, embalse, solar, el reconocimiento de potencia de suficiencia se ve disminuido por la metodología ELCC y ECP respecto al marco regulatorio actual. Por ejemplo, la potencia de suficiencia asignada a las centrales solares es solo un 41% de la que otorga el actual método. Mientras que las centrales eólicas, térmicas y de pasada aumentan su reconocimiento de potencia de suficiencia con la propuesta de nueva normativa ELCC y al igual que con la metodología ECP.

Las Figuras 4.4 y 4.5 muestran cómo se distribuye el reconocimiento de potencia de suficiencia por central para cada metodología de cálculo. En todo los casos el mayor reconocimiento se asigna a las centrales térmicas las cuales constituyen más de un 45% de la capacidad instalada en el SEN.

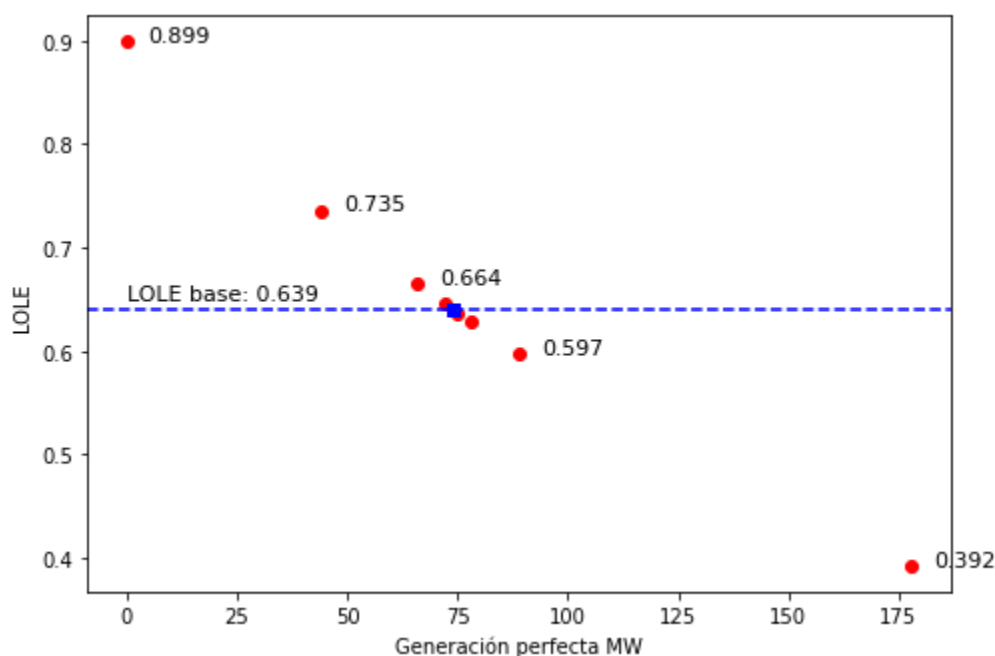


Fig. 4.2: Proceso de aproximación en el cálculo del ELCC de proyecto de almacenamiento.

