

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y**  
**MECÁNICA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TESIS**

---

**INCENTIVO ECONÓMICO COMPLEMENTARIO PARA LA PRODUCCIÓN DE**  
**ENERGÍA RENOVABLE EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO**

---

**PRESENTADO POR:**

Br. Julio Giovanni Del Mar La Torre

Br. Derian Carlos Tairo Garcia

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE**  
**INGENIERO ELECTRICISTA**

**ASESOR:**

Ing. Vladimiro Casildo Canal Bravo

Cusco – Perú

2023

## INFORME DE ORIGINALIDAD

(Aprobado por Resolución Nro. CU-303-2020-UNSAAC)

El que suscribe, **Asesor** del trabajo de investigación/tesis titulada:.....

Incentivo económico complementario para la  
producción de energía renovable en el mercado  
eléctrico peruano

presentado por: Julio Giovanni Del Mar La Torre con DNI Nro.: 70448997 presentado

por: Derian Carlos Taira Garcia con DNI Nro.: 76185781 para optar el  
título profesional/grado académico de Ingeniero electricista

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 2 veces, mediante el  
Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso de Sistema Antiplagio de la**  
**UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 1 %.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o  
título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No se considera plagio.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las correcciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, quien a su vez eleva el informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y **adjunto**  
la primera página del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, 03 de Junio de 2024

[Firma]  
Firma  
Post firma Vladimir C. Conal Bravo

Nro. de DNI 23813401

ORCID del Asesor 0000-0001-6375-6380

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Antiplagio: **oid:** 27259358562017

NOMBRE DEL TRABAJO

**Incentivo Económico Complementario para la Producción de Energía Renovable en el Mercado.pdf**

AUTOR

**Julio Derian Del Mar Tairo**

RECUENTO DE PALABRAS

**42422 Words**

RECUENTO DE CARACTERES

**203261 Characters**

RECUENTO DE PÁGINAS

**137 Pages**

TAMAÑO DEL ARCHIVO

**2.8MB**

FECHA DE ENTREGA

**Jun 1, 2024 1:44 AM GMT-5**

FECHA DEL INFORME

**Jun 1, 2024 1:47 AM GMT-5****● 1% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos.

- 1% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 1% Base de datos de trabajos entregados
- 0% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

**● Excluir del Reporte de Similitud**

- Material bibliográfico
- Material citado
- Fuentes excluidas manualmente
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 16 palabras)
- Bloques de texto excluidos manualmente

*Verificado por C. CANAL BROWN*

## DEDICATORIAS

*A mis padres Julio y Livia, por su constante e incondicional apoyo en cada paso de mi formación universitaria, apoyo que nunca flaqueó y se mantuvo a través del tiempo, y que me ayudó a superar las circunstancias más difíciles.*

*A mis hermanas Lucía y Erika, por su confianza, motivación y apoyo en los momentos difíciles, las quiero mucho.*

*A mi familia, por su cariño incondicional y su soporte en momentos difíciles, el consuelo de ellos me motiva a seguir adelante y no darme por vencido.*

*A Dios, por darme la oportunidad de compartir grandes momentos, y la fuente de esperanza para continuar superándome día a día.*

*Julio Giovanni Del Mar La Torre*

**DEDICATORIAS**

*A mis papás, Carlos y Faustina, por todo su amor y cuidado.*

*A mis hermanas, Micaela, Camila, Valentina, Rafaela y Mariana, las niñas más hermosas que la vida me ha dado, las amo mucho.*

*A mis papás Yanet y Carlos, por confiar siempre en mí a pesar de todas las circunstancias.*

*A mis tíos Carlos, Ivonne y Melvi por llevar esa alegría y diversión a toda la familia.*

*A mis amigos de escuela, colegio, parroquianos y compañeros de la universidad, por permitirme ser parte de grandes experiencias.*

*Derian Carlos Tairo Garcia*

## AGRADECIMIENTOS

*Expresamos nuestro sincero agradecimiento y gratitud a la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.*

*A los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, en especial a nuestro asesor de tesis **Ing. Vladimiro Canal Bravo**, sus enseñanzas, mentoría y apoyo fueron y continúan siendo parte crucial en nuestra formación profesional.*

*Al **Ing. Erick Alberto Somocurcio Holguín**, por ser nuestro mentor y apoyarnos con el desarrollo del tema de tesis.*

*A la organización sin fines de lucro **IEEE**, por darnos el conocimiento y habilidades adicionales que nos permitieron formarnos como profesionales de excelencia.*

*Y a todos los amigos que de una u otra manera aportaron en el desarrollo de esta tesis.*

## RESUMEN

La generación de energía renovable ha ganado relevancia mundial en la producción de electricidad, con mecanismos como las feed-in tariffs, subastas competitivas y certificados verdes que han viabilizado la inversión en estas tecnologías. En el mercado eléctrico peruano, impulsar la energía renovable es crucial para la diversificación de la matriz energética y la disminución de impactos ambientales.

Hasta la fecha, la ausencia de incentivos económicos adecuados no ha promovido la inversión necesaria para la generación constante de energía renovable en todos los períodos del día.

Este trabajo presenta un método para calcular un incentivo económico que fomente la producción de energía renovable, considerando tanto el factor de planta por bloques horarios como los costos de oportunidad bajo diferentes escenarios de demanda.

Para estos cálculos, se analizaron los datos de producción de energía de las plantas solares y eólicas del sistema eléctrico peruano hasta diciembre de 2022, utilizando el modelo de despacho económico Perseo 2.0 para obtener los costos marginales del sistema.

Los resultados muestran que la consideración de los factores de planta por bloques horarios y los costos de oportunidad resultó crucial para el diseño del incentivo. Además, la adaptación del incentivo a diferentes escenarios de demanda demostró la solidez del método propuesto. En conclusión, el método desarrollado ofrece una solución efectiva para incentivar la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano, presentando ventajas significativas en términos de desempeño y adaptabilidad a diversas condiciones de demanda.

**Palabras clave:** Costos de oportunidad, incentivo económico complementario, mercado eléctrico peruano, producción de energía renovable.

## ABSTRACT

The generation of renewable energy has gained worldwide relevance in electricity production, with mechanisms such as feed-in tariffs, competitive auctions, and green certificates enabling investment in these technologies. In the Peruvian electricity market, promoting renewable energy is crucial for diversifying the energy matrix and reducing environmental impacts.

The absence of adequate economic incentives has not promoted the necessary investment for constant renewable energy generation throughout all periods of the day.

This thesis presents a method for calculating an economic incentive to promote renewable energy production, considering both the capacity factor per time block and opportunity costs under different demand scenarios.

For these calculations, data on energy production from solar and wind plants in the Peruvian electrical system up to December 2022 were analyzed, using the Perseo 2.0 economic dispatch model to obtain system marginal costs.

The results show that considering capacity factors per time block and opportunity costs was crucial for designing the incentive. Additionally, adapting the incentive to different demand scenarios demonstrated the robustness of the proposed method. In conclusion, the developed method offers an effective solution to incentivize renewable energy production in the Peruvian electricity market, presenting significant advantages in terms of performance and adaptability to various demand conditions.

