

---

# **Fijación del Margen de Reserva Firme Objetivo y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita para el SEIN**

**Febrero 2025**

---

# Resumen Ejecutivo

El Precio Básico de Potencia fijado anualmente en el proceso de Fijación de Tarifas en Barra, considera para su determinación, entre otros, la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) tal como lo señala el ítem a) del artículo 126 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado con Decreto Supremo N° 099-93-EM; así también, el literal c) del artículo 126 del RLCE señala que corresponde a Osinermin fijar el MRFO y TIF cada cuatro (4) años. En consecuencia, el presente informe contiene los criterios y sustento de la determinación del MRFO y TIF para el periodo del 1 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029.

El MRFO ha sido determinado bajo el criterio de obtener un nivel suficiente de confiabilidad del parque generador, considerando la demanda proyectada para el período del 1 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029, y tomando en cuenta el nivel óptimo, desde el punto de vista económico, de los costos de falla por la restricción de suministros (costos por pérdida de suministro ante fallas fortuitas) y los costos de inversión y operación de las unidades de generación de respaldo que permitan mantener un margen de reserva adecuado de generación para el SEIN.

Para ello se ha desarrollado una metodología y un modelo de estimación de la confiabilidad del parque generador que permiten realizar los cálculos probabilísticos y económicos necesarios para optimizar la reserva de generación requerida, bajo criterios que minimicen los costos de falla y las inversiones en el parque generador de reserva.

En ese sentido, se ha considerado que, para la definición de los márgenes de reserva de generación se requiere, por un lado, una proyección de la demanda, y por el otro, la expansión de la generación asociada a esa proyección, como las posibles condiciones en el suministro de los insumos para el parque de generación eléctrica, todo lo cual origina

niveles de incertidumbre; es por ello que la obtención del MRFO ha evaluado incluyendo dichas restricciones.

Así, el MRFO ha sido determinado como consecuencia de la expansión óptima del parque de generación, satisfaciendo los siguientes criterios de confiabilidad, seguridad y calidad:

- El SEIN debe satisfacer el criterio de confiabilidad de suministro de tipo probabilístico basado en la Pérdida Esperada de Energía.
- El plan de expansión de la generación debe corresponder tanto a los proyectos en curso como a los proyectos factibles de entrar en operación, de acuerdo con los criterios de mínimo costo y de sostenibilidad económica.
- El SEIN debe tener capacidad para soportar la pérdida de la central de generación más importante del SEIN sin tener racionamiento de suministro.
- El SEIN debe ser capaz, bajo la condición de hidrología baja y/o de problemas en el suministro de combustible, de abastecer la energía de la demanda sin racionamiento de suministro.

Ahora bien, para la determinación del MRFO del periodo del 1 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029 se ha basado en la expansión del sistema y la determinación de un margen de reserva óptimo, con un crecimiento de demanda proyectado y un parque generador que toma en cuenta las unidades existentes y los proyectos de nuevas unidades bajo criterios de confiabilidad de suministro, mínimo costo y sostenibilidad económica en el tiempo. Las premisas de oferta y demanda adoptadas en el presente informe se han elaborado tomando como base, los datos utilizados por Osinergmin en la Fijación de Tarifas en Barra para el período 2024 – 2025, y la propuesta de las Tarifas en Barras para el periodo 2025 – 2026, presentado por el Subcomité de Generadores del COES.

Se han analizado los siguientes escenarios:

- Hidrología promedio (54 años).
- Hidrología de un año seco (Escenario más conservador).
- Indisponibilidad del ducto de transporte del gas natural de Camisea.

Como resultado del estudio se concluye que el margen de reserva firme que conservadoramente representa (Hidrología año seco) los requerimientos de generación de reserva firme especiales que el SEIN necesita es igual a 30,88%. En consecuencia, el MRFO es equivalente a 19,93%, descontando el equivalente porcentual de las potencias firme de las centrales de Reserva Fría de Generación (10,95%), respecto de la máxima demanda del SEIN.

Finalmente, para la determinación de la TIF se tomó en consideración la información estadística de indisponibilidad de unidades termoeléctricas de los Estados Unidos de América y del Canadá, preparada por el North American Electric Reliability Council (NERC),

para una unidad termoeléctrica que utiliza gas como combustible primario y con capacidad entre 200 y 299 MW. En razón de dicha información, se propone una TIF de 3,54 %.

## Contenido

<b>1. Introducción</b> .....	7
<b>2. Determinación del MRFO</b> .....	9
<b>2.1 Antecedentes</b> .....	9
<b>2.1.1 Evolución de la reserva del SEIN sin considerar la Reserva Fría de Generación (RFG)</b> .....	9
<b>2.1.2 Alcance del Margen de Reserva Firme Objetivo</b> .....	10
<b>2.2 Criterios para la Expansión de la Generación</b> .....	11
<b>2.2.1 Premisas</b> .....	11
<b>2.2.2 Criterios Generales</b> .....	13
<b>2.2.3 Criterios Específicos Utilizados en la Expansión de la Generación del SEIN</b> .....	15
<b>2.3 Procedimiento de Cálculo del MRFO</b> .....	16
<b>2.4 Premisas de Cálculo</b> .....	18
<b>2.4.1 Generales</b> .....	18
<b>2.4.2 Proyección de la Demanda</b> .....	18
<b>2.4.3 Proyección de la Oferta de Generación</b> .....	19
<b>2.4.4 Disponibilidad de Unidades</b> .....	20
<b>2.4.5 Operación del Sistema</b> .....	21
<b>2.4.6 Costo de Falla de Largo Plazo</b> .....	21
<b>2.4.7 Parámetros Económicos</b> .....	21
<b>2.4.8 Resultados Obtenidos</b> .....	22
<b>3. Determinación del MRFO</b> .....	25
<b>3.1 Tasa de Indisponibilidad Fortuita</b> .....	25
<b>3.2 Factor de Indisponibilidad Fortuita</b> .....	26
<b>4. Conclusiones</b> .....	27
<b>Anexo A</b> .....	28

<b>Anexo B</b> .....	36
<b>Anexo C</b> .....	42
<b>Anexo D</b> .....	55
<b>Anexo E</b> .....	61
<b>Anexo F</b> .....	63

# 1. Introducción

Para determinar el Precio Básico de la Potencia (PBP), el artículo 126 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado con el Decreto Supremo N° 009-93-EM, dispone la utilización de la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) de la unidad de punta y del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), según la ecuación (1).

$$PBP = PTG \times (1 + MRFO) \times \left[ \frac{1}{1 - TIF} \right] \dots \dots (1)$$

Donde:

PTG : Costo unitario de la unidad de punta, que incluye la anualidad de la inversión del turbogenerador y su conexión a la red, así como los costos fijos anuales de operación y mantenimiento.

TIF : Tasa de indisponibilidad Fortuita

MRFO : Margen de Reserva Firme Objetivo del SEIN

El análisis que se realiza en el presente informe establece las metodologías para determinar el MRFO y TIF, y a partir de la aplicación de las mismas se recomienda dichos porcentajes para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029 (mayo 2025 – abril 2029).

La determinación del MRFO se realizó a partir de una metodología y modelo de análisis de estimación de la confiabilidad de la generación, la misma que fue utilizada para la fijación del MRFO de los periodos mayo 2013 – abril 2017, mayo 2017 – abril 2021 y mayo 2021 – abril 2025, la cual permite efectuar cálculos probabilísticos y económicos necesarios para optimizar la reserva de generación requerida, bajo un criterio de mínimo costo para el periodo mayo 2025 – abril 2029.

Las premisas de oferta y demanda adoptadas en el estudio se han elaborado en base a los datos utilizados por Osinergmin en la Fijación de Precios en Barra para el período 2020 – 2021 actualizados, considerando valores vigentes y expandidos para todo el periodo de análisis.

Del mismo modo, para la determinación de la TIF, en concordancia con el criterio utilizado para establecer el valor de los periodos mayo 2013 – abril 2017, mayo 2017 – abril 2021 y mayo 2021 – abril 2025, se adoptó como definición la probabilidad de que la unidad de punta se encuentre fuera de servicio durante el periodo de interés. Para su evaluación se recurrió a estadísticas sobre la indisponibilidad de grupos termoeléctricos de los Estados Unidos y Canadá. Los datos de indisponibilidad contenidos en el informe preparado por la North American Electric Reliability Corporation (NERC), han sido la información base que ha servido de referencia para el establecimiento del valor final de la TIF

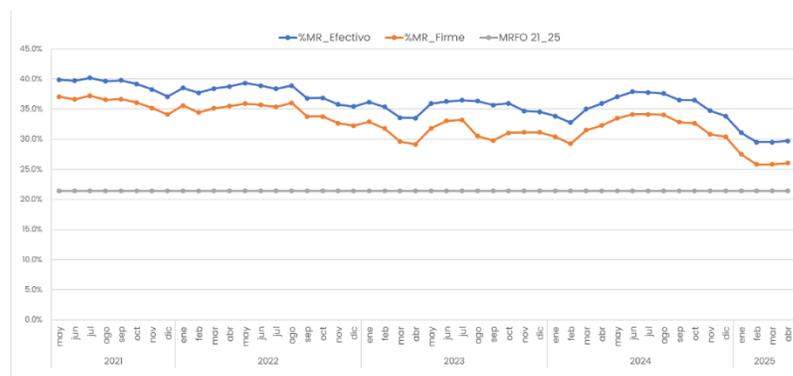
## 2. Determinación del MRFO

### 2.1 Antecedentes

#### 2.1.1 Evolución de la reserva del SEIN sin considerar la Reserva Fría de Generación (RFG)

El comportamiento de la reserva efectiva<sup>1</sup> y de la reserva firme<sup>2</sup> del SEIN desde mayo de 2021 hasta abril de 2025 (enero a abril de 2025 es tomando en cuenta el Programa de Mediano Plazo de la Operación de enero de 2025<sup>3</sup>), sin considerar la RFG fue conforme a la Figura N° 2.1. Por tanto, el margen de reserva firme de SEIN estuvo por encima del MRFO durante el periodo mayo de 2025 a abril de 2029.

Figura 1. Evolución de la Reserva del SEIN sin RFG



<sup>1</sup> La reserva efectiva es la diferencia entre la suma de las potencias efectivas de todas las unidades de generación del SEIN menos la demanda máxima del sistema. Entendiéndose como potencia efectiva, a la potencia que las unidades de generación pueden entregar en condiciones normales de operación.

<sup>2</sup> La reserva firme es la diferencia entre la suma de las potencias firmes de todas las unidades de generación del SEIN menos la demanda máxima del sistema. Entendiéndose como potencia firme, a la potencia que las unidades de generación pueden garantizar con alta seguridad.

<sup>3</sup> COES/D/DO/SPR-IPMPO-001-2025, Informe de Programa de Mediano Plazo de la Operación enero – diciembre 2025

Ahora considerando la RFG en la reserva del SEIN, el margen de reserva efectivo y margen de reserva firme aumentan en promedio 4,7% y 5,2%, respectivamente. Esto quiere decir que, durante el periodo mayo de 2021 a diciembre de 2024, la reserva efectiva y la reserva firme del SEIN fue de 41,1% y 38,1%, respectivamente

### 2.1.2 Alcance del Margen de Reserva Firme Objetivo

A partir del año 2000 el margen reserva del SEIN disminuyó considerablemente hasta 23% (2008), debido al alto crecimiento de la demanda (10% anual en promedio) y a la falta de inversión en el parque de generación. En vista de ello, el año 2009, mediante Decreto de Urgencia N° 121-2009, se estableció como prioridad promover la inversión en la denominada Reserva Fría de Generación (RFG) como medida excepcional con la finalidad de mantener la suficiente generación para atender el crecimiento futuro de la demanda de electricidad. Sin embargo, el año 2010, mediante Decreto Supremo N° 001-2010-EM, y el año 2011, mediante Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM, se establece como permanente la posibilidad de promover la inversión en Reserva Fría, para lo cual se establece el desarrollo de licitaciones de centrales de generación para la Reserva Fría, que realizó PROINVERSION<sup>4</sup> por encargo del Ministerio de Energía y Minas (Minem), con la finalidad cumplir con el MRFO.

La RFG se estableció que formase parte de las denominadas unidades de generación que pueden operar con un combustible alternativo al gas natural (conocidas como duales) y; por tanto, remuneradas mediante el cargo tarifario por seguridad de suministro a que se refiere el Decreto Legislativo N° 1041<sup>5</sup>.

No obstante, mientras que la potencia que aportan las unidades duales que no son RFG se remunera como a cualquier otra unidad de generación, vía lo recaudado por los conceptos de PBP, la potencia de las centrales que sí son RFG sólo se remuneran a través de lo recaudado por el Cargo de

---

<sup>4</sup> PROINVERSION llevó a cabo el Concurso Público Internacional para Otorgar en Concesión el Proyecto de Reserva Fría de Generación (Planta Trujillo - Planta Ilo - Planta Talara) donde se adjudicó la Planta Ilo de 400 MW a la empresa ENERSUR, mientras que la Planta de Talara de 200 MW a la empresa EEPESA, quedando desierto la Planta de Trujillo.

Con la finalidad de cubrir la parte faltante de reserva fría, PROINVERSION llevo a cabo un nuevo Concurso Público Internacional para Otorgar en Concesión el Proyecto: "Reserva Fría de Generación -Planta Eten", donde se adjudicó la Planta Eten de 200 MW al consorcio Cobra-Enersa.

<sup>5</sup> Artículo 6.- Compensación adicional por seguridad de suministro

Osinerghmin regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible. Dicha compensación se denominará compensación por seguridad de suministro.

Osinerghmin, al fijar la Tarifa en Barra, considerará como mínimo la recuperación de las inversiones en centrales térmicas de alto rendimiento.

Compensación por Seguridad de Suministro (CSS<sup>6</sup>), tal como se resume en el cuadro 2.1.

**Cuadro 1.** Resumen de Remuneración por Potencia

<b>Tipo de Unidad</b>	<b>Pago por Potencia (PBP)</b>	<b>Compensación por Seguridad de Suministro</b>
No RFG	Si	No
RFG	No	Si

Estas diferencias en cuanto a remuneración deben considerarse en el alcance del MRFO como concepto para remunerar potencia.

Al respecto, tanto la RFG como el resto de unidades de generación que operan en el sistema contribuyen a la reserva del SEIN; por cuanto, ésta se mide como la suma de las potencias que aportan todas las unidades de generación (RFG y no RFG) que integran el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) dividida entre la máxima demanda del SEIN.

Por tanto, si el MR es la potencia en exceso de la demanda que requiere el SEIN para garantizar confiabilidad y RF es la potencia de las unidades contratadas como RFG, entonces, la potencia en exceso de la demanda a requerir del resto de unidades sería únicamente la diferencia de MR y RF.

Considerando lo anterior, puesto que la RFG es remunerada mediante el CSS, es congruente que sólo la diferencia de MR y RF debe ser remunerada mediante la tarifa PBP.

En consecuencia, el MRFO a ser establecido para el periodo mayo 2021 – abril 2025 ha sido determinado como la diferencia entre la reserva total que se calcule como necesaria para dicho periodo menos la parte que de dicha reserva represente la Potencia Firme de las unidades que integran la RFG, tal como fueron establecidos para los periodos mayo 2013 – abril 2017 y mayo 2017 – abril 2021.

## **2.2 Criterios para la Expansión de la Generación**

### **2.2.1 Premisas**

<sup>6</sup> Esto no significa que no se considere que aportan Potencia Firme al SEIN, sino que se ha optado que ésta sea remunerada exclusivamente a través del Cargo de Compensación por Seguridad de Suministro. Ver cláusulas 3 y 4 de los contratos suscritos por RFG.

Considerando la evolución de la oferta y la demanda en el SEIN, el MRFO se ha determinado bajo el criterio de obtener un nivel suficiente de confiabilidad del parque generador, considerando el horizonte inmediato (2025 – 2029) y analizando también los problemas de suministro de gas natural y bajos caudales que en el corto plazo afectan la seguridad del parque generador.

Adicionalmente, el MRFO se ha calculado tomando en cuenta el punto óptimo, desde el punto de vista económico, de los costos de falla de la restricción de suministros (costos por pérdida de suministro ante fallas fortuitas) y los costos de inversión y operación de las unidades de generación de respaldo que permitan mantener un margen de reserva adecuado de generación para el sistema<sup>7</sup>.

Para la determinación del MRFO se han evaluado un escenario con baja hidrología (90% de probabilidad excedencia) y un modelo multinodal con la finalidad de incluir dentro del análisis las limitaciones de los principales enlaces de transmisión.

Se ha utilizado la metodología y un modelo de estimación de la confiabilidad del parque generador, similar a la utilizada para los periodos 2013 – 2017, 2017 – 2021 y 2021 – 2025, que permiten realizar los cálculos probabilísticos y económicos necesarios para optimizar la reserva de generación requerida, bajo criterios que minimicen los costos de falla y las inversiones en el parque generador de reserva.