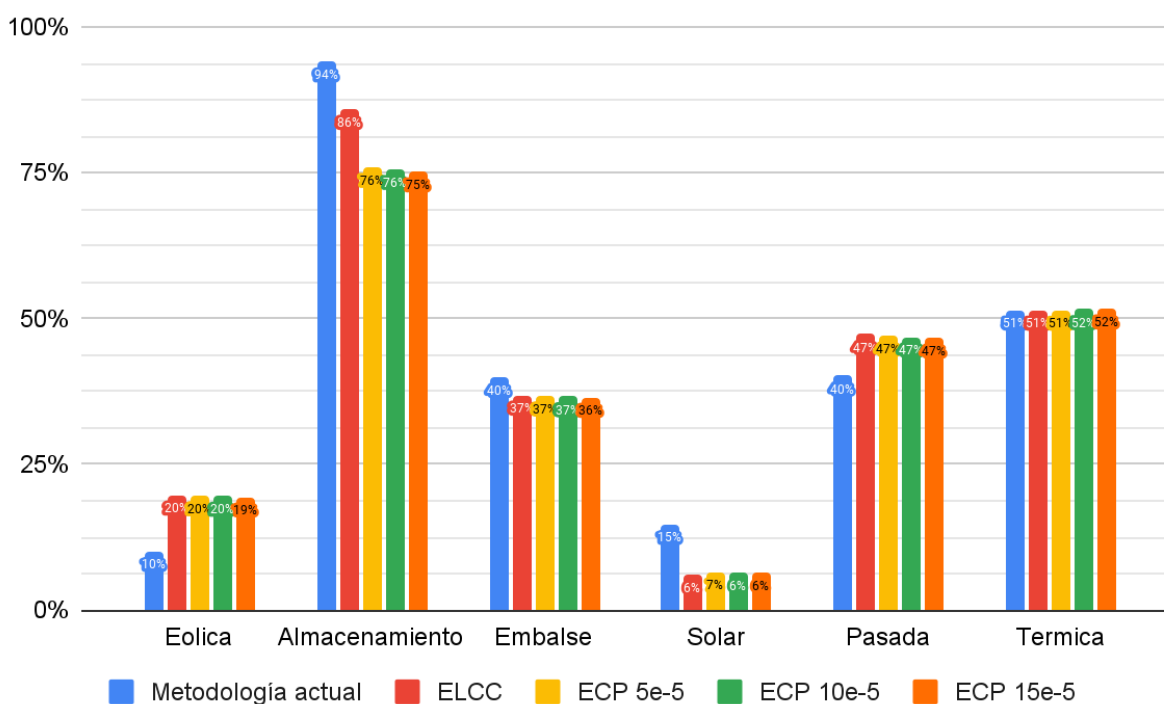


Fig. 4.3: Porcentaje de la potencia total instalada por tecnología que es reconocida como potencia de suficiencia por las distintas metodologías.

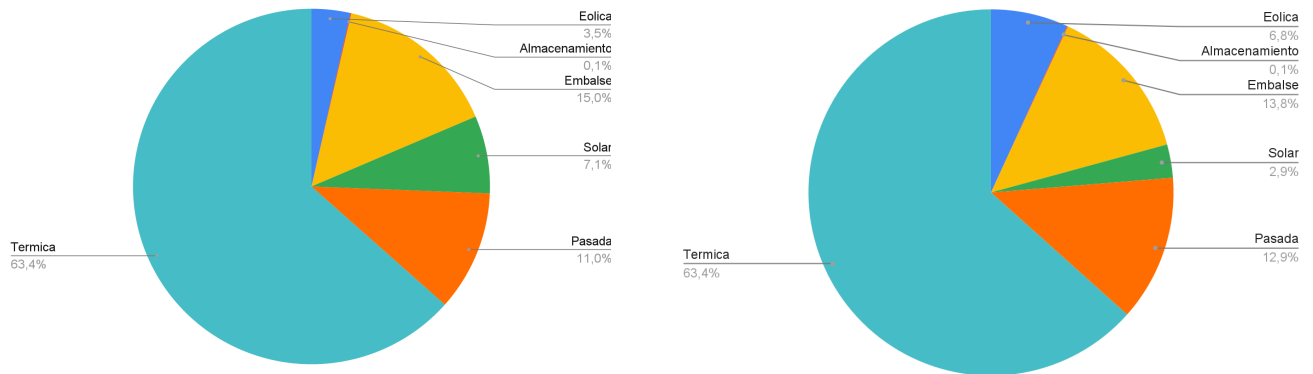


Fig. 4.4: Distribución de la potencia de suficiencia por tecnología para el año 2021 con la metodología actual (izquierda) y la propuesta metodológica ELCC (derecha).