**Keywords:** *Complementary economic incentive, opportunity costs, peruvian electricity market, renewable energy production.*



## GLOSARIO

**SEIN:** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

**COES:** Comité de Operación Económica del Sistema.

**OSINERGMIN:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

**LCE:** Ley de Concesiones Eléctricas.

**RLCE:** Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

**MINEM:** Ministerio de Energía y Minas.

**RER:** Recursos Energéticos Renovables.

**NTCSE:** Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

**SPT:** Sistema Principal de Transmisión.

**SST:** Sistema Secundario de Transmisión.

**SGT:** Sistema Garantizado de Transmisión.

**SCT:** Sistema Complementario de Transmisión.

**FP:** Factor de Planta.

**IE:** Incentivo Económico.

**CMg:** Costo Marginal.

**CO:** Costo de Oportunidad.

**EG:** Energía Generada por cada planta.

**C.S:** Central Solar.

**C.E:** Central Eólica.

**IEA:** Agencia Internacional de Energía, *siglas en inglés (International Energy Agency)*.

## DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

Para efectos de la presente Tesis, las expresiones y/o términos que se mencionan a continuación, son definiciones que se indican en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE):

**Agentes:** Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres.

**Barra:** Es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.

**Bloques Horarios:** Son períodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función de las características técnicas y económicas del sistema.

**Bloque Base:** Periodo del día comprendido desde las 23:00 hasta las 08:00 horas (09 horas).

**Bloque Media:** Periodo del día comprendido desde las 08:00 hasta las 18:00 horas (10 horas).

**Bloque Punta:** Periodo del día comprendido desde las 18:00 hasta las 23:00 horas (05 horas).

**Capacidad:** Se considerará como sinónimo de potencia.

**Cogeneración:** Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica está destinada al consumo propio o de terceros.

**Costo de Racionamiento:** Es el costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas. Este costo se calcula como valor único y es representativo de los déficits más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.

**Costo Medio:** Son los costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.

**Costo Marginal:** Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Este varía por barra o nodo.

**Demanda:** Demanda de potencia y/o energía eléctrica.

**Distribuidor:** Titular de una concesión de distribución.

**Energía Firme:** Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.

**Generador:** Titular de concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida.

**Generación Distribuida:** Instalación de Generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica.

**Grandes Usuarios:** Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya competencia contratada total sume por lo menos 10MW.

**Interconexión Regional:** Sistema de transmisión eléctrica destinada a intercambios de electricidad entre Agentes de países vecinos.

**Ley de Concesiones Eléctricas (LCE):** Decreto Ley N° 25844, promulgado el 6 de noviembre de 1992, y sus modificatorias.

**Licitación:** Proceso de concurso público para el suministro de electricidad en condiciones de competencia, que posibilitará la suscripción de contratos con las características que se señalan en el artículo 8° de la LCE.

**Mercado de Corto Plazo.** Mercado en el cual se realizan las Transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES.

**Mercado no regulado:** Corresponde a las transacciones de electricidad para los clientes que no sean de Servicio Público de Electricidad, en condiciones de competencia, en las cuales la fijación de precios no se encuentra regulada o reglamentada por ley.

**MINEM:** Ministerio de Energía y Minas.

**NTCSE:** Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

**OSINERGMIN:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

**Peaje de Transmisión:** Es la diferencia entre la compensación que remunera la parte de la base tarifaria asignada a los Usuarios y el Ingreso Tarifario. Se calcula para cada instalación.

**Plan de Transmisión:** Estudio periódico, aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, que identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte no mayor de diez (10) años. Este estudio tiene como producto un plan recomendado de obras de transmisión que considere los diversos escenarios de la expansión de la generación y de crecimiento de la demanda futura, el cronograma de ejecución y la asignación de las compensaciones para su remuneración.

**Precios Firmes:** Corresponden a los precios de la energía y potencia que resulten de los procesos de Licitación y que no están sujetos a fijación administrativa por el regulador.

**Precios a Nivel Generación:** Corresponden a los precios de generación transferibles a los Usuarios Regulados, los cuales no incluyen los costos de transmisión a ser pagados por dichos usuarios.

**Potencia Firme:** Es la potencia que se puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo con lo que defina el reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita.

**Reglamento:** Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

**SEIN:** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

**Sistema Interconectado:** Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctrica conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.

**Sistema Principal de Transmisión:** Es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

**Sistema Secundario de Transmisión:** Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.

**Sistema Complementario de Transmisión:** Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que no conforman el Sistema Garantizado de Transmisión.

**Sistema Garantizado de Transmisión:** Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión.

**Servicios Complementarios:** Servicios necesarios para asegurar el transporte de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad.

**Sistema Aislado:** Sistema eléctrico no conectado eléctricamente al SEIN. No incluye sistemas operados por empresas municipales.

**Transferencia:** Diferencia entre la cantidad inyectada por un Agente y la cantidad retirada por éste, según corresponda. La transferencia puede ser de potencia y/o de energía.

**Transmisor:** Titular de una concesión de transmisión eléctrica.

**Usuarios:** Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú.

**Usuarios Libres:** Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

**Usuarios Regulados:** Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

## ÍNDICE GENERAL

1. CAPITULO I: ASPECTOS GENERALES.....	1
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA .....	2
1.2.1. Problema General .....	2
1.2.2. Problemas Específicos.....	2
1.3. JUSTIFICACIÓN.....	2
1.3.1. La Justificación Social:.....	2
1.3.2. Justificación Académica: .....	3
1.3.3. Justificación Económica: .....	4
1.4. OBJETIVOS.....	5
1.4.1. Objetivo General .....	5
1.4.2. Objetivos Específicos .....	5
1.5. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN .....	6
1.5.1. Hipótesis General .....	6
1.5.2. Hipótesis Específicas.....	6
1.6. Variables e Indicadores .....	6
1.7. METODOLOGÍA.....	8
1.7.1. Tipo de Investigación .....	8
1.7.2. Nivel de Investigación.....	8
1.7.3. Diseño de la Investigación.....	8
1.7.4. Alcance y Limitaciones .....	8
1.7.5. Población .....	9
1.7.6. Muestra .....	9
1.7.7. Técnicas de Recolección de Datos .....	9

1.7.8.	Instrumentos de Recolección de Datos.....	10
2.	CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	11
2.1.	ANTECEDENTES.....	11
2.1.1.	Antecedentes Internacionales.....	11
2.1.2.	Antecedentes Nacionales.....	12
2.2.	MARCO NORMATIVO.....	13
2.2.1.	Marco Regulatorio Peruano.....	13
2.3.	BASES TEÓRICAS.....	17
2.3.1.	Energía y Potencia.....	17
2.3.2.	Cadena de Suministro del Sector Eléctrico.....	18
2.3.3.	Generación Eléctrica.....	20
2.3.4.	Transmisión.....	28
2.3.5.	Distribución.....	31
2.3.6.	Oferta y Demanda.....	31
2.3.7.	Costes Fijos y Variables.....	34
2.3.8.	Coste Marginal y Coste Medio.....	34
2.3.9.	Diseño del Mercado Eléctrico Peruano.....	36
2.4.	MARCO CONCEPTUAL.....	41
2.4.1.	Costos Marginales en el Mercado Eléctrico Peruano.....	41
2.4.2.	Modelamiento del Costo Marginal.....	44
2.4.3.	Despacho Económico Modelo Perseo 2.0.....	45
2.4.4.	Subastas RER.....	47
2.4.5.	Incentivos Económicos.....	51
2.4.6.	Costo de Oportunidad.....	53
2.4.7.	Factor de Planta.....	54