Para el análisis de la expansión en la oferta de generación se tomó en cuenta el parque generador existente, así como nuevos proyectos de generación considerando tanto aquellos que se encuentran en curso como los que sean factibles de entrar en operación en el horizonte evaluado. Los datos correspondientes a la operación hidrotérmica del parque existente, así como del conjunto de plantas que entrarán en operación durante el período 2025 – 2029 están basados en las premisas utilizadas en el estudio de Fijación de Precios en Barra para el período mayo 2024 – abril 2025, actualizados considerando valores vigentes y proyectados para todo el periodo de análisis. En el caso de los proyectos de nuevas plantas generadoras, los costos de inversión se han constituido sobre la base de la información contenida en anteriores estudios realizados por Osinerghmin y el MINEM.

Por lo anterior, el MRFO constituye una señal de confiabilidad dada para el sistema actual en el cual la expansión de la generación para el despacho de

---

7 La relación es que a mayor costo de falla es más económico invertir en más unidades de generación de respaldo para evitar una restricción de suministros, mientras que, a menor costo de falla es más económico invertir en pocas unidades de generación de respaldo y tener eventuales restricciones de suministros.

energía se basa en unidades de alto o mediano costo de inversión (básicamente centrales hidroeléctricas y ciclo combinado a gas natural), mientras que la expansión de la generación de reserva se basa exclusivamente en unidades de bajo costo de inversión, es decir, en unidades turbogas de ciclo abierto.

### 2.2.2 Criterios Generales

Los criterios de planeamiento de la generación en sistemas eléctricos de potencia están centrados en dos aspectos:

- **Confiabilidad del Suministro:** Aspecto que considera el grado de seguridad que la oferta debe tener para cubrir la demanda proyectada de tal manera que no se presente racionamiento del servicio para el grado especificado.
- **Minimización de Costos:** Aspecto que considera que la expansión del parque generador debería resultar del mínimo costo total del suministro (incluyendo costos de inversión, operación, mantenimiento y energía no servida).

La determinación del MRFO del SEIN se ha realizado de acuerdo con la formulación de una serie de criterios técnicos y económicos, los mismos que se exponen a continuación:

#### (I) Criterios de Confiabilidad del Suministro

Los criterios de confiabilidad del suministro usualmente aceptados pueden ser determinísticos o probabilísticos.

Los criterios determinísticos contemplan la determinación de la reserva de capacidad de generación, sobre la base de una regla simple para determinar la pérdida admisible de unidades de generación, sin incurrir en racionamiento. Entre estos se tiene:

El Criterio de Margen de Reserva Porcentual.- El margen de reserva de generación mínimo admisible se determina como un porcentaje de la máxima demanda y no depende del tamaño ni del número de las unidades que la conforman;

El Criterio de Reserva por la Unidad Más Grande.- Contempla la determinación de la reserva de generación tomando en consideración la unidad o un número de unidades con la mayor capacidad del sistema; y,

El Criterio de Reserva para Condición Hidrológica Extrema.- Utilizado en sistemas con un alto componente de generación hidroeléctrica y donde el margen de reserva se fija de tal manera que al presentarse un año de hidrología extremadamente seca no se llegue al racionamiento.

Los criterios probabilísticos están dirigidos a determinar el nivel probabilístico de la confiabilidad del servicio que se quiera fijar por lo que se incidirá en el número, tamaño y tipos de unidades que se requiera incluir en la expansión de la generación. Los criterios probabilísticos mayormente utilizados son los referidos a la probabilidad de pérdida de la potencia de carga, y los que comprenden la probabilidad de pérdida de energía:

Criterio de Expansión bajo LOLP.- El criterio de expansión de la generación basado en la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP – Loss of Load Probability), establece que la expansión de la generación es definida bajo un nivel de probabilidad de pérdida de carga dada.

La probabilidad de pérdida de carga de un parque generador se define como la probabilidad de que éste no satisfaga la demanda de potencia del sistema (carga). Cada configuración de parque generador con diferentes tamaños y tipos de unidades generadoras, aunque de la misma capacidad total, presenta diferentes probabilidades de pérdida de carga.

Este criterio es el más ampliamente utilizado en planeamiento eléctrico; sin embargo, no es adecuado para sistemas conformados por centrales hidroeléctricas y térmicas, con participación importante de generación hidroeléctrica, en la que la oferta de energía y potencia varía en el tiempo, como es el caso del SEIN.

Una expresión más utilizada del indicador de LOLP es la “pérdida esperada de carga” o LOLE (Loss of Load Expectation), el que se expresa en unidades de tiempo (días/año o años/día).

Criterio de Expansión bajo LOEE.- El criterio de expansión de la generación basado en la “pérdida esperada de energía” (LOEE – Loss of Energy Expectation), establece que la expansión de la generación es definida bajo un nivel de probabilidad de pérdida de energía dada.

La pérdida esperada de energía de un parque generador se define como la probabilidad de que éste no satisfaga la demanda de energía del sistema (carga). Cada configuración de parque generador con diferentes tamaños y tipos de unidades generadoras, aunque de la misma capacidad total, presenta diferentes pérdidas esperadas de energía.

Este criterio no es comúnmente utilizado en planeamiento de expansión de generación, pero se puede aplicar en sistemas con un gran componente hidráulico con embalses de regulación de tamaño mediano, como es el caso peruano.

En el Anexo A se presenta información sobre la teoría de aplicación del LOEE.

## (2) Criterio de Condición Hidrológica

Para fines de evaluación del margen de reserva en condiciones de operación normal, se considera la hidrología media en la operación de plantas hidroeléctricas.

Para fines de evaluación del margen de reserva en condiciones de contingencia de generación en año seco, se considera la hidrología correspondiente a los años secos (bajos caudales) que permita una producción hidroeléctrica con un 90% de probabilidad de ocurrencia, a fin de tener la reserva necesaria que garantice el suministro continuo de energía en condiciones de año seco.

## (3) Criterio de Mínimo Costo

El margen de reserva, de un parque de generación, debe estar conformado por unidades de alta disponibilidad y bajo costo de inversión, aunque tengan alto costo de producción variable.

Desde el punto de vista del sistema, el costo del margen de reserva de generación está determinado por:

- Costo por Energía No Servida (ENS): Costos por la pérdida esperada de energía ante la falla probabilística de unidades de generación. Estos costos disminuyen cuando el margen de reserva se incrementa.
- Costos de las Unidades de Reserva: Costos de inversión y operación de las unidades que conforman la reserva de la generación. Estos costos se incrementan mientras el margen de reserva también aumenta.

### 2.2.3 Criterios Específicos Utilizados en la Expansión de la Generación del SEIN

La forma más usual de garantizar el cubrimiento de potencia y energía a lo largo del horizonte de evaluación consiste en el establecimiento de un conjunto de criterios de seguridad, confiabilidad y calidad, de tal manera que el desarrollo de la generación los tome en cuenta.

La adopción de estos criterios, así como de las premisas que se incluyen en cada uno de ellos, representan el grado de seguridad que, en este caso, Osinerghmin considera suficiente para garantizar la cobertura de la demanda máxima futura más un margen de reserva, así como el abastecimiento al consumo de energía previsto a lo largo del horizonte de evaluación, mediante el desarrollo del parque generador al mínimo costo actualizado de inversión y operación.

Los criterios que se han utilizado para determinar la expansión de la generación del SEIN se basan en la mayoría de los criterios señalados anteriormente y son específicamente los siguientes:

- Criterio de Confiabilidad de Suministro de tipo probabilístico basado en la pérdida esperada de energía – LOEE.- El parque generador debe ofrecer una confiabilidad bajo la cual se minimice los costos de pérdida esperada de energía y los costos de las unidades de reserva.
- Criterio de Confiabilidad de Suministro de tipo determinístico basado en el Criterio de Reserva por la Unidad Más Grande.- El sistema debe tener capacidad para soportar la pérdida de la central de generación más importante del SEIN sin racionamiento. En este caso la central más grande la constituye el Complejo Mantaro-Restitución con una capacidad total de 841,5 MW.
- Criterio de Confiabilidad de Suministro de tipo determinístico basado en el Criterio de Reserva para Condición Hidrológica Extrema.- El sistema debe ser capaz de abastecer la energía de la demanda, en caso ocurriese un año de hidrología extremadamente seca, sin incurrir en racionamiento. En este caso, el año seleccionado corresponde al de una excedencia del 95%.
- Criterio de Sostenibilidad Económica en el Tiempo.- Sólo se deben incluir en la expansión aquellos proyectos que sean sostenibles económicamente durante su vida útil, es decir, que la proyección de los ingresos percibidos a través de los cargos por potencia y energía sea suficiente como para cubrir los gastos totales de inversión y operación esperados a una tasa de descuento especificada.
- Criterio de Mínimo Costo. - La expansión de generación debe corresponder a la de mínimo costo actualizado de inversión y operación del parque de generación.

---

### 2.3 Procedimiento de Cálculo del MRFO

La metodología para la determinación del MRFO pasa por las siguientes actividades:

- a) Se proyecta la demanda y oferta del SEIN para el período 2025 – 2029 sobre la base de la información de la Fijación de Tarifas mayo 2024 – abril 2025 y la propuesta de Fijación de Tarifas en Barras mayo 2025 – abril 2026 presentada por el Subcomité de Generadores del COES, pero con datos actualizados y la proyección para completar el periodo de análisis.
- b) Con la información proporcionada por el COES de los registros de los medidores de energía, se obtiene la demanda de potencia –en bornes de generación– para cada intervalo de 15 minutos del año previo. Se determina el modelamiento del comportamiento de la demanda total del SEIN (cómo varía la máxima demanda horaria durante los días del año

evaluado); con lo cual se calculan los factores que llamamos factores de distribución mensual, diaria y horaria.

- c) Los valores horarios de demanda del SEIN para las futuras curvas de duración se obtienen multiplicando los valores de la máxima demanda de potencia obtenidos en el literal a) por los factores mensuales, diarios y horarios de la demanda calculados en b) para cada mes.
- d) Utilizando la base de datos del modelo PERSEO de la fijación tarifaria mayo 2024 – abril 2025 y la proyección de la demanda y de la oferta para el período 2025 – 2029, se convierte la energía generada de las centrales hidroeléctricas en valores de potencia generada en las horas de punta, media y base, y luego se lleva a valores horarios. Al ser horario el intervalo de análisis, el valor numérico de la potencia es igual al valor numérico de la energía.
- e) Para determinar la Tasa de Salida Forzada (Forced Outage Rate - FOR) que se utilizará para cada central de generación, se toma el mayor valor de la tasa de salida forzada reportada por la NERC y los factores de indisponibilidad fortuita calculados por el COES.
- f) De los pasos d), e) y la capacidad firme de las centrales termoeléctricas, se calcula la tabla de la Probabilidad de Pérdida de Carga.
- g) Del cálculo de la demanda horaria se obtiene el diagrama de curva de duración de la demanda de donde se obtendrá la tabla de pérdida de carga.
- h) Se inicia el cálculo, para un determinado porcentaje de reserva sobre la demanda (% MR).

Se considera que se cubre el equipamiento necesario de la reserva con unidades térmicas, similar a la utilizada para la determinación del Precio Básico de Potencia.

- i) Luego, se calcula la Pérdida Esperada de Energía (LOEE) mediante la convolución de las tablas de Probabilidad de Pérdida de Carga y de la caracterización de la demanda de energía, calculados en los pasos f) y g).
- j) Del paso i) se obtiene la energía no servida la cual es valorizada con el Costo de Falla para el SEIN (6,000 USD/MWh)<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> No se cuenta con un estudio de estimación del costo de falla del mercado eléctrico peruano, por lo que se ha adoptado para el análisis un costo de falla de 6 000 USD/MWh, valor similar a la fijación del MRFO y TIF considerada en los años 2004, 2008 y para los periodos mayo 2013 – abril 2017, mayo 2017 – abril 2021 y mayo 2021 – abril 2025, y a estudios realizados por el MINEM.

- k) Del paso h), se estiman las unidades que se encuentran de reserva, las que tienen que ser valorizadas al precio de la potencia.
- l) El costo total es igual al costo de la energía no suministrada (paso j) más el costo de las unidades de reserva (paso h).
- Si el costo total no es el mínimo, se continúa el proceso en el paso h), aumentando el %MR, hasta encontrar el punto de inflexión que corresponde al mínimo costo total.
- m) Al porcentaje del MR que hace el costo total mínimo, se le adiciona un porcentaje que considera el mantenimiento de la central térmica más grande considerada en mantenimiento, el cual se denomina Margen de Reserva Óptimo (MRO).
- n) Finalmente, el MRFO será igual a la diferencia entre el valor determinado en m) menos la parte que de este represente la RFG.

---

## 2.4 Premisas de Cálculo

Las premisas de cálculo consideradas en la expansión de la generación se describen a continuación:

### 2.4.1 Generales

Entre las premisas generales se tiene:

- El horizonte de expansión de la generación se ha considerado para el período 2025 – 2029.
- La determinación del MRFO se realiza utilizando un modelo uninodal.
- La curva de duración de la demanda y su estacionalidad sigue el comportamiento de la demanda del SEIN a nivel de generación de los años 2023 y 2024. Asimismo, para los años del periodo de evaluación se utilizó como base la curva de duración de la demanda de los años 2023 y 2024.
- El despacho de las unidades se efectúa por periodos mensuales.

### 2.4.2 Proyección de la Demanda

La proyección de la demanda el periodo mayo 2025 – abril 2029 corresponde a los valores considerados en la Fijación de Precios en Barra para el período 2025 – 2026, actualizados considerando valores vigentes y proyectados para completar todo el periodo de análisis.

**Cuadro 2.** Proyección de la Demanda del SEIN 2025-2029

Año	Máx. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2023	7 606	58 393	87.6%		
2024	7 794	60 029	87.9%	2.5%	2.8%
2025	8 093	62 589	88.3%	3.84%	4.27%
2026	8 369	64 828	88.4%	3.41%	3.58%
2027	8 637	66 969	88.5%	3.20%	3.30%
2028	8 923	69 186	88.5%	3.3%	3.3%
2029	9 206	71 384	88.5%	3.2%	3.2%

### 2.4.3 Proyección de la Oferta de Generación

El parque generador comprende todas las unidades del SEIN que participan actualmente en el suministro al mercado eléctrico peruano, así como aquellos proyectos que se encuentran en desarrollo (ver detalle en el Anexo B).

Asimismo, para la expansión de generación se han considerado los siguientes proyectos candidatos<sup>9</sup>:

**Cuadro 3.** Proyección de la Oferta del SEIN 2025-2029

Proyecto	Potencia MW	Fecha de Ingreso Estimada
C.H. Aricota II	12,2	feb-2025
C.H. Centauro I - III	9,9	jun-2025
C.H. San Gaban III	209,3	ago-2025
C.S. San Martin	252,4	oct-2025
C.S. Sunny	204,0	dic-2025
C.H. Anashironi	20,0	ene-2026
C.S. Illa	396,0	jul-2026
C.S. Wayra Solar	94,2	ago-2026
C.S. Expansión Intipampa	51,7	dic-2026
C.S. Lupi	181,2	dic-2026
C.S. Characato	30,0	mar-2027
C.E. Caravelí	218,3	mar-2027
C.S. Solimana	250,0	ago-2027
C.S. Hanaqpampa	300,1	sept-2027
C.E. Mórrope	224,0	oct-2027
C.E. Guarango	330,0	nov-2027

9 No se ha considerado la CT RF Iquitos como parte del SEIN a partir del diciembre de 2019, fecha prevista de la puesta en operación del proyecto línea Moyobamba – Iquitos de 220kV, debido a que actualmente no se ha iniciado la construcción de la misma.

Proyecto	Potencia MW	Fecha de Ingreso Estimada
C.E. Shougang	300,0	ene-2028
C.S. Sol de Verano I	45,3	ene-2028
C.H. Santa Lorenza I	18,7	ene-2028
C.S. Rubi III	323,1	ene-2028
C.H. Aricota 3	9,6	ene-2028
C.S. Chalhuanca	106,5	jun-2028
C.E. Sariri	122,4	jul-2028
C.H. Moquegua 1	15,3	jul-2028
C.H. Moquegua 3	18,7	jul-2028
C.H. Chancay 2	16,6	ene-2029
C.E. Urani	122,4	ene-2029
C.E. Ampliación Punta Lomitas	192,2	ene-2029
C.H. Huallin 1 - Fase 2	3,0	ene-2029
C.S. Macarena	170,0	ene-2029
C.H. Chancay 3	13,5	jun-2029
C.H. Tarucani	49,0	jul-2029
C.H. Lluclla	288,0	oct-2029

Fuente: Compendio "Supervisión de contratos de proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Construcción – noviembre 2024"

#### 2.4.4 Disponibilidad de Unidades

Las tasas de salida forzada son definidas a partir de las probabilidades de salida de unidades generadoras tomadas de datos estadísticos medidos en el campo a partir de una población de equipos similares en operación. En países desarrollados esta información es tomada por entidades técnicas que recopilan la información de confiabilidad de las unidades, en forma sistematizada, de un gran número de empresas y sistemas, y durante muchos años, y por tanto la información va cobrando mayor validez año a año.