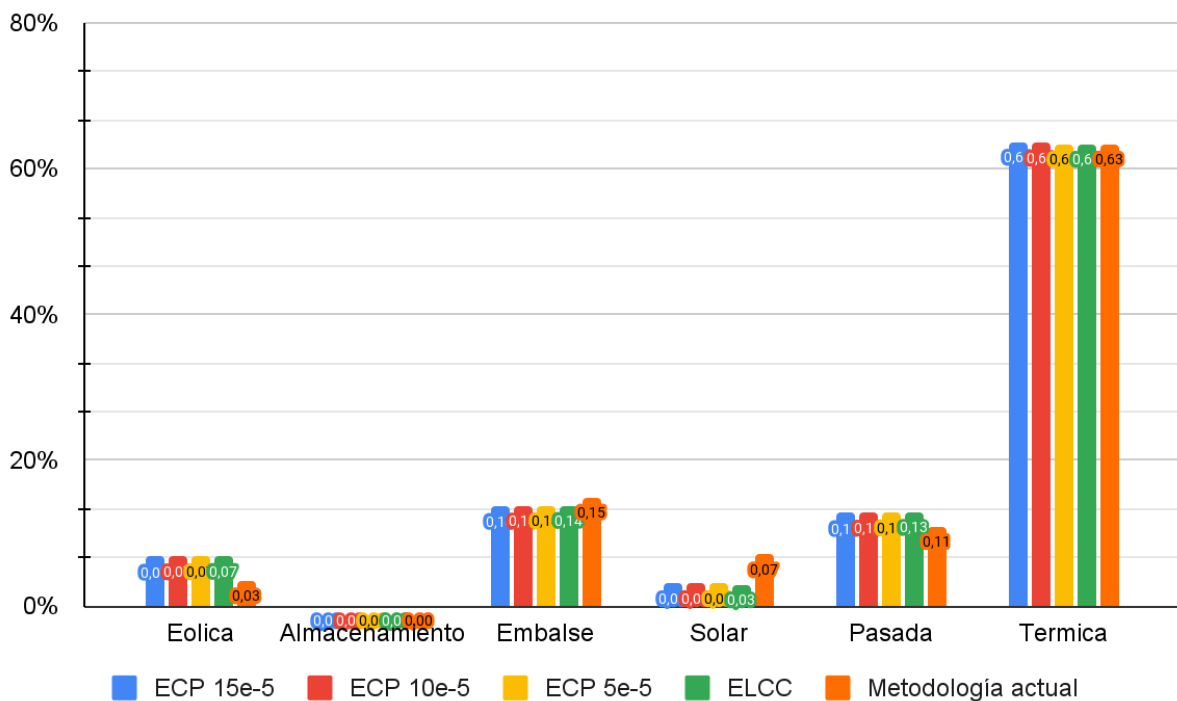


Fig. 4.5: Distribución de la potencia de suficiencia por tecnología para el año 2021 con metodología Actual y ECP considerando un IFOR de 5e-5, 10e-5 y 15e-5.

## 4.2. Estimación de ingreso económico por potencia de suficiencia para proyecto de almacenamiento de energía

En la presente sección se muestra el reconocimiento de potencia de suficiencia de un proyecto de almacenamiento de energía de 10 MW de potencia considerando un IFOR de 0.1 para esta central para el año 2021. El valor IFOR escogido para representar la disponibilidad del proyecto es el determinado por el CEN y utilizado para el cálculo de potencia de suficiencia actual de la única central de almacenamiento presente en el SEN, Alfalfa. A su vez las potencias escogidas para el análisis se debe a que la central de almacenamiento de energía Alfalfa cuenta con una potencia instalada de 10 MW por lo que se planteó analizar una central de potencia cercana a este valor y en este caso igual. En la Fig 4.6 nuevamente se muestra el proceso por el cual el programa se aproxima a la determinación de potencia de suficiencia, en este caso, para el proyecto de almacenamiento de 10 MW. Se puede observar cómo el LOLE objetivo disminuye respecto al de la Fig. 4.3 Debido a que al agregar los 10 MW de almacenamiento la seguridad base del sistema aumenta. Para el cálculo del reconocimiento de potencia de suficiencia con la metodología actual se utilizó la capacidad de regulación de la central alfalfa, la potencia máxima de 10 MW y el IFOR anteriormente mencionado de 0.1. En la Tabla 4.1 se muestran los resultados de la asignación de potencia de suficiencia para el proyecto de almacenamiento de energía.