3.	CAPITULO III: MÉTODO PROPUESTO .....	56
3.1.	CÁLCULO DE FACTOR DE PLANTA POR BLOQUES HORARIOS .....	56
3.2.	CÁLCULO DEL COSTO DE OPORTUNIDAD .....	58
3.3.	CÁLCULO DEL INCENTIVO ECONÓMICO .....	59
3.4.	EJEMPLO APLICATIVO DEL MÉTODO PROPUESTO A LAS CENTRALES: WAYRA I Y RUBÍ .....	60
3.4.1.	Cálculo del Factor de Planta por Bloques Horarios. ....	60
3.4.2.	Cálculo del Costo de Oportunidad.....	62
3.4.3.	Cálculo del Incentivo Económico.....	65
4.	CAPITULO IV: APLICACIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO .....	69
4.1.	CÁLCULO DEL FACTOR DE PLANTA POR BLOQUES HORARIOS .....	70
4.2.	CÁLCULO DE COSTO DE OPORTUNIDAD.....	79
5.	CAPÍTULO V: ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL INCENTIVO ECONÓMICO	85
5.1.	RESULTADOS MENSUALES .....	85
5.1.1.	Caso Conservador.....	85
5.1.2.	Escenario Optimista.....	88
5.1.3.	Escenario Pesimista .....	89
5.1.4.	Análisis de Resultados por Bloques Horarios .....	92
5.1.5.	Análisis de Resultados por Escenarios de Demanda .....	93
5.2.	RESULTADOS ANUALES .....	94
6.	CONCLUSIONES.....	96
7.	RECOMENDACIONES .....	98
8.	BIBLIOGRAFÍA .....	99
9.	ANEXOS .....	103
	Anexo 01. Matriz de consistencia. ....	103

Anexo 02. Proceso de ejecución del modelo de despacho económico Perseo 2.0. ....	104
Anexo 03. A Complementary economic incentive for profitable renewable energy production. ....	110
Anexo 04. Valorización del incentivo económico de las plantas eólicas y solares.....	116
Anexo 05. Enlace de datos, análisis y resultados de la investigación. ....	117

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Evolución del marco eléctrico peruano.....	15
<b>Figura 2.</b> Actividades involucradas en el sector eléctrico. ....	19
<b>Figura 3.</b> Formación de la energía solar fotovoltaica. ....	24
<b>Figura 4.</b> Vista de la planta solar de Rubí. ....	25
<b>Figura 5.</b> Vista de la planta eólica de Wayra.....	27
<b>Figura 6.</b> Evolución de la producción de energía eléctrica por recurso energético renovable 2009 – 2022. ....	28
<b>Figura 7.</b> Relación entre potencia y pérdidas. ....	30
<b>Figura 8.</b> Curva de Oferta y Demanda. ....	33
<b>Figura 9.</b> Equilibrio entre las curvas de Oferta y Demanda ....	33
<b>Figura 10.</b> Formas de las Curvas de costes. ....	36
<b>Figura 11.</b> Agentes Económicos y Mercados.....	39
<b>Figura 12.</b> Precio Básico de la Energía. ....	41
<b>Figura 13.</b> Costo marginal ponderado y tarifa en barra mensual SEIN (costo equivalente en barra Santa Rosa 220 kV).....	44
<b>Figura 14.</b> Variables de entrada y salida del Modelo Perseo 2.0. ....	46
<b>Figura 15.</b> Factor de Planta Anual (2022).....	55
<b>Figura 16.</b> Factor de Planta Anual (2022). ....	55
<b>Figura 17.</b> Diagrama de flujo del método propuesto.....	68
<b>Figura 18.</b> Centrales solares y eólicas en operación en el mercado eléctrico peruano (hasta diciembre 2022).....	69
<b>Figura 19.</b> Perfil de potencia histórica promedio Bloque Base (2022), Potencia Instalada y Factor de Planta, para el año 2022.....	74
<b>Figura 20.</b> Perfil de potencia histórica promedio Bloque Media (2022), Potencia Instalada y Factor de Planta, para el año 2022.....	75
<b>Figura 21.</b> Perfil de potencia histórica promedio Bloque Punta (2022), Potencia Instalada y Factor de Planta, para el año 2022.....	76
<b>Figura 22.</b> Cálculo de costos de oportunidad del Caso Conservador – Bloque de media, promedio periodo 2022-2025. ....	86

<b>Figura 23.</b> Cálculo de costos de oportunidad del Caso Conservador – Bloque Base, promedio periodo 2022-2025. ....	87
<b>Figura 24.</b> Cálculo de costos de oportunidad del Caso Conservador – Bloque Punta, promedio periodo 2022-2025. ....	87
<b>Figura 25.</b> Cálculo de costos de oportunidad del Caso Optimista– Bloque Media, promedio periodo 2022-2025.....	88
<b>Figura 26.</b> Cálculo de costos de oportunidad del Caso Optimista – Bloque Media, promedio periodo 2022-2025. ....	89
<b>Figura 27.</b> Cálculo de costos de oportunidad del Caso Pesimista – Bloque Media, promedio periodo 2022-2025.....	90
<b>Figura 28.</b> Cálculo de costos de oportunidad del Caso Pesimista – Bloque Media, promedio periodo 2022-2025.....	91
<b>Figura 29.</b> Mapa de calor, Incentivo Económico de la central Wayra I en el escenario optimista, segmentado por bloques y por meses, promedio periodo 2022-2025. ....	92
<b>Figura 30.</b> Mapa de calor, Incentivo económico de la central Wayra I segmentado por escenarios y por meses, promedio periodo 2022-2025.....	93