En el caso del Perú, con un parque generador relativamente pequeño, con pocas unidades turbogas existentes similares a las que se consideran en la reserva y con un tiempo de monitoreo de muy pocos años, la información no puede ser considerada como estadísticamente válida para fines de confiabilidad.

El COES recopila y aplica indicadores de confiabilidad sólo para horas de punta, válidos para ser considerados en la operación del sistema, para fines de remuneración de potencia, pero no para fines estadísticos de confiabilidad de servicio de las unidades. En el límite, si las unidades del parque generador

que monitorea el COES son mantenidas acordes con los estándares que recomiendan los fabricantes, los indicadores que llevan convergerán en los indicadores internacionales.

Por otro lado, si estas unidades tuvieran mantenimientos realizados de forma eficiente, o se encuentren fuera de la vida útil reconocida por los fabricantes, los indicadores de desempeño de confiabilidad serán mayores que la referencia internacional.

Por lo anterior, para el cálculo de la disponibilidad de las unidades de generación se consideran valores eficientes de tasas de salida forzada, para lo cual se han tomado como referencia valores de entidades internacionales. En el Anexo B se muestran los factores de disponibilidad conjuntamente con las potencias efectivas y firmes de las unidades de generación.

#### **2.4.5 Operación del Sistema**

Se considera como operación normal del SEIN a aquella que se desarrolla sin contingencias de salida fortuita de unidades generadoras, pero sí considerando un programa de mantenimiento óptimo del parque generador.

El margen de reserva del parque generador del SEIN debe ser suficiente como para que la capacidad de generación sea superior a la demanda del sistema, en condiciones de operación normal, de modo que no se presenten situaciones de racionamiento permanente originado por la generación.

#### **2.4.6 Costo de Falla de Largo Plazo**

Dado que no se cuenta con una estimación del costo de falla de largo plazo que refleje el valor que el Subsector Eléctrico Peruano da a la confiabilidad del suministro de energía, se considera pertinente utilizar los costos de falla consignados en los estudios de fijación de los anteriores MRFO y TIF (años 2004, 2008, 2013, 2017 y 2021) y en otros estudios del sector, cuyo valor asciende a 6 000 USD/MWh.

#### **2.4.7 Parámetros Económicos**

Para fines del presente estudio se han considerado los siguientes parámetros económicos de evaluación:

- a) Precios: Están expresados en dólares americanos a valor constante del 2024.
- b) Precios de Energéticos: Son los considerados en la Fijación de Precios en Barra para el período 2024 – 2025.
- c) Tasa de Descuento: Igual a 12% que es la tasa vigente de acuerdo con lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas.

- d) Costos de Inversión en Nuevas Plantas Generadoras: Se han considerado los costos consignados en anteriores estudios de Osinerghmin y del MINEM.

#### **2.4.8 Resultados Obtenidos**

A continuación, se muestran los resultados de la aplicación de la metodología para la determinación del MRFO que incluyen la expansión de la generación, el cronograma de entrada en operación de las nuevas unidades; así como, la evolución de la potencia efectiva y firme para el período 2015 – 2029.

En el Anexo A se resume la expansión de generación resultante

##### Determinación del Margen de Reserva Óptimo

En esta parte se consideró principalmente el criterio de confiabilidad de suministro; conjuntamente con este criterio, se aplicaron los criterios de optimización de mínimo costo, costo hundido de unidades generadoras que despachan y de condición hidrológica extrema.

Para la determinación del margen de reserva óptimo, se consideró lo siguiente:

- Hidrología Promedio
- Hidrología Seca.
- Indisponibilidad del Ducto de transporte del gas natural de Camisea.

No se requirió analizar el caso de pérdida de la mayor central de generación del SEIN, debido a que los márgenes de reserva obtenidos, cuyos valores superan los 1000 MW, son superiores a la potencia efectiva del Complejo Hidroeléctrico Mantaro, el mayor centro de generación del sistema.

Se simuló el despacho del sistema del período mayo 2025 – abril 2029 con el modelo PERSEO 2.0 para tres (03) bloques horarios. Seguidamente, se utilizó el diagrama de duración de carga del año 2023 y 2024, para caracterizar cada año del periodo de análisis en bloque horarios.

Se realizó un análisis de “mínimo costo” del costo total de confiabilidad que considera el costo por la potencia de reserva (costo de inversión y costos fijos de operación y mantenimiento de la planta marginal de potencia) y el costo de la ENS de cada alternativa de margen de reserva considerado, obteniéndose los márgenes de reserva probabilísticos óptimos.

Se revisaron los requerimientos de mantenimiento para el parque generador en análisis, determinándose que, dada la magnitud del parque generador, y bajo un programa de mantenimiento que utilice las estacionalidades anuales de la demanda, el incremento de la reserva por mantenimiento esté dado por una unidad turbogas de ciclo abierto, similar a la planta marginal de punta.

No se cuenta con un estudio de estimación del costo de falla del mercado eléctrico peruano, por lo que se ha adoptado para el análisis un costo de falla de 6000 USD/MWh, valor similar a los considerados en las fijaciones del MRFO y TIF de los años 2004, 2008, 2012 y 2017, y a estudios realizados por el MINEM.

A continuación, se presentan el resumen de los resultados obtenidos para cada caso (para mayor detalle ver Anexo C):

**Cuadro 4.** Resultados Margen de Reserva con unidades en mantenimiento Hidrología Seca

Año	MRO	Incluye Mantto
2025	30,0%	32,5%
2026	29,0%	31,4%
2027	29,0%	31,3%
2028	26,0%	28,3%
<b>Promedio</b>	<b>28,5%</b>	<b>30,9%</b>

**Cuadro5.** Resultados Margen de Reserva con unidades en mantenimiento Hidrología Promedio

Año	MRO	Incluye Mantto
2025	29,00%	31,49%
2026	30,00%	32,42%
2027	27,00%	29,35%
2028	26,00%	28,28%
<b>Promedio</b>	<b>28,00%</b>	<b>30,38%</b>

**Cuadro 6.** Resultados Margen de Reserva con unidades en mantenimiento de indisponibilidad del Gasoducto de Camisea

Año	MRO	Incluye Mantto
2025	58,00%	60,49%
2026	58,00%	60,42%
2027	54,00%	56,35%
2028	52,00%	54,28%
<b>Promedio</b>	<b>55,50%</b>	<b>57,88%</b>

Adicionalmente, se realizó un análisis de sensibilidad del margen de reserva probabilístico óptimo despachado a la variación del costo de falla (ver Anexo D).

#### Determinación del Margen de Reserva Firme Objetivo

Teniendo en cuenta la probabilidad de ocurrencia, para la determinación del MRFO del periodo mayo 2025 – abril 2029, se considerará los resultados obtenidos del caso de hidrología seca en el SEIN, debido a que representa el mayor estrés del sistema, con lo cual se asegura la continuidad del suministro.

Considerando lo anterior, y el procedimiento del cálculo del MRFO (numeral 2.3 del presente informe), se obtuvo un resultado de MRFO para el periodo mayo 2025 – abril 2029 igual a 19,93%, que se obtiene descontando al 30,88% el equivalente porcentual de las potencias firme de las centrales de Reserva Fría de Generación (10,95%) (ver Anexo E).

Con relación al caso de indisponibilidad del Gasoducto de Camisea<sup>10</sup>, no se está considerando para el cálculo del MRFO, debido a que su baja probabilidad de ocurrencia porque no se ha presentado una interrupción total del suministro de Gas Natural a través del gasoducto de Camisea y de forma permanente.

---

<sup>10</sup> El caso representa la necesidad del SEIN en la hipotética pérdida de unidades de generación a causa del corte de suministro de gas natural [3 800 MW aproximadamente]

## 3. Determinación del MRFO

### 3.1 Tasa de Indisponibilidad Fortuita

La Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) representa un factor que debe tomar en cuenta la indisponibilidad promedio de la unidad utilizada para fijar el Precio Básico de la Potencia, ya sea que la unidad haya o no sido requerida para prestar el servicio. En términos más precisos la indisponibilidad fortuita está medida por la fórmula (2).

$$TIF = \frac{\text{Horas de Indisponibilidad Forzada}}{\text{Horas del Periodo}} \dots \dots (2)$$

En donde, las horas del periodo corresponden al periodo más largo de información estadística con que se cuenta.

Cabe mencionar que este parámetro no es una medida de la probabilidad de que la unidad sea requerida para el servicio y esta no se encuentre disponible ya que, por ejemplo, una unidad que nunca hubiera sido llamada a operar, por ser de baja eficiencia, tampoco hubiera tenido horas de indisponibilidad y el TIF correspondiente resultaría igual a cero, lo cual evidentemente no es una representación de la probabilidad de falla de la unidad ante un requerimiento para el servicio.

Dado que actualmente no se cuenta con una historia suficientemente amplia de estadísticas que permitan establecer el valor del TIF de manera confiable es conveniente que para determinar la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de las unidades térmicas se utilice estadísticas de organismos internacionales reconocidos que cuenten con estadísticas de indisponibilidades.

Para esta aplicación se recomienda el uso de información suministrada por el *North American Electric Reliability Council* (NERC) de los Estados Unidos de América, institución que cuenta con información estadística de muchos años en la actividad de generación.

El parámetro a utilizar del documento señalado anteriormente es el Factor de Desconexión Forzada (*Forced Outage Factor, FOF*) para las unidades de **Turbinas a Gas entre 200 y 299 MW<sup>11</sup>**, debido a que tiene una definición igual a la que se ha propuesto para el TIF líneas arriba. En este caso, el FOF es de los años 2019 al 2023 donde se registraron las estadísticas de alrededor de 170 unidades - año.

En concordancia con lo señalado en los párrafos precedentes sobre este índice, y de acuerdo con las estadísticas del NERC, se recomienda establecer para la Unidad de Punta del SEIN la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de 3,54%. (Ver Anexo F).

---

### 3.2 Factor de Indisponibilidad Fortuita

Establecida la Tasa de Indisponibilidad Fortuita, se procede a calcular el Factor de Indisponibilidad Fortuita (FIF), mediante la fórmula (3).

$$FIF = \frac{1}{(1 - TIF)} \dots\dots (3)$$

El FIF es útil para la de determinación del Precio Básico de la Potencia. Para el presente caso el FIF resulta igual a 1,0367 para la Unidad de Punta del SEIN.

---

<sup>11</sup> La Potencia Efectiva de las Turbinas a Gas de la C.T. NEPI de 207.189 MW, 204.64 MW y 205.02 MW.

## 4. Conclusiones

Como resultado del análisis del presente informe, se recomienda:

- Fijar el Margen de Reserva Firme Objetivo del SEIN en 19,93% respecto de la máxima demanda del SEIN, para el periodo mayo 2025 - abril 2029.
- Asimismo, fijar Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la Unidad de Punta en 3,54%, para el periodo mayo 2025 - abril 2029.



Firmado Digitalmente por:  
BUENALAYA CANGALAYA  
Severo FAU 20376082114  
hard  
Oficina: GRT  
Cargo: Gerente de  
Generación y Transmisión  
Eléctrica

/pch

## **Anexo A**

# **Información sobre la Teoría de Aplicación del LOEE**

## 1. Indisponibilidad de unidad de generación

El parámetro básico de una unidad de generación usado en la evaluación de capacidad estática es la probabilidad de encontrar la unidad en salida forzada en algún tiempo distante en el futuro. Esta probabilidad fue definida en sistemas de ingeniería como indisponibilidad de la unidad y también se le conoce como la tasa de salida forzada de la unidad (Forced Outage Rate-FOR).

$$\text{Indisponibilidad (FOR)} = U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{FOH}{FOH + SH}$$

$$\text{Disponibilidad} = A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{SH}{FOH + SH}$$

Donde:

- $\lambda$  : Tasa esperada de falla
- $\mu$  : Tasa esperada de reparación
- FOH : Horas de salida forzada de la unidad
- SH : Horas en que la unidad estuvo en servicio.

Las unidades del Sistema Interconectado Nacional tienen un valor teórico de indisponibilidad (FOR), de los cuales no se tiene historia. Por otro lado, la organización NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL (N.E.R.C.) tiene un registro histórico de indisponibilidades (FOR) desde el año 1982 para cada tipo de generación y por niveles de capacidad. Luego los valores a utilizarse serán los que se muestra en el NERC.

## 2. Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad

La tabla de probabilidades de pérdida de capacidad, como su nombre lo indica, es un arreglo de niveles de capacidad y la probabilidad asociada de existencia, así para un grupo de 3MW y una tasa de salida forzada (FOR) de 0,02 se tiene la siguiente tabla:

Tabla 1

Capacidad fuera de servicio	Probabilidad
0 MW	0,98
3 MW	<u>0,02</u>
	1,00

Del cuadro vemos que la probabilidad de encontrar la unidad en servicio es  $1 - 0,02 = 0,98$  y la probabilidad de no encontrar fuera de servicio es 0,02. Si se añade un grupo de 3MW y una tasa de salida forzada de 0,02, se tiene el siguiente resultado:

Tabla 2

Capacidad fuera de servicio	Probabilidad
0 + 0 = 0 MW	$(0,98)(0,98) = 0,9604$
3 + 0 = 3 MW	$(0,02) \times (0,98) = 0,0196$

$0 + 3 = 3 \text{ MW}$	$(0,98) \times (0,02) = 0,0196$
$3 + 3 = 6 \text{ MW}$	$(0,02) \times (0,02) = 0,0004$

Si todas las unidades en el sistema son idénticas, la tabla de probabilidades de capacidad fuera de servicio puede ser fácilmente obtenida usando una distribución binomial, pero no todas las unidades son iguales, luego una distribución binomial no tiene mucha aplicación. Las unidades pueden ser combinadas usando conceptos básicos de probabilidad y esta aproximación puede ser extendida hacia una simple pero útil técnica recursiva en el que las unidades son añadidas secuencialmente para producir un modelo final. De la tabla dos tenemos lo siguiente:

Tabla 3

Capacidad fuera de servicio	Probabilidad
0 MW	0,9604
3 MW	0,0392
6 MW	<u>0,0004</u>
	1,0000

Ahora añadimos un grupo de 5 MW con una tasa de salida forzada de 0,02. Luego se tiene el siguiente resultado:

Tabla 4

Capacidad fuera de servicio	de	Probabilidad
$0 + 0 = 0 \text{ MW}$		$(0,9604) \times (0,98) = 0,941192$
$3 + 0 = 3 \text{ MW}$		$(0,0392) \times (0,98) = 0,038416$
$6 + 0 = 6 \text{ MW}$		$(0,0004) \times (0,98) = \underline{0,000392}$
		0,980000
$0 + 5 = 5 \text{ MW}$		$(0,9604) \times (0,02) = 0,019208$
$3 + 5 = 8 \text{ MW}$		$(0,0392) \times (0,02) = 0,000784$
$6 + 5 = 11 \text{ MW}$		$(0,0004) \times (0,02) = \underline{0,000008}$
		0,020000

Ordenando se tiene:

Tabla 5

Capacidad fuera de servicio	Probabilidad individual	Probabilidad acumulada
0	0,941192	1,000000
3	0,038416	0,058808
5	0,019208	0,020392
6	0,000392	0,001184

8	0,000784	0,000792
11	<u>0,000008</u>	0,000008
	1,000000	

En la tabla 5 se muestra una probabilidad acumulada que básicamente es la sumatoria hacia debajo de las probabilidades individuales.

La probabilidad acumulada de una capacidad fuera de servicio particular de X MW después que una unidad de capacidad C MW y una tasa de salida forzada FOR es añadido es dado por:

$$P(x) = (1 - FOR)P'(x) + (FOR)P'(x - C) \dots \dots (3)$$

Donde  $P'(X)$  y  $P(X)$  denota la probabilidad acumulada de capacidad indisponible de X MW antes y después que la unidad es añadida. La expresión de arriba es inicializada ajustando  $P'(X) = 1.0$  para  $X \leq 0$  y  $P'(X) = 0$  en otros casos.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional tiene alrededor de 200 unidades, luego aplicar la expresión (3) para determinar la tabla de probabilidades no es adecuado dado el tiempo que puede necesitar para evaluar todas las posibilidades. Si se tiene en cuenta que para cada grupo dos combinaciones, entonces para 200 grupos se tendrá  $2^{200}$  posibilidades.