Metodología actual MW	Metodología ELCC MW	Metodología ECP IFOR = 5e-5 MW	Metodología ECP IFOR = 10e-5 MW	Metodología ECP IFOR = 15e-5 MW
9,402	6,676	7,587	7,553	7,512

Tabla 4.1: Resultados de simulación de reconocimiento de potencia de suficiencia para proyecto de almacenamiento.

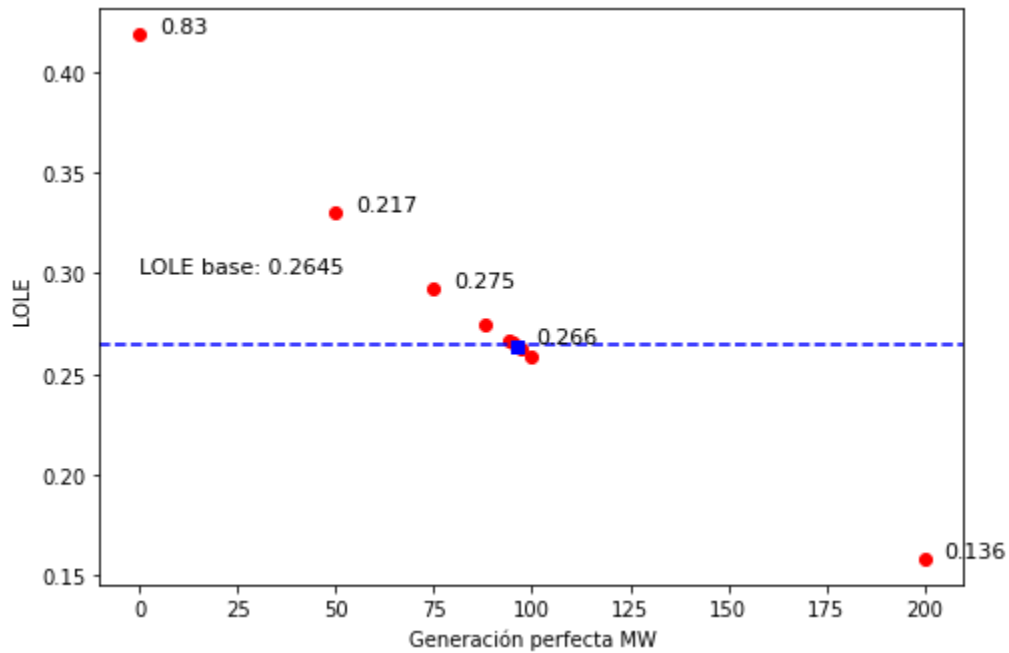


Fig. 4.6: Proceso de aproximación en el cálculo del ELCC de proyecto de almacenamiento.