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Matriz de Operacionalización de Variables.....	7
<b>Tabla 2.</b> Principales funciones en el sector eléctrico.....	16
<b>Tabla 3.</b> Resumen de las Subastas RER en el Perú. ....	49
<b>Tabla 4.</b> Perfil de producción mensual por bloques horarios de las centrales Wayra I y Rubí, para el año 2022.....	61
<b>Tabla 5.</b> Potencia firme de las centrales Wayra I y Rubí, para el año 2022. ....	61
<b>Tabla 6.</b> Factores de planta mensuales por bloques horarios para las centrales Wayra I y Rubí, para el año 2022.....	62
<b>Tabla 7.</b> Costos marginales mensuales para el escenario de demanda base, por bloques horarios, promedio periodo 2022 – 2025. ....	63
<b>Tabla 8.</b> Costos de oportunidad mensuales de la central solar Rubí, segmentados por escenarios de demanda y bloques horarios, promedio periodo 2022-2025.....	64
<b>Tabla 9.</b> Costos de oportunidad mensuales de la central eólica Wayra I, segmentados por escenarios de demanda y bloques horarios, promedio periodo 2022-2025.....	65
<b>Tabla 10.</b> Incentivo Económico mensual calculado para la central solar Rubí, segmentado por escenarios de demanda y bloques horarios, promedio periodo 2022-2025. ....	66
<b>Tabla 11.</b> Incentivo Económico mensual calculado para la central eólica Wayra I, segmentado por escenarios de demanda y bloques horarios, promedio periodo 2022-2025. ....	67
<b>Tabla 12.</b> Perfil de producción mensual de las centrales eólicas por bloques horarios (GWh), año 2022.....	71
<b>Tabla 13.</b> Perfil de producción mensual de las centrales solares por bloques horarios (GWh), año 2022.....	72
<b>Tabla 14.</b> Potencia Efectiva de las centrales RER eólicas y solares, para el año 2022. ....	73
<b>Tabla 15.</b> Factores de planta mensuales de las centrales eólicas por bloques horarios, 2022. ....	77
<b>Tabla 16.</b> Factores de planta mensuales de las centrales solares por bloques horarios, 2022. ....	78
<b>Tabla 17.</b> Escenarios de demanda, promedio periodo 2022-2025.....	79

<b>Tabla 18.</b> Costos marginales mensuales para los casos de demanda conservador (Demanda base), Pesimista (90 % Demanda Base) y caso Optimista (110 % Demanda Base) , promedio periodo 2022-2025. ....	80
<b>Tabla 19.</b> Costos Marginales (USD/MWh) simulando la pérdida de producción de las centrales eólicas, segmentados de manera mensual, por bloque horario y por tipo de escenario de demanda, promedio periodo 2022-2025. ....	80
<b>Tabla 20.</b> Costos Marginales (USD/MWh) simulando la pérdida de producción de las centrales solares, segmentados de manera mensual, por bloque horario y por tipo de escenario de demanda, promedio periodo 2022-2025. ....	82
<b>Tabla 21.</b> Incentivo anual total por cada planta, promedio periodo 2022-2025. ....	94

## **CAPITULO I: ASPECTOS GENERALES**

### **1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

En el contexto del mercado eléctrico peruano, se evidencia una creciente necesidad de impulsar la generación de energía renovable como parte integral de las iniciativas dirigidas a disminuir la dependencia de fuentes de energía no renovables y abordar el cambio climático. A pesar de este imperativo, hasta la fecha, la ausencia de incentivos económicos adecuados ha limitado eficazmente la expansión de la generación de energía renovable a lo largo de todos los períodos del día.

Esta carencia ha resultado en un estancamiento significativo en el avance de la producción de energía renovable en el país. A pesar del potencial latente en las fuentes solar y eólica, su carácter estacional presenta desafíos particulares. Estas fuentes de energía no son continuas, generando un déficit de generación cuando no están operativas, lo cual no solo afecta la estabilidad del sistema sino también incurre en costos adicionales. Como consecuencia, Perú mantiene una dependencia considerable de fuentes de energía convencionales, contribuyendo a la limitación en la diversificación de la matriz energética y generando impactos ambientales. La volatilidad en la producción de energía solar y eólica contribuye, además, a la fluctuación en los precios de la energía eléctrica.

Para abordar esta problemática, se evalúa el desarrollo de un incentivo económico complementario que considere factores clave como el factor de planta por bloques horarios y los costos de oportunidad. Este incentivo tiene como objetivo estimular un aumento sostenido en la producción de energía renovable solar y eólica en el mercado eléctrico peruano a lo largo de todo el día. Este enfoque busca alinear los intereses económicos con los objetivos de sostenibilidad y seguridad energética del país. La investigación se concentra en la formulación de un método para calcular este incentivo, evaluando su efectividad en

diversos escenarios de demanda. El propósito fundamental es catalizar la transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible en Perú.

## **1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

### **1.2.1. Problema General**

¿Cómo un incentivo económico complementario promueve la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano?

### **1.2.2. Problemas Específicos**

- a) ¿Cómo el desarrollo de un método permite calcular un incentivo económico que promueve la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano?
- b) ¿Cómo influyen el factor de planta por bloques horarios y los costos de oportunidad en el incentivo económico complementario?
- c) ¿De qué manera los diferentes escenarios de demanda se relacionan con el incentivo económico complementario en el mercado eléctrico peruano?

## **1.3. JUSTIFICACIÓN**

### **1.3.1. La Justificación Social:**

La tesis propone la evaluación de un incentivo económico complementario para promover la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano. Desde una perspectiva social, esta investigación es relevante debido a los siguientes aspectos:

a) Reducción de la Huella Ambiental: Fomentar la generación de energía renovable no solo contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también desempeña un papel crucial en la mitigación del cambio climático. Este enfoque impacta positivamente en la calidad del aire y la salud pública al reducir la contaminación



atmosférica. En este contexto, evaluar un incentivo económico complementario que promueva activamente la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano adquiere una relevancia estratégica aún mayor.

b) Energía Asequible: La adopción de energía renovable estabiliza precios a largo plazo y reduce la exposición a fluctuaciones en precios de combustibles fósiles. Un incentivo económico complementario, considerando factores como el factor de planta y costos de oportunidad, busca impulsar la producción constante de energía renovable solar y eólica en Perú. Este enfoque alinea intereses económicos con objetivos de sostenibilidad y seguridad energética, manteniendo la electricidad asequible. La investigación se centra en formular un método para calcular este incentivo y evaluar su efectividad, con el fin de promover una matriz energética más limpia y sostenible en el país.

c) Seguridad Energética: La diversificación de la matriz energética con fuentes renovables desempeña un papel esencial en la reducción de la dependencia de fuentes de energía no renovables, lo que a su vez puede mejorar significativamente la seguridad energética del país. Esta estrategia se ve reforzada por la evaluación del desarrollo de un incentivo económico complementario que tiene como objetivo estimular un aumento sostenido en la producción de energía renovable solar y eólica en el mercado eléctrico peruano a lo largo de todo el día.

### **1.3.2. Justificación Académica:**

La investigación propuesta tiene como objetivo evaluar un incentivo económico complementario para promover la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano. La relevancia de este estudio se fundamenta en la necesidad de diversificar la matriz

energética, reducir la dependencia de fuentes no renovables y fomentar la producción de energía solar y eólica a lo largo del día.

a) Contribución a la Literatura Científica: Este estudio busca llenar un vacío identificado en la literatura científica, centrándose en la implementación de incentivos económicos complementarios para la generación continua de energía renovable en el mercado eléctrico peruano.

b) Desarrollo de un Método: La investigación se enfoca en la evaluación de un método para calcular el incentivo económico complementario, ofreciendo un análisis crítico de su aplicabilidad y eficacia en el contexto específico del mercado eléctrico peruano.