### 3. Técnica Alternativa para construcción del modelo

La capacidad de salida del sistema de generación tiene una distribución discreta y sus probabilidades son normalmente evaluados usando técnicas recursivas descritas arriba. Pero cuando el sistema es muy grande la distribución discreta de la capacidad de salida del sistema puede ser aproximado por una distribución continua. El método de la transformada de Fourier basado en la expansión de Gram Charlier da una precisión adecuada para una distribución continua. El procedimiento paso a paso está resumido como sigue:

Sea:

$C_i$  : Capacidad de la unidad i en MW

$q_i$  : Tasa de salida forzada de unidad i

$n$  : Números de unidades de generación

Paso 1: Calcular las siguientes cantidades para cada unidad del sistema.

$$m_1(i) = C_i q_i$$

$$m_2(i) = C_i^2 q_i$$

$$m_3(i) = C_i^3 q_i$$

$$m_4(i) = C_i^4 q_i$$

$$V_i^2 = m_2(i) - m_1^2(i)$$

$$M_3(i) = m_3(i) - 3m_1(i)m_2(i) + 2m_1^3(i)$$

$$M_4(i) = m_4(i) - 4m_1(i)m_3(i) + 6m_1^2(i)m_2(i) - 2m_1^4(i)$$

Paso 2: De los resultados del paso 1, calcular los siguientes parámetros.

$$M = \sum_{i=1}^n m_1(i)$$

$$V^2 = \sum_{i=1}^n V_i^2$$

$$M_3 = \sum_{i=1}^n M_3(i)$$

$$M_4 = \sum_{i=1}^n [M_4(i) - 3V_i^4] + 3V^4$$

$$G_1 = \frac{M_3}{V^3}$$

$$G_2 = \left(\frac{M_4}{V^4}\right) - 3$$

Paso 3: De los resultados del paso 2 y para cualquier capacidad de salida deseada de x MW, calcular:

$$Z_1 = \frac{x - M}{V}$$

$$Z_2 = \frac{x + M}{V}$$

De acuerdo al valor numérico de  $Z_2$ , tres casos son considerados.

Caso 1: Si  $Z_2 \leq 2.0$

Calcular dos áreas, Área 1 y Área 2, bajo la función de densidad normal estándar desde las tablas para la distribución Gaussiana estándar. La función de densidad normal puede ser expresado como:

$$N(Z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}Z^2}, -\infty < Z < \infty$$

y las dos áreas son definidas como:

$$\text{Área 1} = \int_{Z_1}^{\infty} N(Z) dZ$$

$$\text{Área 2} = \int_{-\infty}^{-Z_2} N(Z) dZ = \int_{Z_2}^{\infty} N(Z) dZ$$

La probabilidad de una capacidad de salida de x MW o más es dada por:

$$\text{Prob}(\text{Capacidad de Salida} \geq x \text{ MW}) = \text{Área 1} + \text{Área 2}$$

Caso 2: Si  $2 < Z_2 \leq 5.0$

Calcular Área 1 y Área 2 como en el caso 1. En adición, calcular la siguiente expresión:

$$N^{(2)}(Z_i) = (Z_i^2 - 1)N(Z_i)$$

$$N^{(3)}(Z_i) = (-Z_i^3 + 3Z_i)N(Z_i)$$

$$N^{(5)}(Z_i) = (-Z_i^5 + 10Z_i^3 - 15Z_i)N(Z_i)$$

$$K_i = \frac{G_1}{6} N^{(2)}(Z_i) - \frac{G_2}{24} N^{(3)}(Z_i) - \frac{G_1^2}{72} N^{(5)}(Z_i)$$

Donde  $i$  toma valores de 1 y 2

La probabilidad de una capacidad de salida de  $x$  MW o más es dado por:

$$Prob(\text{Capacidad de Salida} \geq x \text{ MW}) = \text{Área 1} + \text{Área 2} + K_1 + K_2$$

Case 3: Si  $Z_2 > 5.0$

Para este caso solo el Área 1 del caso 1 es usada como también  $K_1$  del caso 2. Área 2 y  $K_2$  pueden ser ignorados desde que sus valores numéricos son muy pequeños en este rango. La probabilidad requerida para un  $x$  MW dado es el siguiente:

$$Prob(\text{Capacidad de Salida} \geq x \text{ MW}) = \text{Área 1} + K_1$$

La aplicación de este método alternativo a través de una hoja de cálculo es inmediata, pero debe estimarse las variaciones respecto del método recursivo.

#### 4. Probabilidad de pérdida de carga esperada (LOLE)

Existen algunos modelos de carga, los cuales pueden ser usados y por lo tanto hay un número de índices de riesgo que pueden ser producidos. El modelo simple de carga y uno que es usado muy extensamente donde cada día es representado por su máxima demanda. La carga pico diaria puede ser ordenado en forma descendente para de esta forma tener un modelo de carga acumulativa el cual es conocido como la curva de duración de carga pico diaria. El modelo resultante conocido como la curva de duración de carga es cuando se usa valores de carga horaria y en este caso el área bajo la curva representa la energía requerida en el período dado. Este no es el caso con la curva de variación de carga pico diaria (máxima demanda).

En esta aproximación, la tabla de probabilidades de capacidad de salida del sistema es combinada con la característica de carga del sistema para dar un riesgo esperado de pérdida de carga. Las unidades están en días si la curva de variación de carga pico diaria es usado y en horas si se usa la curva de duración de carga. Hay una diferencia entre los términos "Capacidad de salida" y "Pérdida de carga". La "capacidad de salida" indica una pérdida de generación que puede o no resultar en pérdida de carga. Esta condición dependerá del margen de reserva de generación y el nivel de carga del sistema. Una pérdida de carga ocurrirá solo cuando la capacidad del sistema de generación en servicio es excedida por el nivel de carga del sistema.

Luego una expresión para estimar la pérdida de carga esperada (LOLE) es el siguiente:

$$LOLE = \sum_{i=1}^n P_i(C_i - L_i) \quad \text{días/periodo}$$

Donde

$C_i$  : Capacidad instalada, constante para el período  $i$

- $L_i$  : Máxima demanda en el día  $i$
- $P_i(C_i - L_i)$  : Probabilidad de pérdida de carga en el día  $i$ . Este valor es obtenido directamente desde la tabla de probabilidad acumulativa de pérdida de capacidad.
- $n$  : número de días durante el período

En el caso de ser las unidades horas/período,  $L_i$  será la demanda en la hora  $i$  y  $n$  será el número de horas durante el período considerado.

## 5. Índices de pérdida de energía

El LOLE estándar utiliza la curva de variación de carga pico diaria o carga pico diaria individual para calcular el número esperado de días en el período que la carga pico diaria excede la capacidad instalada disponible. Un índice LOLE puede también ser calculado usando la curva de duración de carga o valores horarios individuales. El área bajo la curva de duración de carga representa la energía utilizada durante el período especificado y puede ser usado para calcular una energía esperada no suministrada debido a la capacidad instalada insuficiente.

Las probabilidades de tener varias capacidades indisponibles son combinadas con la carga del sistema como se muestra en la figura 1. Cualquier pérdida de capacidad de generación que exceda la reserva resultará en un corte de la energía del sistema.

Sea:

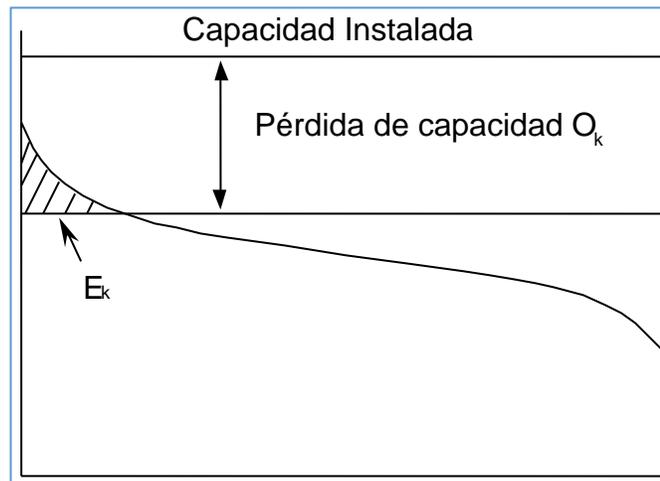
- $O_k$  : Magnitud de la pérdida de capacidad
- $P_k$  : Probabilidad de una pérdida de capacidad igual a  $O_k$
- $E_k$  : Energía cortada por una pérdida de capacidad igual a  $O_k$

Esta energía cortada está dada por el área sombreada en la Figura 1.

La probable energía cortada es  $E_k P_k$ . La suma de estos productos es la energía esperada total cortada o pérdida de energía esperada LOEE donde:

$$LOEE = \sum_{k=1}^n E_k P_k$$

**Figura 1.** Energía cortada debido a una condición de pérdida de capacidad



# **Anexo B**

## **Potencia Efectiva y FOR de las Unidades del SEIN**

Central	Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	FOR(i)
C.S. CARHUAQUERO	Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,00%
C.S. CLEMESÍ	Solar	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	3,00%
C.S. MAJES SOLAR 20T	Solar	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	3,00%
C.S. MATARANI	Solar	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	3,00%
C.S. MOQUEGUA SOLAR	Solar	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,00%
C.S. PANAMERICANA SOLAR 20TS	Solar	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	3,00%
C.S. REPARTICION SOLAR 20T	Solar	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	3,00%
C.S. TACNA SOLAR 20T	Solar	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	3,00%
C.S. YARUCAYA	Solar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,00%
C.S. INTIPAMPA	Solar	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	3,00%
C.S. RUBI	Solar	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	3,00%
C.E. CUPISNIQUE	Eólica	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	3,00%
C.E. DUNA	Eólica	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	3,00%
C.E. HUAMBOS	Eólica	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	3,00%
C.E. MARCONA	Eólica	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	3,00%
C.E. PUNTA LOMITAS – ETAPA II	Eólica	117,5	117,5	117,5	117,5	117,5	3,00%
C.E. PUNTA LOMITAS EXP	Eólica	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	3,00%
C.E. SAN JUAN DE MARCONA	Eólica	81,5	81,5	81,5	81,5	81,5	3,00%
C.E. TALARA	Eólica	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	3,00%
C.E. WAYRA EXTENSIÓN	Eólica	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	3,00%
C.E. WAYRA I	Eólica	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	3,00%
C.E. TRES HERMANAS	Eólica	61,4	61,4	61,4	61,4	61,4	3,00%
C.H. 8 DE AGOSTO	Hidráulica	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	17,74%
C.H. ANGEL I	Hidráulica	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	17,74%
C.H. ANGEL II	Hidráulica	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	17,74%
C.H. ANGEL III	Hidráulica	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	17,74%
C.H. CANCHAYLLO	Hidráulica	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	17,74%
C.H. CAÑA BRAVA	Hidráulica	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	17,74%
C.H. CARHUAC	Hidráulica	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	17,74%
C.H. CARHUAQUERO IV	Hidráulica	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	17,74%
C.H. CHANCAY	Hidráulica	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	17,74%
C.H. EL CARMEN	Hidráulica	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	17,74%
C.H. HER 1	Hidráulica	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	17,74%
C.H. HUASAHUASI I	Hidráulica	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	17,74%
C.H. HUASAHUASI II	Hidráulica	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	17,74%
C.H. LA JOYA	Hidráulica	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	17,74%
C.H. LAS PIZARRAS	Hidráulica	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	17,74%
C.H. MANTA	Hidráulica	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	17,74%

Central	Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	FOR(i)
C.H. NUEVO IMPERIAL	Hidráulica	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	17,74%
C.H. POECHOS II	Hidráulica	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	17,74%
C.H. POTRERO	Hidráulica	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	17,74%
C.H. PURMACANA	Hidráulica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,74%
C.H. RENOVANDES H1	Hidráulica	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	17,74%
C.H. RONCADOR	Hidráulica	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	17,74%
C.H. RUNATULLLO II	Hidráulica	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	17,74%
C.H. RUNATULLLO III	Hidráulica	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	17,74%
C.H. SANTA CRUZ I	Hidráulica	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	17,74%
C.H. SANTA CRUZ II	Hidráulica	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	17,74%
C.H. YANAPAMPA	Hidráulica	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	17,74%
C.H. YARUCAYA	Hidráulica	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	17,74%
C.H. RUCUY	Hidráulica	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	17,74%
C.T. CALLAO	Térmica	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	13,19%
C.T. DOÑA CATALINA	Térmica	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	13,19%
C.T. DOÑA CATALINA	Térmica	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	13,19%
C.T. LA GRINGA V	Térmica	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	13,19%
C.T. LA GRINGA V	Térmica	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	13,19%
C.TB. HUAYCOLORO	Térmica	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	13,19%
C.TB. HUAYCOLORO	Térmica	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	13,19%
C.TB. HUAYCOLORO	Térmica	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	13,19%
C.H. ARICOTA I	Hidráulica	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	17,74%
C.H. CAHUA	Hidráulica	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	5,76%
C.H. CALLAHUANCA	Hidráulica	84,4	84,4	84,4	84,4	84,4	5,76%
C.H. CAÑON DEL PATO	Hidráulica	251,6	251,6	251,6	251,6	251,6	5,76%
C.H. CARHUAQUERO	Hidráulica	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	5,76%
C.H. CERRO DEL AGUILA	Hidráulica	582,5	582,5	582,5	582,5	582,5	5,76%
C.H. CHAGLLA	Hidráulica	368,0	368,0	368,0	368,0	368,0	5,76%
C.H. CHAGLLA	Hidráulica	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	17,74%
C.H. CHARCANI I	Hidráulica	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	17,74%
C.H. CHARCANI II	Hidráulica	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	17,74%
C.H. CHARCANI III	Hidráulica	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	17,74%
C.H. CHARCANI IV	Hidráulica	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	17,74%
C.H. CHARCANI V	Hidráulica	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	5,76%
C.H. CHARCANI VI	Hidráulica	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	17,74%
C.H. CHEVES I	Hidráulica	179,6	179,6	179,6	179,6	179,6	5,76%
C.H. CHIMAY	Hidráulica	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	5,76%
C.H. GALLITO CIEGO	Hidráulica	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2	17,74%

Central	Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	FOR(i)
C.H. HUALLIN	Hidráulica	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	17,74%
C.H. HUAMPANI	Hidráulica	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9	5,76%
C.H. HUANCHOR	Hidráulica	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	17,74%
C.H. HUANZA	Hidráulica	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	5,76%
C.H. HUAYLLACHO	Hidráulica	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	17,74%
C.H. HUINCO	Hidráulica	277,9	277,9	277,9	277,9	277,9	5,76%
C.H. LA VIRGEN	Hidráulica	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	5,76%
C.H. MACHUPICCHU	Hidráulica	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	5,76%
C.H. MALPASO	Hidráulica	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	5,76%
C.H. MANTARO	Hidráulica	678,7	678,7	678,7	678,7	678,7	5,76%
C.H. MARAÑON	Hidráulica	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	17,74%
C.H. MATUCANA	Hidráulica	126,8	126,8	126,8	126,8	126,8	5,76%
C.H. MISAPUQUIO	Hidráulica	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	17,74%
C.H. MOYOPAMPA	Hidráulica	69,1	69,1	69,1	69,1	69,1	5,76%
C.H. OROYA	Hidráulica	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	17,74%
C.H. PACHACHACA	Hidráulica	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	17,74%
C.H. PARIAC	Hidráulica	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	17,74%
C.H. PLATANAL	Hidráulica	227,1	227,1	227,1	227,1	227,1	5,76%
C.H. QUITARACSA	Hidráulica	114,1	114,1	114,1	114,1	114,1	5,76%
C.H. RESTITUCION	Hidráulica	226,5	226,5	226,5	226,5	226,5	5,76%
C.H. SAN GABAN II	Hidráulica	115,7	115,7	115,7	115,7	115,7	5,76%
C.H. SANTA ROSA I	Hidráulica	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	17,74%
C.H. SANTA ROSA II	Hidráulica	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	17,74%
C.H. STA. TERESA	Hidráulica	61,3	61,3	61,3	61,3	61,3	5,76%
C.H. YANANGO	Hidráulica	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	17,74%
C.H. YAUPI	Hidráulica	113,7	113,7	113,7	113,7	113,7	5,76%
C.H. YUNCAN	Hidráulica	136,7	136,7	136,7	136,7	136,7	5,76%
P.C.H. CERRO DEL AGUILA	Hidráulica	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	17,74%
C.T. SAN JACINTO-TV1	Térmica	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	13,19%
C.T. MAPLE ETANOL-TV	Térmica	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,19%
C.T. CAÑA BRAVA-TV1/TV2	Térmica	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	13,19%
C.T. PARAMONGA-TV1	Térmica	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	13,19%
C.T. MALACAS-TG-6	Térmica	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	36,45%
C.C. LAS FLORES	Térmica	313,4	313,4	313,4	313,4	313,4	5,18%
C.C. KALLPA	Térmica	886,1	886,1	886,1	886,1	886,1	5,18%
C.C. FENIX	Térmica	566,0	566,0	566,0	566,0	566,0	5,18%
C.C. CHILCA	Térmica	799,8	799,8	799,8	799,8	799,8	5,18%
C.C. VENTANILLA	Térmica	468,7	468,7	468,7	468,7	468,7	5,18%