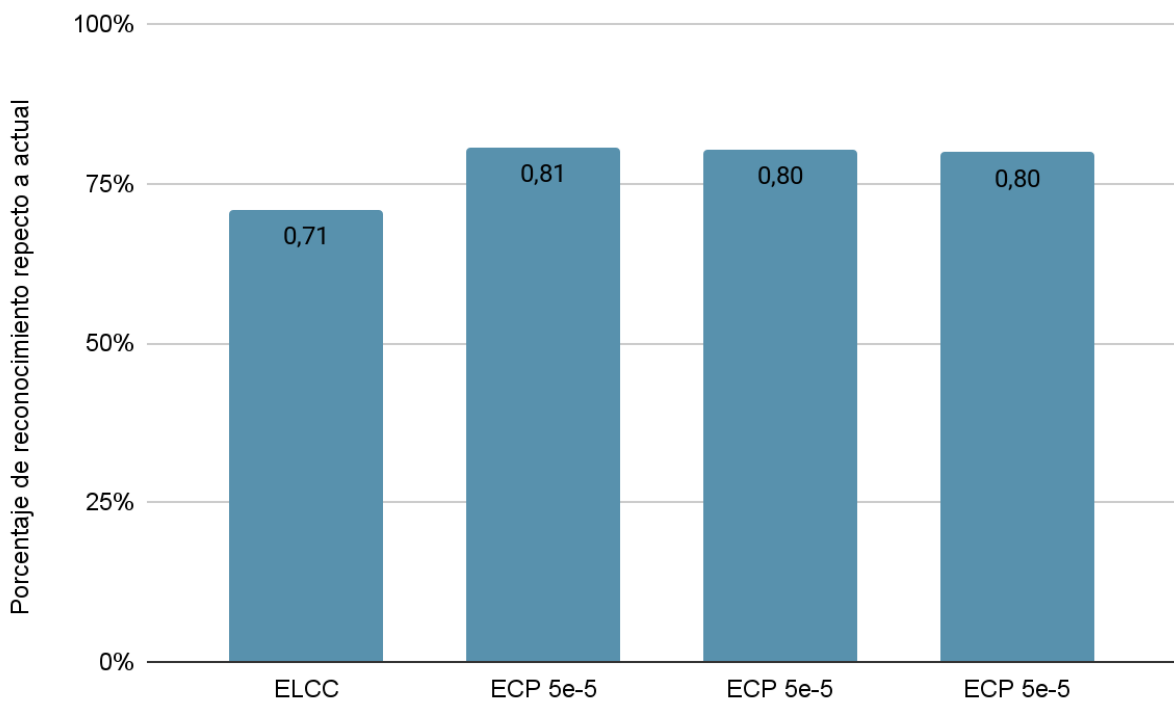


Fig. 4.7: porcentaje de reconocimiento del ELCC y ECP respecto a la metodología actual.

En la Fig. 4.7 se presenta una comparación porcentual del reconocimiento de potencia de suficiencia del proyecto de almacenamiento con respecto a la metodología actual. Debido a que los ingresos monetarios que percibirá el proyecto son proporcionales a la potencia de suficiencia asignada, la Fig. 4.7 representa al mismo tiempo una comparación porcentual del ingreso monetario que percibirá el proyecto bajo análisis respecto a la metodología actual.

Conforme el artículo 77 y 78 del capítulo 2 del reglamento de transferencia de potencia, se establece que el balance físico de inyecciones y retiros se realiza considerando los siguientes aspectos:

- Inyección de las Unidades Generadoras igual a la Potencia de Suficiencia definitiva.
- Retiros de potencia de cada participante del Balance de Potencia
- Transmisión de potencia entre subsistemas
- Pérdidas en instalaciones del Sistema de Transmisión

Para determinar los ingresos por potencia de suficiencia de la central bajo análisis se debe multiplicar el precio nudo por el valor de potencia de suficiencia. En la tabla 4.3 se muestran los ingresos proyectados mensuales para las distintas metodologías considerando el precio nudo de Parinacota 6213,88 y el del nudo Cautín 4322,25 en \$/kW/mes, ya que, son el mayor y menor precio nudo del SEN para el año 2021. Con esto se obtiene el rango de ingresos mensual que se podría obtener del proyecto en cuestión, bajo ambas propuestas y dependiendo del lugar de instalación del mismo.

Nudo	Ingreso anual con Metodología actual CLP	Ingreso anual con ELCC CLP	Ingreso anual con ECP CLP
Parinacota	701.074.797	497.806.354	565.736.490
Cautín	487.653.534	346.264.092	393.514.929

Tabla 4.2: Cálculo de ingreso económico mensual máximos y mínimos posibles por concepto de potencia de suficiencia para la central propuesta bajo ambas propuestas de metodología.

# Capítulo 5

## Conclusiones

De los resultados expuestos en el capítulo 4 se observa que el cambio de metodología impacta considerablemente en el reconocimiento de potencia de suficiencia de ciertas tecnologías. Lo anterior es especialmente visible para las centrales eólicas que aumentan casi al doble su potencia de suficiencia respecto a la metodología actual y las solares que disminuyeron casi a un tercio su reconocimiento de potencia de suficiencia con las propuestas metodológicas. Es por esto que la implementación de las nuevas metodologías conlleva un replanteamiento por parte de las empresas generadoras con tal de evaluar bajo el nuevo marco la viabilidad de los actuales proyectos de construcción de centrales generadoras. De la misma forma las políticas estatales para la transformación del SEN a uno mayormente dependiente de las energías renovables se deben reevaluar bajo el nuevo marco regulatorio para el cálculo de potencia de suficiencia.