Análisis Detallado: El estudio realiza un análisis detallado de factores como el factor de planta por bloques horarios y los costos de oportunidad, lo que proporciona información valiosa para comprender la dinámica de la generación de energía renovable en el mercado peruano.

c) Análisis de Factores Clave: El análisis de la influencia del factor de planta por bloques horarios y los costos de oportunidad en el incentivo económico complementario busca entender mejor los determinantes de su efectividad.

d) Relevancia Práctica: La comparación del incentivo bajo diferentes escenarios de demanda tiene aplicaciones prácticas al ofrecer directrices para la adaptabilidad y eficacia del incentivo en situaciones dinámicas del mercado eléctrico.

### **1.3.3. Justificación Económica:**

Desde una perspectiva económica, esta tesis es relevante debido a los siguientes aspectos:

a) Estímulo a la Inversión: El desarrollo de un incentivo económico puede estimular la inversión en proyectos de energía renovable en Perú, lo que a su vez puede generar empleo y fomentar el crecimiento económico.

b) Reducción de Costos a Largo Plazo: Promover la generación de energía renovable puede ayudar a reducir los costos de generación de electricidad a largo plazo al disminuir la dependencia de combustibles fósiles, lo que beneficiaría tanto a los consumidores como a las empresas.

En resumen, esta tesis adquiere una dimensión económica crucial al proponer soluciones que estimulan la inversión y ofrecen perspectivas de reducción de costos en el sector energético peruano. Además, al contribuir a la transición hacia fuentes renovables, se espera que esta investigación no solo beneficie al medio ambiente, sino que también aporte al conocimiento en los campos de la energía renovable y la economía energética.

## **1.4. OBJETIVOS**

### **1.4.1. Objetivo General**

Evaluar un incentivo económico complementario que promueva la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano.

### **1.4.2. Objetivos Específicos**

- a) Evaluar un método para calcular un incentivo económico complementario para promover la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano.
- b) Relacionar la influencia del factor de planta por bloques horarios y los costos de oportunidad en el incentivo económico complementario.

- c) Determinar el incentivo económico complementario bajo diferentes escenarios de demanda.

## **1.5. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.5.1. Hipótesis General**

El incentivo económico complementario promoverá el aumento de la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano.

### **1.5.2. Hipótesis Específicas**

- a) El método desarrollado permite calcular un incentivo económico complementario suficiente para promover la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano.
- b) A mayor factor de planta por bloques horarios y mayor costo de oportunidad, mayor será el incentivo económico complementario.
- c) El incentivo económico complementario en el escenario de demanda optimista es mayor frente al incentivo económico complementario de los escenarios de demanda conservador y pesimista.

## **1.6. Variables e Indicadores**

En la Tabla 1, se describen las variables, tipos, dimensiones e indicadores de la presente investigación. La matriz de operacionalización de variables se utiliza para definir de manera precisa cómo se medirán y se registrarán las variables de estudio.

**Tabla 1.** Matriz de Operacionalización de Variables.

<b>Variable Independiente: Producción de Energía Renovable</b>		<b>Dimensiones</b>	<b>Indicadores</b>	<b>Escala de medición</b>
<b>Definición conceptual</b>	<b>Definición operacional</b>			
La producción de energía renovable implica la generación de electricidad a partir de fuentes sostenibles y ambientalmente amigables, como la solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa o geotérmica. Este enfoque busca reducir la dependencia de fuentes de energía no renovables, mitigar el impacto ambiental y promover la transición hacia un sistema energético más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.	La producción de energía renovable consiste en generar electricidad de manera sostenible, utilizando fuentes como el sol, el viento, el agua, la biomasa o el calor de la Tierra. En el caso del mercado eléctrico peruano, es importante tener en cuenta los Factores de Planta por bloques horarios. Estos factores indican cuánta energía se está generando en comparación con la capacidad máxima posible, ayudando a optimizar la eficiencia y la planificación de la producción de energía renovable según las variaciones en la oferta y la demanda a lo largo del día.	<b>Factores de Planta por bloques horarios:</b> El factor de planta es un indicador importante en el mercado eléctrico peruano que mide la relación entre la energía eléctrica generada y la energía eléctrica máxima que podría generar si estuviera funcionando a plena capacidad durante todo el tiempo.	Cantidad de energía renovable generada	MWh
<b>Variable Dependiente: Incentivo Económico Complementario</b>		<b>Dimensiones</b>	<b>Indicadores</b>	<b>Escala de medición</b>
<b>Definición conceptual</b>	<b>Definición operacional</b>			
Couture y Gagnon, (2010). Los incentivos económicos son estímulos que se brinda a los inversionistas, productores y/o consumidores para motivarlos a la continuación de sus actividades, ya sea de manera monetaria (subsidiando una actividad, recibiendo bonificaciones, etc.) o moralmente (regalías, reconocimientos, premios, etc.), con ello se propicia crecimiento y expansión del mercado, cosa que no se logra en ocasiones por un marco normativo.	Un incentivo económico complementario se refiere a los estímulos adicionales que se ofrecen a inversores, productores o consumidores con el objetivo de fomentar y mantener sus actividades promoviendo así el crecimiento del mercado. Considerando el costo de oportunidad, se evalúa la renuncia a otras opciones en favor de la elección actual. En el contexto de la demanda de potencia y/o energía eléctrica, estos incentivos influyen en las decisiones al tener en cuenta los costos de oportunidad asociados con el consumo de energía.	<b>Costos de Oportunidad:</b> El coste de oportunidad se define como el valor de la opción a la que se renuncia por hacer otra cosa. En otras palabras, el coste de oportunidad es la diferencia entre el valor de la opción tomada y el valor de la opción descartada. <b>Demanda:</b> La demanda eléctrica en los mercados energéticos se refiere a la cantidad de energía que los consumidores desean adquirir en un momento específico. En el despacho económico de un sistema eléctrico, se busca asignar eficientemente los recursos de generación para satisfacer esta demanda, minimizando los costos totales.	Costos de oportunidad asociados a las decisiones de producción.  Definición de los escenarios de demanda y evaluación del impacto de la producción de energía renovable	USD/MWh  MWh

**Fuente:** Elaboración propia.

## **1.7. METODOLOGÍA**

### **1.7.1. Tipo de Investigación**

El tipo de investigación corresponde a un nivel básico. La investigación se enfoca en comprender cómo los factores como el factor de planta, los costos de oportunidad y los escenarios de demanda influyen en la efectividad de los incentivos económicos.

La investigación propuesta es de enfoque cuantitativo, ya que tiene como objetivo desarrollar un incentivo económico complementario para promover la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano.

### **1.7.2. Nivel de Investigación**

El presente trabajo de investigación tendrá un nivel de investigación explicativo, ya que en este se pretende evaluar un incentivo económico complementario que promueva la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano.

### **1.7.3. Diseño de la Investigación**

El diseño de investigación es no experimental, ya que se enfocará en observar y evaluar las unidades de estudio sin llevar a cabo manipulaciones o intervenciones experimentales.