Central	Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	FOR(i)
C.C. STO DOMINGO	Térmica	296,1	296,1	296,1	296,1	296,1	5,18%
C.C. CHILCA DOS	Térmica	110,3	110,3	110,3	110,3	110,3	5,18%
C.T. MALACAS-TG-4	Térmica	91,6	91,6	91,6	91,6	91,6	15,59%
C.T. REFINERÍA TALARA-TV1+TV2	Térmica	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	13,19%
C.T. INDEPENDENCIA-WARTSILA 1	Térmica	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	36,45%
C.T. INDEPENDENCIA-WARTSILA 2	Térmica	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	36,45%
C.T. INDEPENDENCIA-WARTSILA 3	Térmica	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	36,45%
C.T. INDEPENDENCIA-WARTSILA 4	Térmica	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	36,45%
C.T. AGUAYTIA-TG-1	Térmica	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	15,59%
C.T. AGUAYTIA-TG-2	Térmica	89,8	89,8	89,8	89,8	89,8	15,59%
C.T. OQUENDO-TG1+TV(Cogeneración)	Térmica	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2	36,45%
C.T. SANTA ROSA-TG8	Térmica	186,4	186,4	186,4	186,4	186,4	15,59%
C.T. SANTA ROSA-TG-7 GAS + H2O	Térmica	117,5	117,5	117,5	117,5	117,5	15,59%
C.T. SANTA ROSA-UTI-5 GAS	Térmica	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6	15,59%
C.T. SANTA ROSA-UTI-6 GAS	Térmica	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	15,59%
C.T. SAN NICOLÁS-TV-2	Térmica	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	6,85%
C.T. SAN NICOLÁS-TV-3	Térmica	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	6,85%
C.T. SAN NICOLÁS-TV-1	Térmica	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	6,85%
C.T. SAN NICOLÁS-CUMMINS	Térmica	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	20,63%
C.T. TUMBES-MAK 2	Térmica	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	6,85%
C.T. TUMBES-MAK 1	Térmica	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	6,85%
C.T. RECKA-0	Térmica	179,2	179,2	179,2	179,2	179,2	18,67%
C.T. ILO -RF-TG2	Térmica	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	18,67%
NEPI-G41	Térmica	204,2	204,2	204,2	204,2	204,2	17,46%
NEPI-G42	Térmica	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	17,46%
NEPI-G43	Térmica	203,7	203,7	203,7	203,7	203,7	17,46%
C.T. PUERTO BRAVO-TG1	Térmica	179,4	179,4	179,4	179,4	179,4	18,67%
C.T. PUERTO BRAVO-TG3	Térmica	179,4	179,4	179,4	179,4	179,4	18,67%
C.T. PUERTO BRAVO-TG2	Térmica	178,8	178,8	178,8	178,8	178,8	18,67%
C.T. PUERTO BRAVO-TG4	Térmica	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	18,67%
C.T. MOLLENDO-MIRLESS 1	Térmica	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	20,63%
C.T. MOLLENDO-MIRLESS 2	Térmica	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	20,63%
C.T. MOLLENDO-MIRLESS 3	Térmica	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	20,63%
C.T. CHILINA-SULZER1	Térmica	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	20,63%
C.T. CHILINA-SULZER2	Térmica	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	20,63%
C.T. RF PUCALLPA _ADI	Térmica	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	20,63%
C.T. CHILINA-TG	Térmica	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	20,63%
C.H. ARICOTA II	Hidráulica	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	17,74%

Central	Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	FOR(i)
C.H. CENTAURO I - III	Hidráulica	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	17,74%
C.H. SAN GABÁN III	Hidráulica	202,3	202,3	202,3	202,3	202,3	5,76%
C.S. SAN MARTÍN	Solar	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	3,00%
C.S. SUNNY	Solar	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	3,00%
C.H. ANASHIRONI	Hidráulica		19,7	19,7	19,7	19,7	17,74%
C.S. ILLA	Solar		4,5	4,5	4,5	4,5	3,00%
C.S. WAYRA SOLAR	Solar		1,1	1,1	1,1	1,1	3,00%
C.S. EXPANSIÓN INTIPAMPA	Solar		0,6	0,6	0,6	0,6	3,00%
C.S. LUPI	Solar		2,0	2,0	2,0	2,0	3,00%
C.S. CHARACATO	Solar			0,3	0,3	0,3	3,00%
C.E. CARAVELÍ	Eólica			109,1	109,1	109,1	3,00%
C.S. SOLIMANA	Solar			2,8	2,8	2,8	3,00%
C.S. HANAQPAMPA	Solar			3,4	3,4	3,4	3,00%
C.E. MÓRROPE	Eólica			112,0	112,0	112,0	3,00%
C.E. GUARANGO	Eólica			165,0	165,0	165,0	3,00%
C.E. SHOUGANG	Eólica				150,0	150,0	3,00%
C.S. SOL DE VERANO I	Solar				0,5	0,5	3,00%
C.H. SANTA LORENZA I	Hidráulica				18,1	18,1	17,74%
C.S. RUBI III	Solar				3,6	3,6	3,00%
C.H. ARICOTA 3	Hidráulica				9,3	9,3	17,74%
C.S. CHALHUANCA	Solar				1,2	1,2	3,00%
C.E. SARIRI	Solar				61,2	61,2	3,00%
C.H. MOQUEGUA 1	Hidráulica				14,8	14,8	17,74%
C.H. MOQUEGUA 3	Hidráulica				18,1	18,1	17,74%
C.H. CHANCAY 2	Hidráulica					16,0	17,74%
C.E. URANI	Eólica					61,2	3,00%
C.E. AMP PUNTA LOMITAS	Eólica					96,1	3,00%
C.H. HUALLIN 1-F2	Hidráulica					2,9	17,74%
C.S. MACARENA	Solar					1,9	3,00%
C.H. CHANCAY 3	Hidráulica					13,0	17,74%
C.H. TARUCANI	Hidráulica					47,4	5,76%
C.H. LLUCLLA	Hidráulica					278,4	5,76%

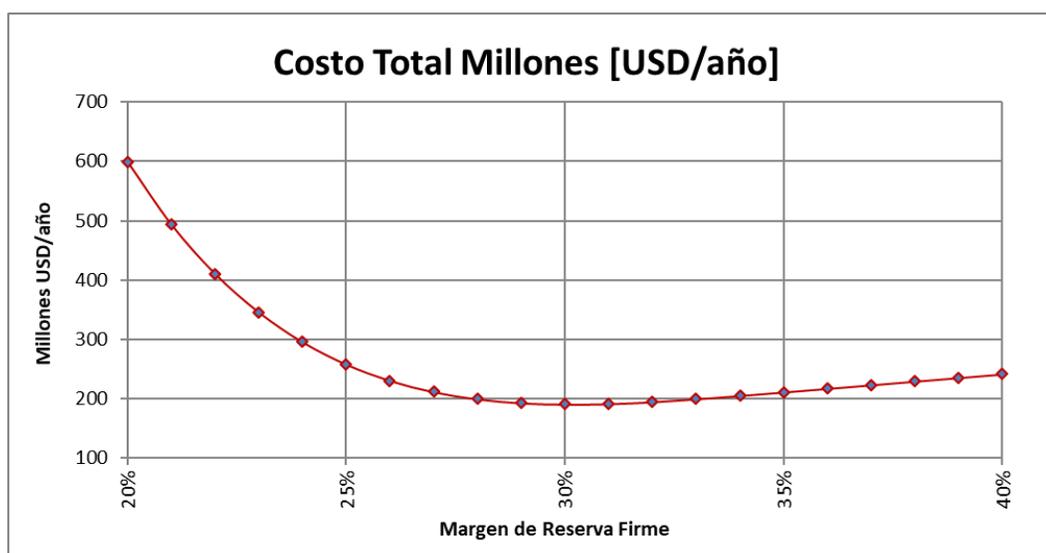
# **Anexo C**

## **Resultados – Margen de Reserva Firme Objetivo**

## 1. Caso: Hidrología Seca

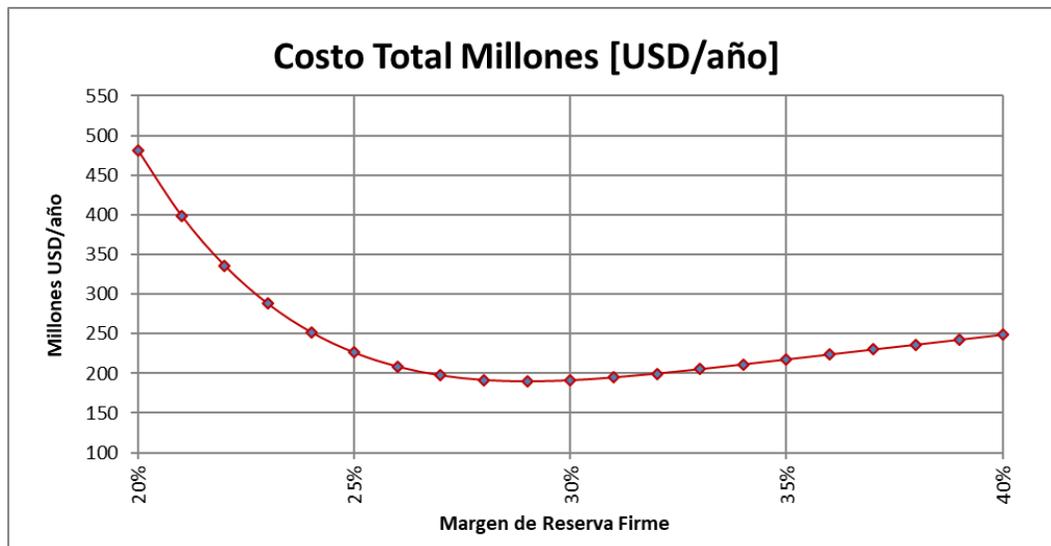
Año 2025

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (200 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/200)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]+[6]
20%	1606	8	79,642	477,852,228	120,690,370	598,542,598
21%	1686	8	61,091	366,546,535	126,724,888	493,271,423
22%	1766	9	46,286	277,713,251	132,759,407	410,472,658
23%	1846	9	34,493	206,955,103	138,793,925	345,749,028
24%	1927	10	25,162	150,971,902	144,828,444	295,800,346
25%	2007	10	17,874	107,241,119	150,862,962	258,104,081
26%	2087	10	12,290	73,742,213	156,897,481	230,639,694
27%	2168	11	8,122	48,730,036	162,931,999	211,662,035
28%	2248	11	5,103	30,617,682	168,966,518	199,584,200
29%	2328	12	2,998	17,989,783	175,001,036	192,990,819
30%	2408	12	1,601	9,605,328	181,035,555	190,640,883
31%	2489	12	739	4,436,496	187,070,073	191,506,570
32%	2569	13	271	1,626,135	193,104,592	194,730,727
33%	2649	13	69	416,270	199,139,110	199,555,381
34%	2729	14	11	63,994	205,173,629	205,237,622
35%	2810	14	1	5,507	211,208,147	211,213,654
36%	2890	14	0	685	217,242,666	217,243,350
37%	2970	15	0	21	223,277,184	223,277,205
38%	3051	15	0	0	229,311,703	229,311,703
39%	3131	16	0	0	235,346,221	235,346,221
40%	3211	16	0	0	241,380,740	241,380,740



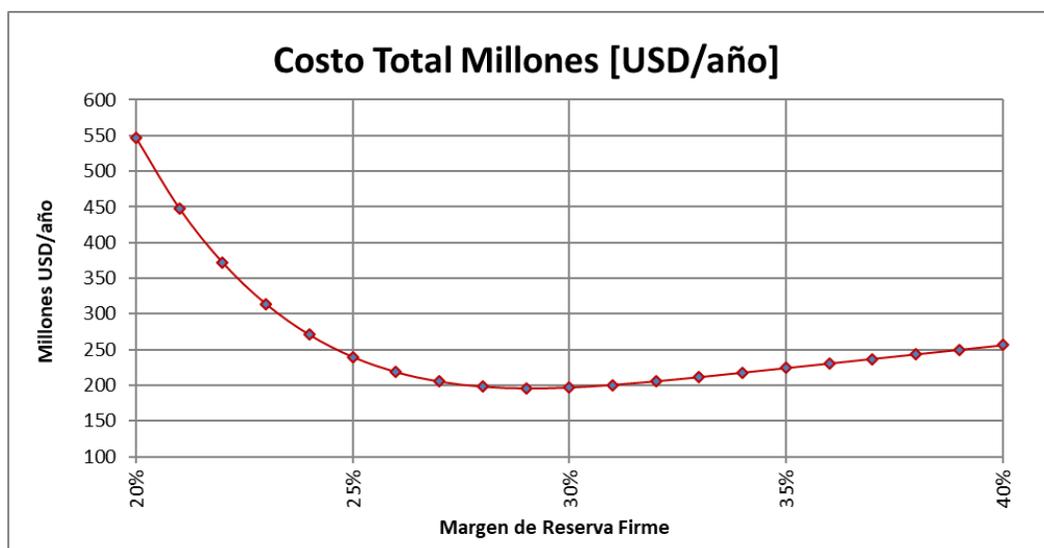
Año 2026

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (200 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/200)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]+[6]
20%	1654	8	59,458	356,746,620	124,311,081	481,057,701
21%	1736	9	44,764	268,586,879	130,526,635	399,113,514
22%	1819	9	33,191	199,144,430	136,742,189	335,886,619
23%	1902	10	24,131	144,784,326	142,957,743	287,742,069
24%	1984	10	17,117	102,699,786	149,173,297	251,873,083
25%	2067	10	11,776	70,653,090	155,388,851	226,041,942
26%	2150	11	7,797	46,779,613	161,604,405	208,384,018
27%	2233	11	4,917	29,501,759	167,819,959	197,321,718
28%	2315	12	2,915	17,491,435	174,035,513	191,526,948
29%	2398	12	1,598	9,590,820	180,251,067	189,841,887
30%	2481	12	797	4,784,224	186,466,621	191,250,845
31%	2563	13	353	2,119,186	192,682,175	194,801,362
32%	2646	13	125	748,044	198,897,729	199,645,773
33%	2729	14	27	159,472	205,113,283	205,272,756
34%	2811	14	2	9,618	211,328,837	211,338,455
35%	2894	14	0	614	217,544,391	217,545,005
36%	2977	15	0	13	223,759,946	223,759,958
37%	3059	15	0	0	229,975,500	229,975,500
38%	3142	16	0	0	236,191,054	236,191,054
39%	3225	16	0	0	242,406,608	242,406,608
40%	3307	17	0	0	248,622,162	248,622,162



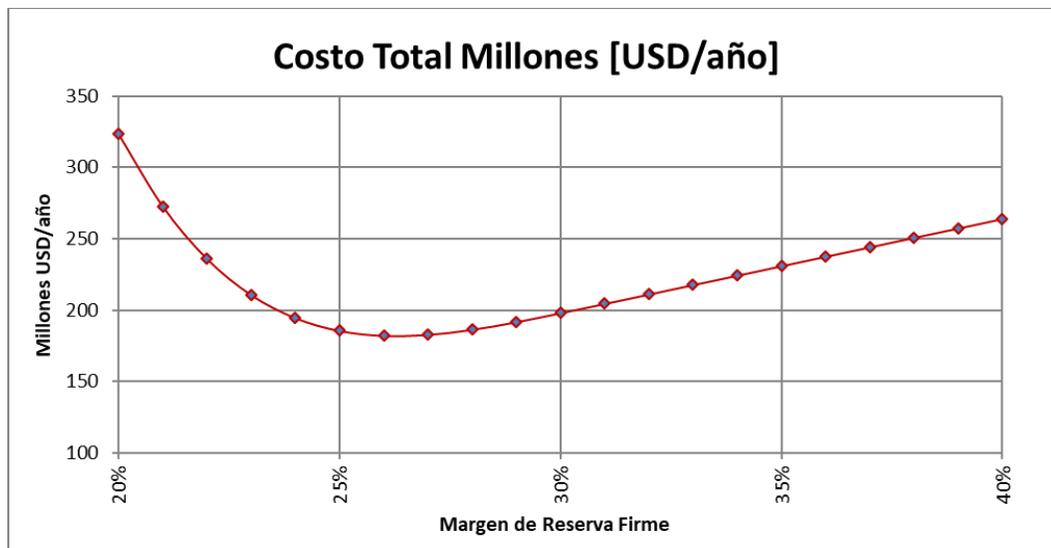
## Año 2027

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (200 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/200)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]+[6]
20%	1703	9	69,740	418,442,002	128,040,413	546,482,415
21%	1789	9	52,201	313,205,939	134,442,434	447,648,373
22%	1874	9	38,453	230,719,941	140,844,455	371,564,396
23%	1959	10	27,743	166,459,879	147,246,475	313,706,354
24%	2044	10	19,497	116,979,124	153,648,496	270,627,620
25%	2129	11	13,260	79,557,083	160,050,517	239,607,600
26%	2214	11	8,655	51,928,918	166,452,537	218,381,455
27%	2300	11	5,365	32,192,790	172,854,558	205,047,348
28%	2385	12	3,115	18,688,645	179,256,579	197,945,223
29%	2470	12	1,662	9,974,755	185,658,599	195,633,355
30%	2555	13	804	4,824,167	192,060,620	196,884,787
31%	2640	13	338	2,025,826	198,462,641	200,488,466
32%	2725	14	105	628,811	204,864,661	205,493,473
33%	2811	14	15	92,671	211,266,682	211,359,353
34%	2896	14	0	1,095	217,668,703	217,669,798
35%	2981	15	0	10	224,070,723	224,070,733
36%	3066	15	0	0	230,472,744	230,472,744
37%	3151	16	0	0	236,874,765	236,874,765
38%	3236	16	0	0	243,276,785	243,276,785
39%	3322	17	0	0	249,678,806	249,678,806
40%	3407	17	0	0	256,080,827	256,080,827