De la tabla 4.3 se puede concluir que el proyecto de almacenamiento de energía bajo análisis verá disminuido su reconocimiento de potencia de suficiencia por el cambio de metodología, ya que, el ingreso por concepto de potencia de suficiencia para este proyecto disminuirá en un 71% con la metodología ELCC. de la misma forma la central alfalfa de mantenerse cómo la única central de almacenamiento del sistema aumentar disminuirá su reconocimiento de potencia de suficiencia a un 85% con la metodología ELCC respecto a la metodología actual.

# Bibliografía

- [1]“Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos”, Ministerio de Energía, 2006.[Online].Disponible:<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=250604>
- [2]“Norma Técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras”, Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía, 2016. [En línea]. Disponible: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1087365>
- [3]“INFORME CALCULO DEFINITIVO DE POTENCIA DE SUFICIENCIA DE LAS CENTRALES GENERADORAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL AÑO 2021“, Coordinador Eléctrico Nacional,Santiago ,Chile , 2022.
- [4]Coordinador Eléctrico Nacional, 2022. [En línea]. Disponible en: [https://es.wikipedia.org/wiki/Freno\\_de\\_disco](https://es.wikipedia.org/wiki/Freno_de_disco). [Accedido: 12-oct-2022].
- [5]Generadoras de Chile, 2022. [En línea]. Disponible en: <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>. [Accedido: 15-nov-2022].

# Anexos

## 1. Método de la bisección

El método de la bisección es el método más elemental para la determinación de raíces de una ecuación. Al ser un método lógico no requiere de una expresión analítica para el problema en cuestión y solo necesita una forma de evaluar u obtener imágenes. Esto último es lo que lo hace una herramienta adecuada para el contexto del cálculo de ELCC en esta memoria, ya que, al ser un procedimiento que involucra evaluar en funciones de probabilidad, el obtener una expresión analítica se dificulta. El método de la bisección plantea que dado un intervalo en donde se sabe que se encuentra la raíz de una función  $f(x)=0$ , esta se puede determinar en base a los siguientes pasos lógicos:

1. Se divide el intervalo  $[a,b]$  por la mitad con el punto  $X_0$ .
2. Si  $f(a)*f(x_0) \leq 0$  quiere decir que la función cruza el eje en el intervalo  $[a,x_0]$  por lo que se redefine  $b=x_0$  y se vuelve al paso 1. De lo contrario se procede al siguiente paso.
3. Si  $f(b)*f(x_0) \leq 0$  quiere decir que la función cruza el eje en el intervalo  $[x_0,b]$  por lo que se redefine  $a=x_0$  y se vuelve al paso 1.

El método seguirá indefinidamente por lo que se debe establecer un criterio de parada. En el contexto de esta memoria y debido a que se está trabajando con una discretización de 1 MW, es que se estableció que si entre cada iteración la solución tentativa de raíz cambia en una unidad o menos, el método se detiene.

## 2. Tablas adicionales

Tecnología	Potencia máxima instalada MW	Potencia de suficiencia con metodologí a actual MW	Potencia de suficiencia con metodologí a ELCC MW	Potencia de suficiencia con metodologí a ECP IFOR = 5e-5 MW	Potencia de suficiencia con metodologí a ECP IFOR = 10e-5 MW	Potencia de suficiencia con metodologí a ECP IFOR = 15e-5 MW
Eólica	3714,5	374,2	733,5	729,5	726,1	722,2
Almacenamiento	10	9,4	8,6	7,6	7,6	7,5
Embalse	4021,6	1604,5	1484,2	1478,0	1473,0	1468,8
Solar	5133,2	755,1	315,7	334,3	332,8	331,0
Pasada	2919,5	1172,6	1379,9	1372,5	1368,1	1362,5
Térmica	13196,4	6792,0	6794,5	6793,2	6807,4	6823,0
Suma	29162,8	10708,4	10708,4	10708,4	10708,4	10708,4

Tabla A.1: Comparación de cálculo de potencia de suficiencia para el año 2021 por tecnología.