### **1.7.4. Alcance y Limitaciones**

El presente trabajo de investigación tomará en consideración solamente las plantas solares y eólicas que se encuentren en operación actual hasta el año 2022, no toma en cuenta centrales con proyección de ingreso, ni centrales de biomasa, ni centrales hidroeléctricas menores de 20MW, que según el DL 1002, son considerados como Recursos Energéticos Renovables no convencionales.

Este modelo es aplicable a mercados eléctricos basados en la teoría marginalista de costos.

El presente trabajo de investigación se centra en un horizonte de tiempo de mediano plazo, abarcando desde el año 2022 hasta el 2025. Es esencial destacar que, para el cálculo del factor de planta por bloques horarios, se emplean datos de generación histórica de las plantas solares y eólicas correspondientes al año 2022.

Dado que, el análisis es de mediano plazo, se utiliza el promedio de los costos marginales (resultados que se obtiene del modelo Perseo 2.0 del horizonte de tiempo 2022-2025) para hallar los costos de oportunidad y el incentivo económico final.

El presente trabajo de investigación limitará el concepto de confiabilidad solamente a la variabilidad de la generación de las plantas solares y eólicas, es decir no analizará aspectos técnicos relacionados al análisis de la estabilidad del sistema, puesto que el enfoque de la investigación es mayormente económico.

#### **1.7.5. Población**

La población de la presente investigación es el mercado eléctrico peruano.

#### **1.7.6. Muestra**

La muestra corresponde a 07 plantas solares y 07 plantas eólicas del sistema eléctrico peruano.

#### **1.7.7. Técnicas de Recolección de Datos**

La recolección del presente trabajo será básicamente documental, pues se demandará de información contenida en normas y reportes de las entidades que participan en el mercado eléctrico peruano, como COES y OSINERGMIN.

### **1.7.8. Instrumentos de Recolección de Datos**

Se utilizarán la producción de energía de las plantas solares y eólicas del reporte estadístico del COES como datos de entrada y para la interpretación de los costos marginales se utilizará el modelo de despacho económico, Perseo 2.0.



## CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1. ANTECEDENTES

#### 2.1.1. Antecedentes Internacionales

Se han desarrollado diversos mecanismos en todo el mundo para hacer viables las inversiones en renovables. En la Unión Europea principalmente se han desarrollado las siguientes:

- a) Tarifas de alimentación – Feed-in Tariffs: Las tarifas de alimentación implican que los generadores de energía renovable tienen derecho a vender toda su producción en la red eléctrica y a obtener, a cambio, una retribución basada en un precio fijo o, alternativamente, en el precio diario de mercado eléctrico más un incentivo que compense el valor medioambiental. Se ha aplicado a los países de Alemania, España y Dinamarca. (García Alvarez & Mariz Pérez, 2012)
- b) Subastas competitivas – Competitive Auctions: El regulador del sistema reserva una proporción de mercado para la producción de energía renovable y desarrolla un sistema competitivo entre los generadores que utilizan estos recursos. Los distribuidores tienen la obligación de adquirir la cantidad producida en ese mercado reservado. Son los casos de Italia y Suecia. (García Alvarez & Mariz Pérez, 2012)
- c) Las cuotas de certificados verdes negociables – Green Certificates: Se basa en la energía producida a partir de fuentes renovables con la finalidad de que pueda ser parte de la cadena de generación del mercado eléctrico. Para ello, el Gobierno establece la obligación de que los distribuidores adquieran un determinado porcentaje de su suministro a partir de energías renovables (cuota fija de

electricidad); este porcentaje suele aumentar con el tiempo. Se ha aplicado en Francia o Letonia. (García Alvarez & Mariz Pérez, 2012)

El éxito de la implantación de las energías renovables en Europa se debe a la aplicación del sistema de Tarifas de Alimentación, que ha demostrado ser, con diferencia, el sistema más eficiente en comparación con los otros incentivos aplicados. Por ejemplo, España y Alemania son los países con mayor capacidad de potencia instalada y producción de energía renovable en Europa debido a la venta de energía a los distribuidores considerando las Tarifas de Alimentación definidas para un año. (García Alvarez & Mariz Pérez, 2012, pág. 53)

Podemos destacar algunas lecciones de las experiencias europeas, por ejemplo, los resultados obtenidos en el Reino Unido con los procedimientos de licitación que no fueron significativos. El instrumento generó un alto grado de competencia de precios que no reflejaba el coste real de la generación y, por tanto, fracasó en la puesta en marcha de nueva capacidad instalada. Como se ha visto en los Países Bajos, los instrumentos complejos y los cambios frecuentes en las políticas adoptadas no son deseables, además la política debe ser clara y coherente para garantizar el desarrollo a largo plazo. (C. Valle. E. La Rovere, 2006)

## **2.1.2. Antecedentes Nacionales**

### **2.1.2.1. Promoción de las RER en el Perú**

El camino recorrido por el Perú en materia de promoción de las fuentes de energía renovable se inició en 2008 con la declaración de interés nacional en el desarrollo de nueva generación de electricidad mediante el uso de recursos renovables; en 2010 se tomaron medidas con el objetivo de acelerar la inversión y facilitar el financiamiento para la ejecución de estos proyectos, y en 2011 se reguló la generación de electricidad con energías renovables. El Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento establecen un proceso de subasta a cargo del

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), en el que las empresas interesadas realizan ofertas técnicas y económicas para ser adjudicadas con derechos de suministro de electricidad a partir de fuentes renovables. (MINEM, 2010)

## **2.2. MARCO NORMATIVO**

### **2.2.1. Marco Regulatorio Peruano**

Las grandes directrices sobre la organización y el funcionamiento del sector eléctrico peruano se encuentran establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), que reestructuró la organización del mercado eléctrico y, en consecuencia, estableció condiciones necesarias para su desarrollo, logrando el abastecimiento oportuno y suficiente de energía para todo el Perú. La LCE se encuentra vigente desde 1992, habiendo sufrido algunos cambios posteriores, en especial mediante la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (LDGE) (Osinermin, 2016).

La Ley N° 28832 introdujo cambios significativos en la planificación y expansión del Sistema de Transmisión Eléctrica en Perú, con el propósito de fomentar las inversiones en esta área. Estos cambios incluyeron dos procesos clave: el plan de transmisión y el plan de inversiones. Además, se establecieron dos nuevos sistemas de transmisión: el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y el Sistema Complementario de Transmisión (SCT).