Año 2028

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (200 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/200)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]+[6]
20%	1754	9	31,921	191,524,216	131,881,626	323,405,841
21%	1842	9	22,382	134,289,370	138,475,707	272,765,077
22%	1930	10	15,173	91,035,393	145,069,788	236,105,181
23%	2018	10	9,857	59,143,652	151,663,870	210,807,521
24%	2105	11	6,063	36,379,464	158,257,951	194,637,414
25%	2193	11	3,466	20,796,801	164,852,032	185,648,833
26%	2281	11	1,788	10,728,078	171,446,113	182,174,191
27%	2369	12	798	4,790,641	178,040,195	182,830,835
28%	2456	12	291	1,748,865	184,634,276	186,383,141
29%	2544	13	79	474,917	191,228,357	191,703,274
30%	2632	13	17	103,184	197,822,439	197,925,623
31%	2719	14	4	25,823	204,416,520	204,442,343
32%	2807	14	1	4,853	211,010,601	211,015,454
33%	2895	14	0	658	217,604,682	217,605,341
34%	2983	15	0	9	224,198,764	224,198,773
35%	3070	15	0	0	230,792,845	230,792,845
36%	3158	16	0	0	237,386,926	237,386,926
37%	3246	16	0	0	243,981,008	243,981,008
38%	3333	17	0	0	250,575,089	250,575,089
39%	3421	17	0	0	257,169,170	257,169,170
40%	3509	18	0	0	263,763,251	263,763,251



## 2. Caso: Hidrología Promedio

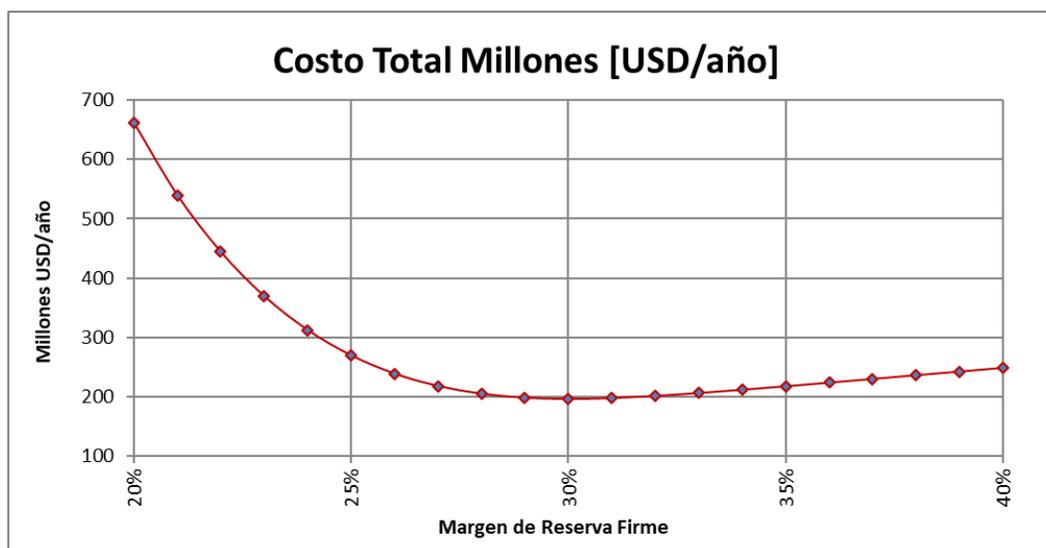
Año 2025

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (200 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/200)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]+[6]
20%	1606	8	68,028	408,165,962	120,690,370	528,856,332
21%	1686	8	51,630	309,777,000	126,724,888	436,501,889
22%	1766	9	38,525	231,151,242	132,759,407	363,910,649
23%	1846	9	28,127	168,763,646	138,793,925	307,557,571
24%	1927	10	19,984	119,905,304	144,828,444	264,733,748
25%	2007	10	13,732	82,390,657	150,862,962	233,253,619
26%	2087	10	9,058	54,349,800	156,897,481	211,247,280
27%	2168	11	5,683	34,097,372	162,931,999	197,029,371
28%	2248	11	3,345	20,068,080	168,966,518	189,034,598
29%	2328	12	1,808	10,846,140	175,001,036	185,847,176
30%	2408	12	863	5,177,644	181,035,555	186,213,199
31%	2489	12	338	2,030,218	187,070,073	189,100,291
32%	2569	13	100	598,646	193,104,592	193,703,237
33%	2649	13	22	132,679	199,139,110	199,271,789
34%	2729	14	4	24,771	205,173,629	205,198,399
35%	2810	14	1	4,877	211,208,147	211,213,024
36%	2890	14	0	685	217,242,666	217,243,350
37%	2970	15	0	21	223,277,184	223,277,205
38%	3051	15	0	0	229,311,703	229,311,703
39%	3131	16	0	0	235,346,221	235,346,221
40%	3211	16	0	0	241,380,740	241,380,740



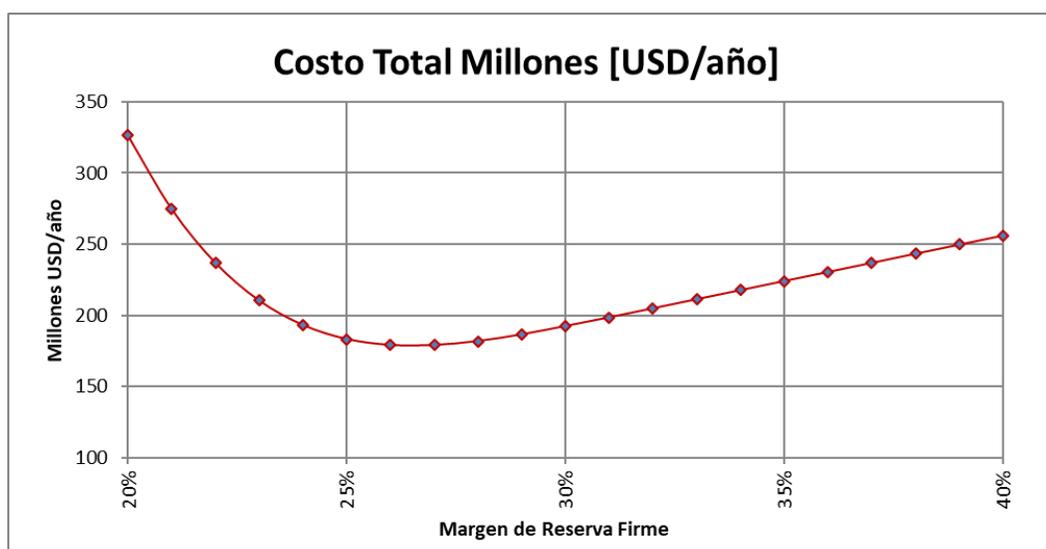
Año 2026

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (200 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/200)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]+[6]
20%	1654	8	89,499	536,992,999	124,311,081	661,304,079
21%	1736	9	68,169	409,016,454	130,526,635	539,543,089
22%	1819	9	51,191	307,146,901	136,742,189	443,889,089
23%	1902	10	37,742	226,453,999	142,957,743	369,411,742
24%	1984	10	27,194	163,163,151	149,173,297	312,336,448
25%	2067	10	19,048	114,289,824	155,388,851	269,678,675
26%	2150	11	12,894	77,362,101	161,604,405	238,966,506
27%	2233	11	8,374	50,244,961	167,819,959	218,064,920
28%	2315	12	5,175	31,048,585	174,035,513	205,084,098
29%	2398	12	3,013	18,078,103	180,251,067	198,329,170
30%	2481	12	1,639	9,833,037	186,466,621	196,299,659
31%	2563	13	830	4,982,585	192,682,175	197,664,760
32%	2646	13	398	2,387,745	198,897,729	201,285,474
33%	2729	14	182	1,092,017	205,113,283	206,205,300
34%	2811	14	74	443,238	211,328,837	211,772,076
35%	2894	14	23	136,422	217,544,391	217,680,814
36%	2977	15	4	22,080	223,759,946	223,782,026
37%	3059	15	0	164	229,975,500	229,975,663
38%	3142	16	0	0	236,191,054	236,191,054
39%	3225	16	0	0	242,406,608	242,406,608
40%	3307	17	0	0	248,622,162	248,622,162



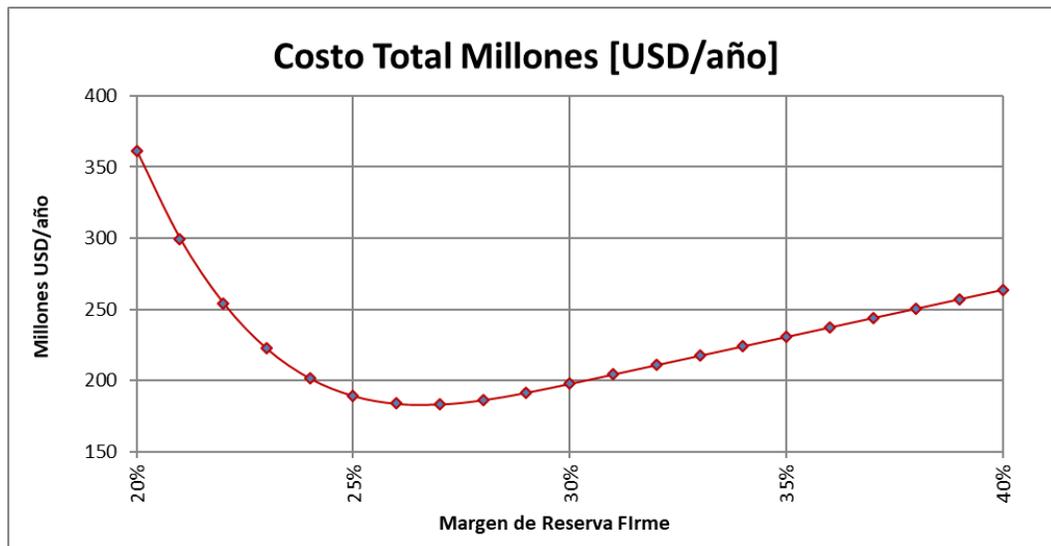
## Año 2027

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (200 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/200)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]+[6]
20%	1703	9	33,109	198,652,009	128,040,413	326,692,422
21%	1789	9	23,406	140,435,408	134,442,434	274,877,842
22%	1874	9	16,016	96,097,426	140,844,455	236,941,880
23%	1959	10	10,530	63,178,939	147,246,475	210,425,414
24%	2044	10	6,591	39,544,962	153,648,496	193,193,458
25%	2129	11	3,878	23,267,206	160,050,517	183,317,723
26%	2214	11	2,108	12,647,772	166,452,537	179,100,309
27%	2300	11	1,030	6,179,835	172,854,558	179,034,393
28%	2385	12	434	2,605,905	179,256,579	181,862,484
29%	2470	12	156	935,926	185,658,599	186,594,526
30%	2555	13	50	302,438	192,060,620	192,363,058
31%	2640	13	15	92,926	198,462,641	198,555,567
32%	2725	14	4	24,483	204,864,661	204,889,144
33%	2811	14	1	4,610	211,266,682	211,271,292
34%	2896	14	0	618	217,668,703	217,669,320
35%	2981	15	0	10	224,070,723	224,070,733
36%	3066	15	0	0	230,472,744	230,472,744
37%	3151	16	0	0	236,874,765	236,874,765
38%	3236	16	0	0	243,276,785	243,276,785
39%	3322	17	0	0	249,678,806	249,678,806
40%	3407	17	0	0	256,080,827	256,080,827



Año 2028

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (200 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/200)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]+[6]
20%	1754	9	38,165	228,990,704	131,881,626	360,872,329
21%	1842	9	26,851	161,105,104	138,475,707	299,580,810
22%	1930	10	18,222	109,330,280	145,069,788	254,400,068
23%	2018	10	11,811	70,867,315	151,663,870	222,531,185
24%	2105	11	7,221	43,323,241	158,257,951	201,581,192
25%	2193	11	4,088	24,527,854	164,852,032	189,379,887
26%	2281	11	2,083	12,499,440	171,446,113	183,945,553
27%	2369	12	907	5,442,411	178,040,195	183,482,605
28%	2456	12	306	1,836,134	184,634,276	186,470,410
29%	2544	13	75	447,516	191,228,357	191,675,873
30%	2632	13	17	100,746	197,822,439	197,923,184
31%	2719	14	4	25,823	204,416,520	204,442,343
32%	2807	14	1	4,853	211,010,601	211,015,454
33%	2895	14	0	658	217,604,682	217,605,341
34%	2983	15	0	9	224,198,764	224,198,773
35%	3070	15	0	0	230,792,845	230,792,845
36%	3158	16	0	0	237,386,926	237,386,926
37%	3246	16	0	0	243,981,008	243,981,008
38%	3333	17	0	0	250,575,089	250,575,089
39%	3421	17	0	0	257,169,170	257,169,170
40%	3509	18	0	0	263,763,251	263,763,251

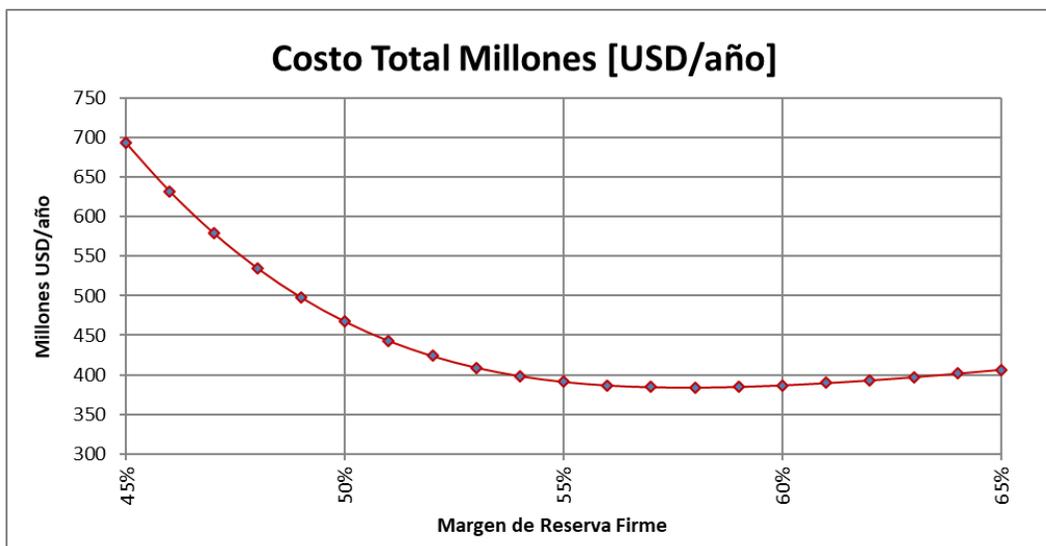


### 3. Caso: Indisponibilidad de Ducto

Se considera un evento de indisponibilidad total del gaseoducto de Camisea. A continuación, se detallan los resultados:

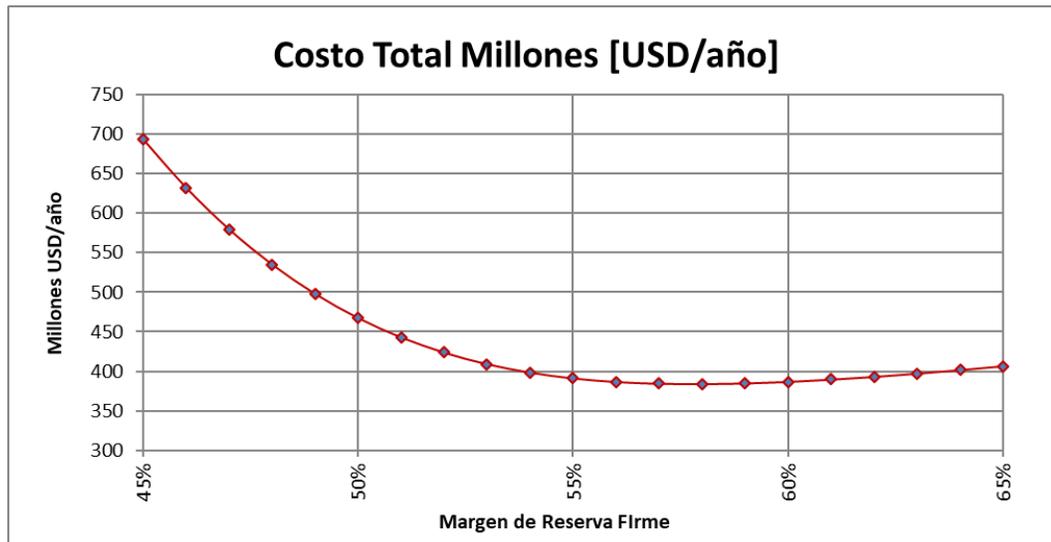
Año 2025

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (200 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/200)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]+[6]
45%	3721	19	68,935	413,609,758	279,699,932	693,309,690
46%	3804	19	57,698	346,185,090	285,915,486	632,100,576
47%	3886	19	47,906	287,437,429	292,131,040	579,568,469
48%	3969	20	39,460	236,761,225	298,346,594	535,107,819
49%	4052	20	32,244	193,461,077	304,562,148	498,023,225
50%	4134	21	26,136	156,814,075	310,777,702	467,591,778
51%	4217	21	21,018	126,110,231	316,993,256	443,103,487
52%	4300	21	16,778	100,667,550	323,208,810	423,876,360
53%	4382	22	13,305	79,829,995	329,424,364	409,254,359
54%	4465	22	10,494	62,963,015	335,639,918	398,602,934
55%	4548	23	8,242	49,453,970	341,855,472	391,309,442
56%	4630	23	6,454	38,721,641	348,071,026	386,792,668
57%	4713	24	5,039	30,233,324	354,286,580	384,519,905
58%	4796	24	3,920	23,520,846	360,502,134	384,022,980
59%	4879	24	3,032	18,194,090	366,717,689	384,911,778
60%	4961	25	2,324	13,945,042	372,933,243	386,878,285
61%	5044	25	1,757	10,542,370	379,148,797	389,691,166
62%	5127	26	1,303	7,818,771	385,364,351	393,183,122
63%	5209	26	942	5,654,331	391,579,905	397,234,236
64%	5292	26	660	3,959,847	397,795,459	401,755,306
65%	5375	27	444	2,663,376	404,011,013	406,674,389



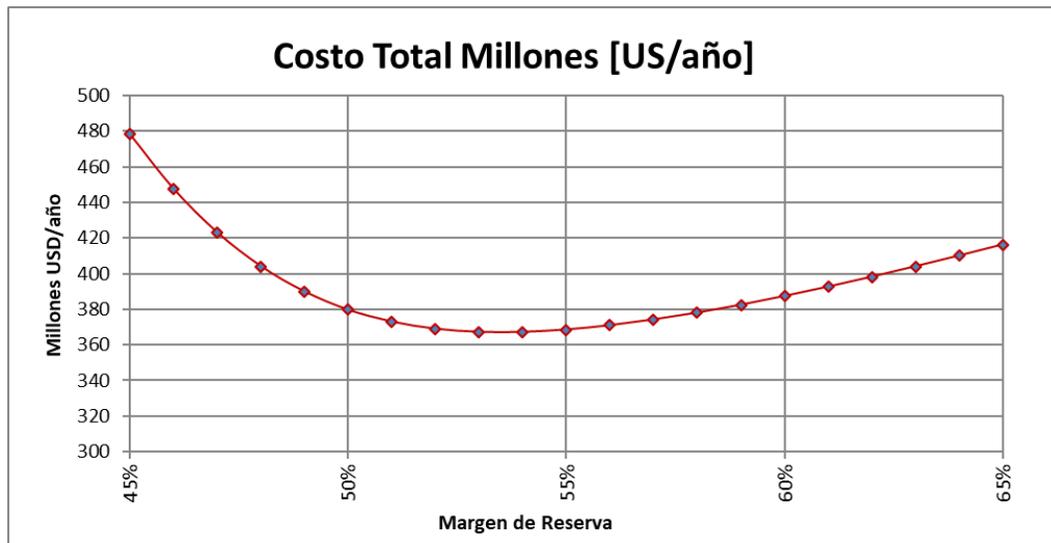
Año 2026

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (200 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/200)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]+[6]
45%	3721	19	68,935	413,609,758	279,699,932	693,309,690
46%	3804	19	57,698	346,185,090	285,915,486	632,100,576
47%	3886	19	47,906	287,437,429	292,131,040	579,568,469
48%	3969	20	39,460	236,761,225	298,346,594	535,107,819
49%	4052	20	32,244	193,461,077	304,562,148	498,023,225
50%	4134	21	26,136	156,814,075	310,777,702	467,591,778
51%	4217	21	21,018	126,110,231	316,993,256	443,103,487
52%	4300	21	16,778	100,667,550	323,208,810	423,876,360
53%	4382	22	13,305	79,829,995	329,424,364	409,254,359
54%	4465	22	10,494	62,963,015	335,639,918	398,602,934
55%	4548	23	8,242	49,453,970	341,855,472	391,309,442
56%	4630	23	6,454	38,721,641	348,071,026	386,792,668
57%	4713	24	5,039	30,233,324	354,286,580	384,519,905
58%	4796	24	3,920	23,520,846	360,502,134	384,022,980
59%	4879	24	3,032	18,194,090	366,717,689	384,911,778
60%	4961	25	2,324	13,945,042	372,933,243	386,878,285
61%	5044	25	1,757	10,542,370	379,148,797	389,691,166
62%	5127	26	1,303	7,818,771	385,364,351	393,183,122
63%	5209	26	942	5,654,331	391,579,905	397,234,236
64%	5292	26	660	3,959,847	397,795,459	401,755,306
65%	5375	27	444	2,663,376	404,011,013	406,674,389



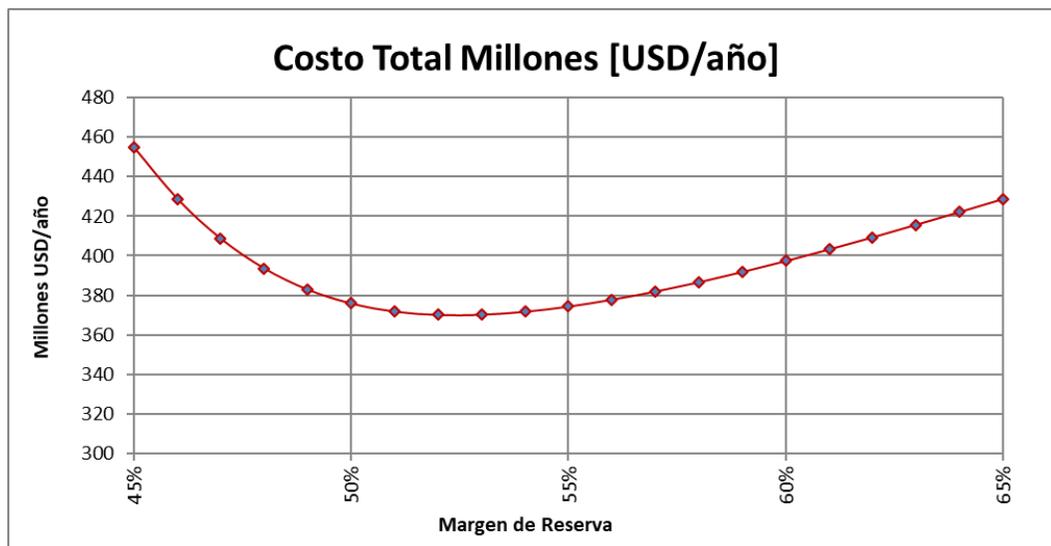
Año 2027

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (200 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/200)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]+[6]
45%	3833	19	31,679	190,075,966	288,090,930	478,166,896
46%	3918	20	25,502	153,012,888	294,492,951	447,505,838
47%	4003	20	20,359	122,152,327	300,894,971	423,047,298
48%	4088	20	16,126	96,755,833	307,296,992	404,052,825
49%	4173	21	12,685	76,112,408	313,699,013	389,811,421
50%	4258	21	9,923	59,536,731	320,101,033	379,637,764
51%	4344	22	7,728	46,368,803	326,503,054	372,871,857
52%	4429	22	5,998	35,989,909	332,905,075	368,894,984
53%	4514	23	4,640	27,840,195	339,307,095	367,147,291
54%	4599	23	3,573	21,436,350	345,709,116	367,145,466
55%	4684	23	2,731	16,383,814	352,111,137	368,494,950
56%	4769	24	2,063	12,377,695	358,513,157	370,890,852
57%	4855	24	1,532	9,193,882	364,915,178	374,109,060
58%	4940	25	1,112	6,672,059	371,317,199	377,989,257
59%	5025	25	783	4,696,914	377,719,219	382,416,133
60%	5110	26	530	3,180,242	384,121,240	387,301,482
61%	5195	26	342	2,049,128	390,523,260	392,572,388
62%	5280	26	206	1,237,840	396,925,281	398,163,121
63%	5366	27	114	685,237	403,327,302	404,012,539
64%	5451	27	56	334,343	409,729,322	410,063,665
65%	5536	28	22	133,536	416,131,343	416,264,879



Año 2028

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (200 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/200)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]+[6]
45%	3948	20	26,325	157,952,259	296,733,658	454,685,917
46%	4035	20	20,900	125,398,003	303,327,739	428,725,742
47%	4123	21	16,453	98,715,155	309,921,820	408,636,976
48%	4211	21	12,854	77,126,554	316,515,902	393,642,456
49%	4298	21	9,981	59,883,815	323,109,983	382,993,798
50%	4386	22	7,711	46,268,520	329,704,064	375,972,584
51%	4474	22	5,935	35,609,020	336,298,145	371,907,165
52%	4562	23	4,550	27,298,797	342,892,227	370,191,024
53%	4649	23	3,470	20,817,002	349,486,308	370,303,310
54%	4737	24	2,624	15,741,058	356,080,389	371,821,447
55%	4825	24	1,958	11,747,538	362,674,471	374,422,009
56%	4912	25	1,433	8,600,732	369,268,552	377,869,283
57%	5000	25	1,022	6,133,357	375,862,633	381,995,990
58%	5088	25	704	4,224,704	382,456,714	386,681,419
59%	5176	26	464	2,782,465	389,050,796	391,833,261
60%	5263	26	288	1,729,071	395,644,877	397,373,948
61%	5351	27	166	994,337	402,238,958	403,233,296
62%	5439	27	85	512,784	408,833,040	409,345,823
63%	5527	28	37	224,070	415,427,121	415,651,191
64%	5614	28	12	73,509	422,021,202	422,094,711
65%	5702	29	2	12,762	428,615,283	428,628,046



# **Anexo D**

## **Sensibilidades Costo de Falla**

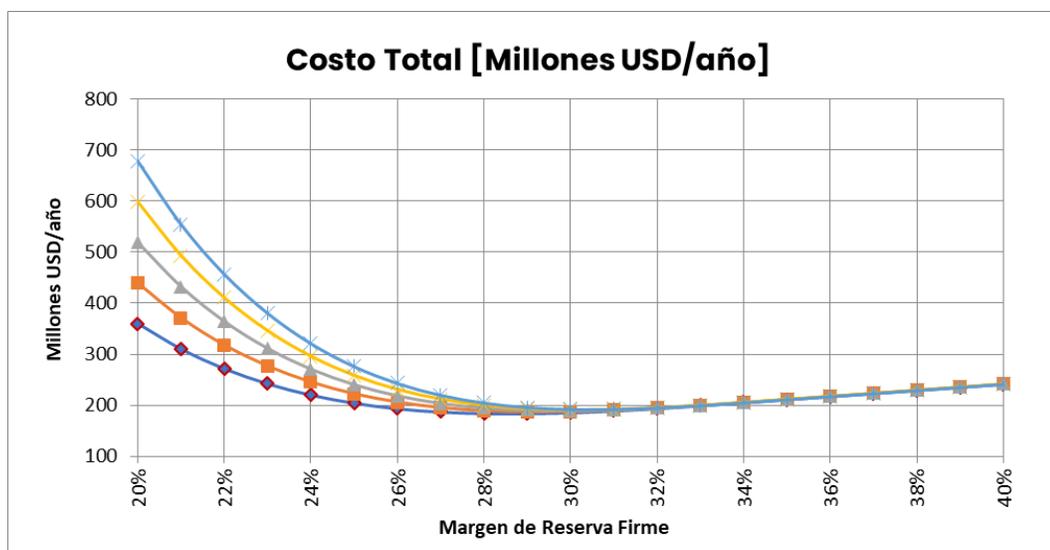
Se realizó la sensibilidad con diferentes costos de falla, obteniéndose los siguientes resultados:

MRFO vs Costo de Falla [USD/MWh]

Año	3000	4000	5000	6000	7000
2025	29.00%	29.00%	30.00%	30.00%	30.00%
2026	27.00%	28.00%	29.00%	29.00%	29.00%
2027	28.00%	28.00%	29.00%	29.00%	29.00%
2028	25.00%	26.00%	26.00%	26.00%	27.00%
<b>Promedio</b>	<b>27.25%</b>	<b>27.75%</b>	<b>28.50%</b>	<b>28.50%</b>	<b>28.75%</b>

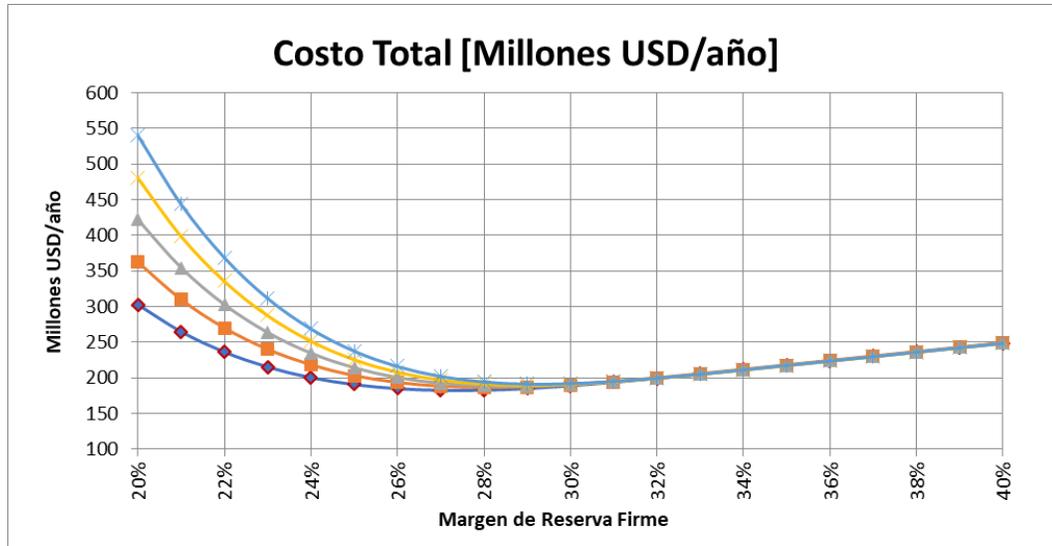
## Año 2025

Margen de Reserva	Costo de Falla [USD/MWh]				
	3000	4000	5000	6000	7000
20%	359,616,484	439,258,522	518,900,560	598,542,598	678,184,636
21%	309,998,156	371,089,245	432,180,334	493,271,423	554,362,512
22%	271,616,032	317,901,574	364,187,116	410,472,658	456,758,200
23%	242,271,477	276,763,994	311,256,511	345,749,028	380,241,545
24%	220,314,395	245,476,378	270,638,362	295,800,346	320,962,330
25%	204,483,521	222,357,041	240,230,561	258,104,081	275,977,600
26%	193,768,587	206,058,956	218,349,325	230,639,694	242,930,063
27%	187,297,017	195,418,690	203,540,362	211,662,035	219,783,707
28%	184,275,359	189,378,306	194,481,253	199,584,200	204,687,147
29%	183,995,928	186,994,225	189,992,522	192,990,819	195,989,116
30%	185,838,219	187,439,107	189,039,995	190,640,883	192,241,771
31%	189,288,321	190,027,737	190,767,153	191,506,570	192,245,986
32%	193,917,659	194,188,682	194,459,704	194,730,727	195,001,749
33%	199,347,245	199,416,624	199,486,002	199,555,381	199,624,759
34%	205,205,625	205,216,291	205,226,957	205,237,622	205,248,288
35%	211,210,900	211,211,818	211,212,736	211,213,654	211,214,572
36%	217,243,008	217,243,122	217,243,236	217,243,350	217,243,464
37%	223,277,194	223,277,198	223,277,201	223,277,205	223,277,208
38%	229,311,703	229,311,703	229,311,703	229,311,703	229,311,703
39%	235,346,221	235,346,221	235,346,221	235,346,221	235,346,221
40%	241,380,740	241,380,740	241,380,740	241,380,740	241,380,740