El plan de transmisión es elaborado cada dos años por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) y debe ser aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), previa opinión de Osinermin. Las instalaciones incluidas en este plan son adjudicadas mediante un proceso de licitación a través de una Asociación Público-Privada (APP) y forman parte del SGT. Además, la Ley establece que cualquier instalación que inicie operaciones se incorporará automáticamente a uno de los

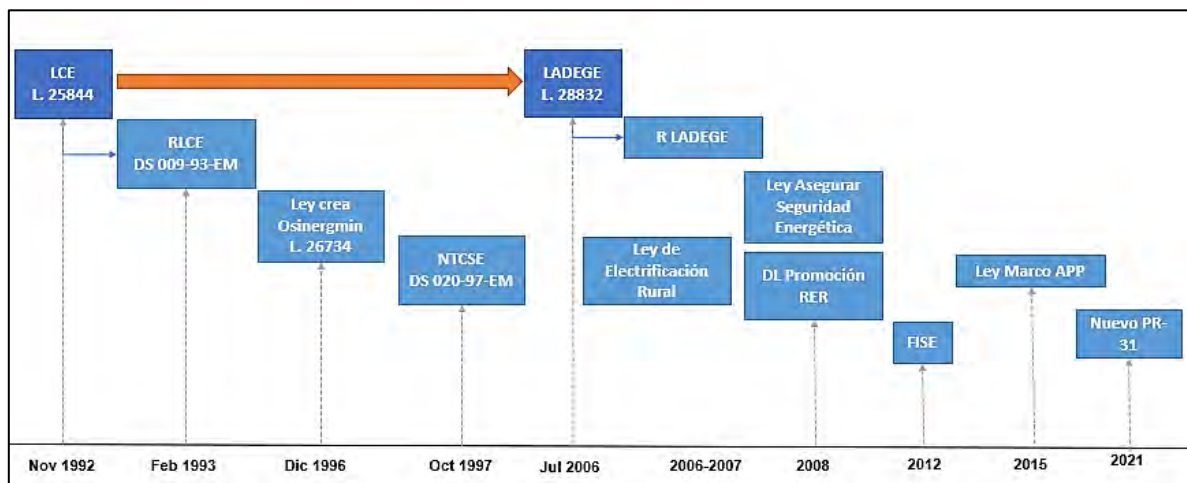
nuevos sistemas de transmisión (SGT o SCT). Osinergmin desempeña un papel crucial al verificar el cumplimiento de las políticas y criterios definidos por el MEM para la elaboración y actualización del plan de transmisión.

Por otro lado, el plan de inversiones es elaborado cada cuatro años por los concesionarios de las instalaciones de transmisión que atienden exclusivamente a la demanda. Las instalaciones incluidas en este plan forman parte del SCT. Osinergmin también desempeña un rol importante al definir los criterios y procedimientos para la elaboración de este plan, y es la entidad encargada de su aprobación.

En resumen, la Ley N° 28832 introdujo cambios significativos en la planificación y expansión del sistema de transmisión eléctrica en Perú, estableciendo dos procesos de planificación (plan de transmisión y plan de inversiones) y dos nuevos sistemas de transmisión (SGT y SCT) para promover inversiones y garantizar la eficiencia en el sector eléctrico del país. Osinergmin cumple un papel esencial en la supervisión y regulación de estos procesos para asegurar un suministro eléctrico confiable y eficiente. (Osinergmin, 2016).

En la Figura 1, se muestra la evolución del mercado eléctrico peruano desde las LCE hasta la modificación del PR-31.

**Figura 1.** Evolución del marco eléctrico peruano.



**Fuente.** Elaboración propia.

### 2.2.1.1. Marco Institucional y Funciones

En el ámbito del sector energético y minero del Perú, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) son dos entidades fundamentales con roles específicos en la implementación del marco regulatorio y el cumplimiento de las regulaciones.

El MINEM actúa como el órgano rector del sector y tiene la responsabilidad de formular y evaluar políticas nacionales relacionadas con la energía, en consonancia con las políticas generales y planes del Gobierno. Mientras tanto, Osinergmin asume la función de regular, supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las normativas legales y técnicas por parte de las empresas del sector, en la Tabla 2, se aprecia en resumen las funciones de las distintas entidades involucradas en el sector eléctrico.

**Tabla 2.** Principales funciones en el sector eléctrico

<b>Entidad</b>	<b>Principales funciones en el sector eléctrico</b>
Presidencia del Consejo de Ministros	<p>Promueve, coordina y articula políticas nacionales con las Entidades del Estado, la Sociedad Civil y el Sector Privado, de manera participativa, transparente y concertada, ejerciendo rectoría.</p> <p>Tiene adscritos a ella todos los ministerios y organismos reguladores, además de diversos organismos públicos, oficinas, consejos y comisiones.</p>
Ministerio de Energía y Minas (MEM)	<p>Organismo central y rector del Sector Energía y Minas.</p> <p>Formula y evalúa las políticas nacionales referentes al sector de electricidad, hidrocarburos y minería.</p> <p>Elabora, aprueba, propone y aplica la política del sector y dicta las normas pertinentes.</p> <p>Las normas dictadas por otras entidades para los sectores bajos. Su competencia deber tener su opinión favorable, excepto en caso tributario.</p>
ProInversión	<p>Promueve la inversión en sistemas de generación y transmisión eléctrica.</p> <p>Efectúa licitaciones para la construcción de las instalaciones contenidas en el Plan de Transmisión</p> <p>Conduce proyectos de subastas BOOT (build, own operate, tranfer) y subastas de Remuneración Anual Garantizada (RAG).</p>
Indecopi	<p>Promueve y monitorea la libre competencia del mercado eléctrico.</p> <p>Evalúa la competencia leal en el sector eléctrico de acuerdo con la Ley AAOSE.</p> <p>Regula las concentraciones horizontales o verticales que se podrían dar entre las actividades del mercado eléctrico. Antes de realizarse una fusión o integración, debe existir una autorización previa de esta institución.</p>
COES	<p>Coordina la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema</p> <p>Administra el mejor aprovechamiento de los recursos destinados a la generación de energía eléctrica.</p> <p>Planifica el desarrollo de la transmisión del SEIN.</p> <p>Administra el mercado de corto plazo.</p>
Ministerio del Ambiente	<p>Diseña, establece, ejecuta y supervisa la aplicación de la política ambiental.</p> <p>Promueve la conservación y uso sostenible de los recursos naturales, diversidad biológica y áreas naturales protegidas.</p> <p>Interviene en la elaboración de ECAs y LMPs.</p> <p>Es el ente rector del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).</p>
OEFA	<p>Fiscaliza, supervisa controla y sanciona en materia ambiental.</p> <p>Es el ente rector del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización ambiental (Sinefa).</p>

Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral (Sunafil)	<p>Promueve, supervisa y fiscaliza el cumplimiento del ordenamiento jurídico sociolaboral y el de seguridad y salud en el trabajo.</p> <p>Brinda asesoría técnica, realiza investigaciones y propone la emisión de normas sobre dichas materias.</p> <p>Suscribe convenios con gobiernos regionales, entidades públicas o privadas para la fiscalización de las normas de su competencia.</p>
--	---

**Fuente:** La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país, 2016. Osinergmin.

## 2.3. BASES TEÓRICAS

### 2.3.1. Energía y Potencia

Un elemento de circuito con diferencia de potencial  $V_a - V_b = V_{ab}$  y corriente  $I$  introduce energía al circuito si la dirección de la corriente es del potencial más bajo al más alto en el dispositivo, y extrae energía del circuito si la corriente es la opuesta. La potencia  $P$  (tasa de transferencia de energía) es igual al producto de la diferencia de potencial por la corriente. A continuación, se resumen las siguientes ecuaciones de Potencia y Energía.