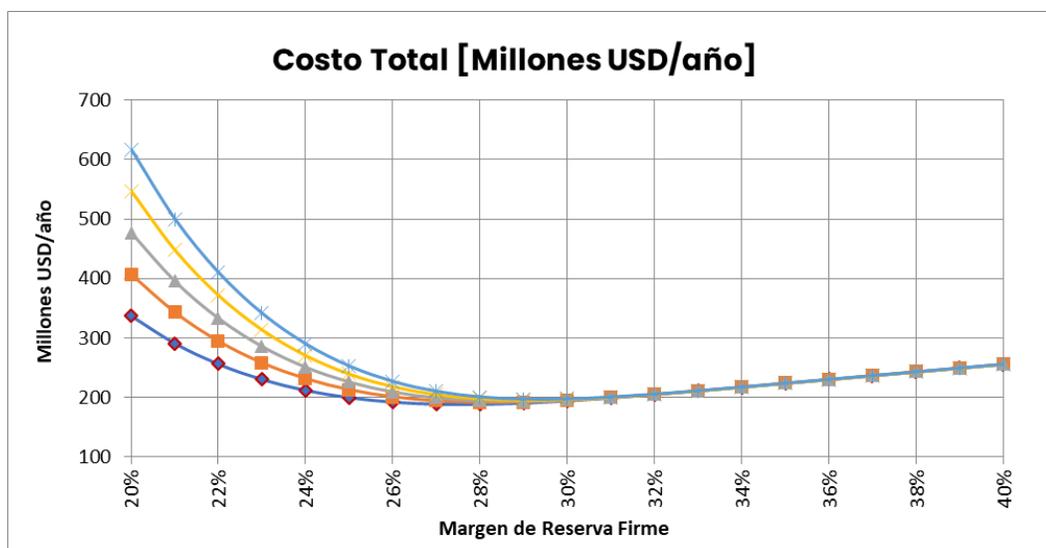
Año 2026

Margen de Reserva	Costo de Falla [USD/MWh]				
	3000	4000	5000	6000	7000
20%	302,684,391	362,142,161	421,599,931	481,057,701	540,515,471
21%	264,820,074	309,584,554	354,349,034	399,113,514	443,877,994
22%	236,314,404	269,505,142	302,695,881	335,886,619	369,077,357
23%	215,349,906	239,480,627	263,611,348	287,742,069	311,872,790
24%	200,523,190	217,639,821	234,756,452	251,873,083	268,989,715
25%	190,715,396	202,490,911	214,266,426	226,041,942	237,817,457
26%	184,994,211	192,790,813	200,587,416	208,384,018	216,180,620
27%	182,570,839	187,487,799	192,404,758	197,321,718	202,238,678
28%	182,781,231	185,696,470	188,611,709	191,526,948	194,442,187
29%	185,046,477	186,644,947	188,243,417	189,841,887	191,440,357
30%	188,858,733	189,656,104	190,453,474	191,250,845	192,048,216
31%	193,741,768	194,094,966	194,448,164	194,801,362	195,154,559
32%	199,271,751	199,396,425	199,521,099	199,645,773	199,770,448
33%	205,193,019	205,219,598	205,246,177	205,272,756	205,299,334
34%	211,333,646	211,335,249	211,336,852	211,338,455	211,340,059
35%	217,544,698	217,544,801	217,544,903	217,545,005	217,545,108
36%	223,759,952	223,759,954	223,759,956	223,759,958	223,759,960
37%	229,975,500	229,975,500	229,975,500	229,975,500	229,975,500
38%	236,191,054	236,191,054	236,191,054	236,191,054	236,191,054
39%	242,406,608	242,406,608	242,406,608	242,406,608	242,406,608
40%	248,622,162	248,622,162	248,622,162	248,622,162	248,622,162



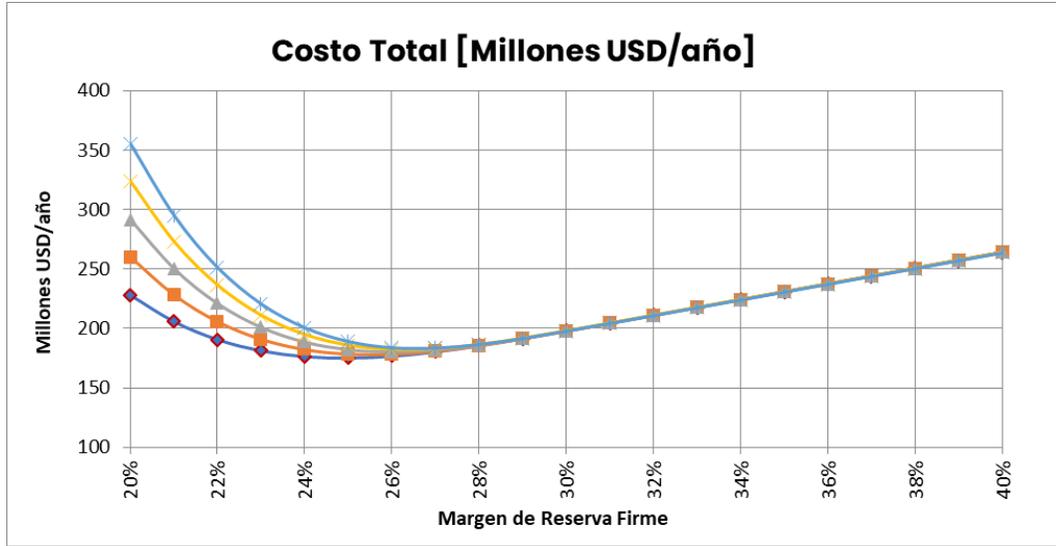
Año 2027

Margen de Reserva	Costo de Falla [USD/MWh]				
	3000	4000	5000	6000	7000
20%	337,261,414	407,001,748	476,742,081	546,482,415	616,222,749
21%	291,045,404	343,246,394	395,447,383	447,648,373	499,849,363
22%	256,204,425	294,657,749	333,111,072	371,564,396	410,017,719
23%	230,476,415	258,219,728	285,963,041	313,706,354	341,449,667
24%	212,138,058	231,634,579	251,131,100	270,627,620	290,124,141
25%	199,829,058	213,088,572	226,348,086	239,607,600	252,867,113
26%	192,416,996	201,071,816	209,726,636	218,381,455	227,036,275
27%	188,950,953	194,316,418	199,681,883	205,047,348	210,412,813
28%	188,600,901	191,715,675	194,830,449	197,945,223	201,059,998
29%	190,645,977	192,308,436	193,970,895	195,633,355	197,295,814
30%	194,472,704	195,276,731	196,080,759	196,884,787	197,688,815
31%	199,475,553	199,813,191	200,150,829	200,488,466	200,826,104
32%	205,179,067	205,283,869	205,388,671	205,493,473	205,598,275
33%	211,313,018	211,328,463	211,343,908	211,359,353	211,374,799
34%	217,669,250	217,669,433	217,669,615	217,669,798	217,669,981
35%	224,070,728	224,070,730	224,070,731	224,070,733	224,070,734
36%	230,472,744	230,472,744	230,472,744	230,472,744	230,472,744
37%	236,874,765	236,874,765	236,874,765	236,874,765	236,874,765
38%	243,276,785	243,276,785	243,276,785	243,276,785	243,276,785
39%	249,678,806	249,678,806	249,678,806	249,678,806	249,678,806
40%	256,080,827	256,080,827	256,080,827	256,080,827	256,080,827



Año 2028

Margen de Reserva	Costo de Falla [USD/MWh]				
	3000	4000	5000	6000	7000
20%	227,643,733	259,564,436	291,485,139	323,405,841	355,326,544
21%	205,620,392	228,001,954	250,383,516	272,765,077	295,146,639
22%	190,587,485	205,760,050	220,932,616	236,105,181	251,277,746
23%	181,235,695	191,092,971	200,950,246	210,807,521	220,664,796
24%	176,447,683	182,510,927	188,574,170	194,637,414	200,700,658
25%	175,250,433	178,716,566	182,182,700	185,648,833	189,114,967
26%	176,810,152	178,598,165	180,386,178	182,174,191	183,962,204
27%	180,435,515	181,233,955	182,032,395	182,830,835	183,629,275
28%	185,508,709	185,800,186	186,091,664	186,383,141	186,674,619
29%	191,465,816	191,544,969	191,624,121	191,703,274	191,782,427
30%	197,874,031	197,891,228	197,908,426	197,925,623	197,942,820
31%	204,429,432	204,433,735	204,438,039	204,442,343	204,446,647
32%	211,013,028	211,013,836	211,014,645	211,015,454	211,016,263
33%	217,605,012	217,605,121	217,605,231	217,605,341	217,605,450
34%	224,198,768	224,198,770	224,198,771	224,198,773	224,198,774
35%	230,792,845	230,792,845	230,792,845	230,792,845	230,792,845
36%	237,386,926	237,386,926	237,386,926	237,386,926	237,386,926
37%	243,981,008	243,981,008	243,981,008	243,981,008	243,981,008
38%	250,575,089	250,575,089	250,575,089	250,575,089	250,575,089
39%	257,169,170	257,169,170	257,169,170	257,169,170	257,169,170
40%	263,763,251	263,763,251	263,763,251	263,763,251	263,763,251



## **Anexo E**

### **Determinación de MRFO menos porcentaje equivalente de la RFG**

<b>Maxima Demanda 2025 (MW):</b>	<b>8,028</b>
<b>MRO (MW):</b>	<b>30.9%</b>

<b>FIF<sub>TG</sub></b>	<b>6.4%</b>
-------------------------	-------------

Central a Gas - Combustible DIESEL (Ilo, Talara y Eten)

<b>FIF<sub>D2</sub></b>	<b>6.9%</b>
-------------------------	-------------

Central DIESEL (Pucallpa y Puerto Maldonado)

#### Reserva Fria de Generacion (RFG):

<b>Planta de Reserva Fria de Generación</b>	<b>Potencia Efectiva (MW)</b>	<b>Potencia Firme (MW)</b>
Reserva Fria de Generación - Planta Ilo	460.0	430.7
Reserva Fria de Generación - Planta Talara	191.8	179.6
Reserva Fria de Generación - Planta Eten	230.0	215.4
Reserva Fria de Generación - Planta Puerto Maldonado	18.0	16.8
Reserva Fria de Generación - Planta Pucallpa	40.0	37.2
<b>Total RF</b>	<b>939.8</b>	<b>879.7</b>

<b>RFG / MaxDem</b>	<b>11.0%</b>
---------------------	--------------

<b>MRFO (MRO - RFG/MaxDem)</b>	<b>19.93%</b>
--------------------------------	---------------

# **Anexo F**

## **Reporte Estadístico del NERC**

Generator Category/Classification	SF	AF	EAF	FOR	EFOR	EFORd	SOF	FOF	UOF	EUOF	EUOR	WSF	WAF	WEAF	WFOR	WEFOR	WSOF	WFOF
FOSSIL Oil Primary 200-299	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
FOSSIL Oil Primary 300-399	16.26	79.76	79.27	16.26	17.73	10.41	17.09	3.16	7.7	8.1	33.74	16.3	80.08	79.6	15.66	17.15	16.89	3.03
FOSSIL Oil Primary 400-599	1.9	84.51	83.55	52.26	55.74	20.36	13.41	2.08	4.23	4.74	69.28	1.89	84.31	83.35	53.44	56.85	13.52	2.17
FOSSIL Oil Primary 600-799	3.26	84.36	82.74	51.42	59.34	21.7	12.19	3.45	6.83	8.04	71.58	3.26	84.18	82.45	50.88	59.46	12.45	3.37
FOSSIL Oil Primary 800-999	0.91	82.66	79.53	48.88	80.97	29.63	16.47	0.87	4.8	7.61	89.79	0.91	82.67	79.6	48.39	80.63	16.49	0.85
FOSSIL Oil Primary 1000 Plus	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
FOSSIL Gas Primary All Sizes	30.49	77.89	75.34	18.19	22.92	13.18	15.33	6.78	11.32	13.49	31.36	32.78	77.28	74.23	14.97	20.7	16.95	5.77
FOSSIL Gas Primary 001-099	20.65	74.81	73.18	36.45	38.76	17.85	13.34	11.85	16.97	17.98	47.02	25.57	76.09	74.28	30.56	33.04	12.65	11.26
FOSSIL Gas Primary 100-199	29.34	80.19	77.96	15.59	20.22	10.61	14.39	5.42	9.37	11.47	28.63	29.68	80.09	77.76	15.14	19.83	14.62	5.29
FOSSIL Gas Primary 200-299	41.7	83.83	81.38	7.81	12.21	8.38	12.64	3.54	6.43	8.8	17.88	42.09	83.8	81.47	7.37	11.56	12.85	3.35
FOSSIL Gas Primary 300-399	40.12	78.41	75.76	9.68	14.04	9.76	17.29	4.3	8	10.32	20.95	40.13	78.3	75.73	9.58	13.8	17.44	4.25
FOSSIL Gas Primary 400-599	33.49	74.22	70.33	17.46	24.19	16.21	18.7	7.08	13.38	16.53	34.18	33.23	74.37	70.55	17.22	23.94	18.72	6.91
FOSSIL Gas Primary 600-799	28.06	69.76	64.28	18.46	29.83	20.02	23.89	6.35	12.43	17.25	39.62	30.32	69.8	64.39	17.27	28.04	23.86	6.33
FOSSIL Gas Primary 800-999	16.88	83.67	82.75	20.79	23.54	10.62	11.91	4.43	8.41	9.29	35.84	16.72	83.29	82.38	21.19	23.86	12.21	4.49
FOSSIL Gas Primary 1000 Plus	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
FOSSIL Oil/Gas Primary All Sizes	29.6	78.24	75.57	18.51	23.77	13.39	15.03	6.72	11.31	13.63	32.38	29.04	78.15	75.27	15.44	21.47	16.54	5.3
FOSSIL Oil/Gas Primary 001-099	25.93	74.79	72.06	31.93	36.73	18.81	13.04	12.16	17.63	19.83	44.64	32.81	76.15	72.9	25.52	30.94	12.6	11.24
FOSSIL Oil/Gas Primary 100-199	29.39	80.49	78.21	15.82	20.65	10.81	13.99	5.53	9.45	11.59	28.92	29.97	80.38	77.99	15.18	20.09	14.26	5.36
FOSSIL Oil/Gas Primary 200-299	41.69	83.83	81.39	7.81	12.21	8.37	12.64	3.53	6.43	8.8	17.89	42.08	83.8	81.48	7.37	11.56	12.85	3.35
FOSSIL Oil/Gas Primary 300-399	35.13	78.69	76.49	10.36	14.41	9.58	17.24	4.06	7.94	9.85	22.41	34.94	78.69	76.58	10.24	14.16	17.32	3.99
FOSSIL Oil/Gas Primary 400-599	29.46	75.53	72.01	17.95	24.64	15.7	18.03	6.45	12.22	15.03	34.89	29.37	75.59	72.13	17.73	24.41	18.08	6.33
FOSSIL Oil/Gas Primary 600-799	21.1	73.86	69.46	20.79	32.06	19.15	20.61	5.54	10.85	14.67	42.55	23.34	73.51	69.05	19.26	30.08	20.92	5.57
FOSSIL Oil/Gas Primary 800-999	11.87	83.35	81.74	21.82	28.58	11.56	13.34	3.31	7.27	8.77	42.85	11.69	83.09	81.5	22.2	28.86	13.57	3.34
FOSSIL Oil/Gas Primary 1000 Plus	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
FOSSIL Lignite Primary All Sizes	82.76	86.68	81.56	5.06	9.14	8.83	8.91	4.41	6.08	9.95	11.19	83.08	87.32	82.65	4.59	8.94	8.69	3.99
NUCLEAR All Types All Sizes	92.81	92.82	91.01	1.56	2.04	2.04	5.71	1.47	1.71	2.59	2.74	92.74	92.75	90.92	1.56	2.06	5.78	1.47
NUCLEAR All Types 400-799	92.02	92.02	89.8	2.6	3.03	3.03	5.52	2.46	2.9	3.48	3.67	91.96	91.96	89.8	2.68	3.12	5.51	2.53
NUCLEAR All Types 800-999	93.56	93.56	92.06	1.24	1.69	1.69	5.27	1.17	1.4	2.2	2.32	93.49	93.49	91.99	1.27	1.73	5.31	1.2
NUCLEAR All Types 1000 Plus	92.47	92.48	90.54	1.59	2.09	2.09	6.03	1.49	1.71	2.68	2.85	92.45	92.46	90.51	1.6	2.12	6.03	1.51
NUCLEAR PWR All Sizes	92.26	92.27	90.91	1.7	2.07	2.07	6.13	1.6	1.71	2.28	2.43	92.17	92.18	90.81	1.7	2.07	6.22	1.59
NUCLEAR PWR 400-799	92.23	92.23	89.99	2.85	3.14	3.14	5.07	2.7	2.71	3.1	3.26	92.29	92.29	90.21	2.93	3.24	4.93	2.78
NUCLEAR PWR 800-999	93.12	93.12	92.18	1.36	1.69	1.69	5.6	1.28	1.33	1.78	1.89	93.06	93.06	92.11	1.4	1.73	5.62	1.32
NUCLEAR PWR 1000 Plus	91.79	91.8	90.29	1.77	2.17	2.17	6.54	1.66	1.83	2.48	2.65	91.79	91.81	90.3	1.76	2.15	6.55	1.65
NUCLEAR BWR All Sizes	94.47	94.47	91.97	1.21	1.8	1.8	4.37	1.16	1.51	2.89	3.01	94.3	94.31	91.81	1.3	1.9	4.45	1.24

<https://www.nerc.com/pa/RAPA/gads/Pages/Reports.aspx>