$$P = V_{ab}I \quad (1)$$

$$P = V_{ab}I = I^2R = \frac{V_{ab}^2}{R} \quad (2)$$

$$E = V * I * t (Wh) \quad (3)$$

Donde:

**P:** Potencia (Watts)

**V:** Diferencia de potencial entre el punto a y b (Volts)

**I:** Corriente (Amperios)

**R:** Resistencia (Ohmios)

**E:** Energía (Watts.hora)

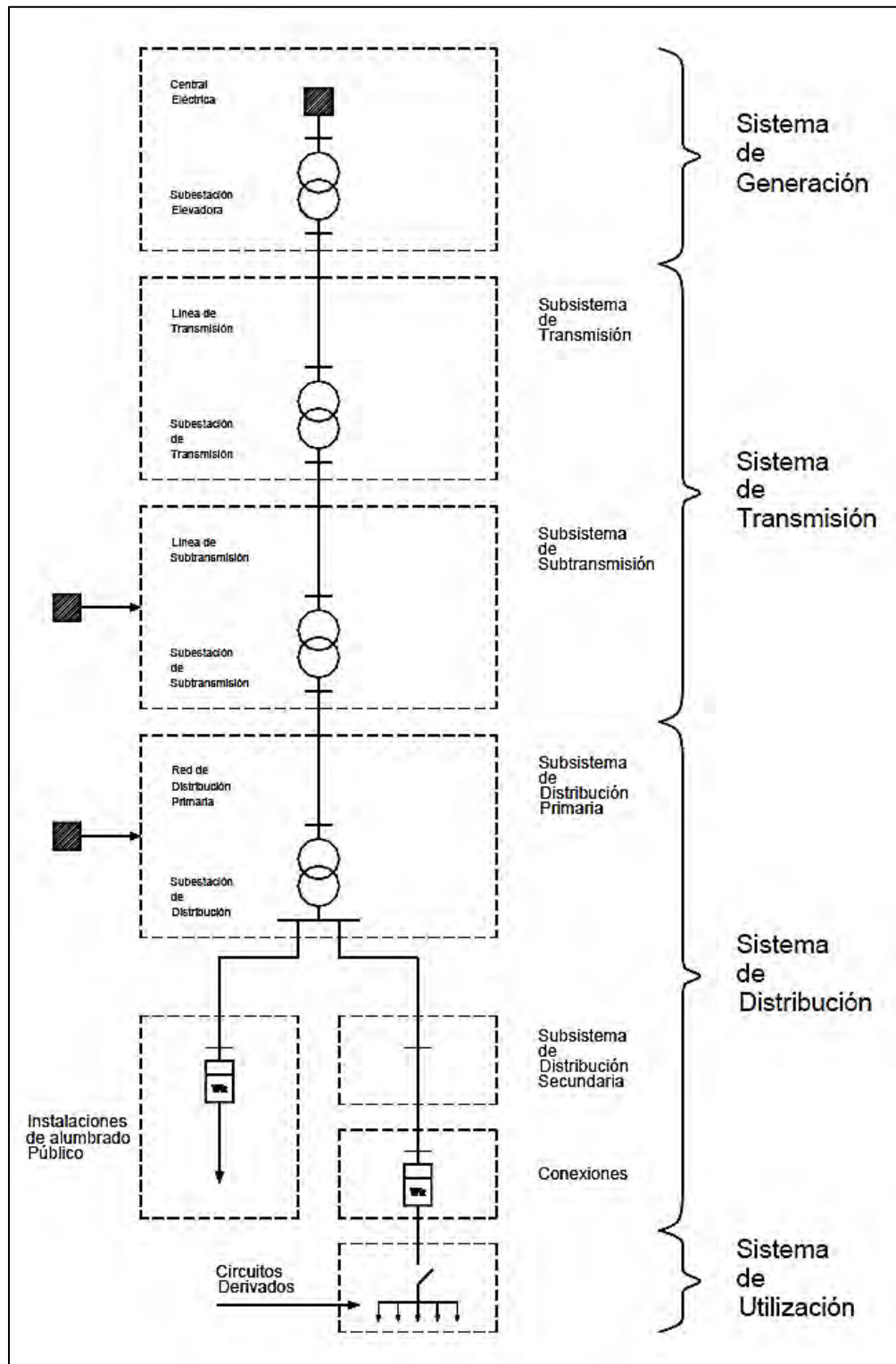
Los anteriores conceptos básicos se pueden encontrar con más detalle en el libro de (Young & Freedman, 2014).

### **2.3.2. Cadena de Suministro del Sector Eléctrico**

Las actividades que tienen que desempeñar los diferentes agentes del sector eléctrico, se pueden distinguir entre aquellas que tienen un carácter físico y aquellas que tienen un carácter comercial. Las funciones físicas son la generación, producción de electricidad, la transmisión, la operación del sistema y la distribución. Las funciones comerciales son las ventas en el mercado mayorista, ventas de los generadores a los distribuidores o comercializadores y las ventas a los consumidores finales. (Dammert Lira et al., 2013) Las actividades del mercado eléctrico se muestran en la Figura 2.



**Figura 2.** Actividades involucradas en el sector eléctrico.



**Fuente:** Norma DGE – Terminología en Electricidad.

### **2.3.3. Generación Eléctrica**

Es la primera actividad en la cadena de producción de la industria eléctrica y se encarga de transformar las fuentes de energía primaria en energía eléctrica. La energía primaria es toda aquella energía extraída de la naturaleza y que no ha sufrido algún tipo de transformación o conversión, mientras que la secundaria se obtiene a partir de la energía primaria empleando algún tipo de proceso de transformación o conversión (Osinergmin, 2016).

La generación eléctrica se clasifica principalmente según la fuente de energía primaria que impulsa la turbina del generador. En este sentido, históricamente se han reconocido dos tipos principales de generación eléctrica a nivel global: la generación hidráulica y la generación térmica (Dammert Lira et al., 2011).

Sin embargo, es importante tener en cuenta la posibilidad de identificar otros métodos de generación, especialmente aquellos basados en Fuentes de Energía Renovable No Convencional. Entre estas fuentes se incluyen el viento, la radiación solar y el calor proveniente del subsuelo, entre otras (Dammert Lira et al., 2013). A continuación, se examinarán en detalle los tipos de generación eléctrica.

#### **2.3.3.1. Generación Hidráulica**

La generación eléctrica de tipo hidráulica se lleva a cabo mediante las centrales hidroeléctricas. Estas instalaciones aprovechan tanto la energía cinética como la energía potencial gravitatoria del agua para poner en movimiento el rotor del generador, lo que a su vez genera electricidad como resultado de este proceso.

Las centrales eléctricas de generación hidráulica se dividen en dos categorías: las de pasada, también conocidas como de flujo libre, y las de embalse. Las centrales de pasada

operan sin un embalse y aprovechan exclusivamente la energía cinética generada por el flujo natural de agua en los ríos para impulsar las turbinas de los generadores. Sin embargo, su producción es volátil y depende de la disponibilidad de agua, lo que significa que en temporadas secas su capacidad de generación puede ser limitada o incluso nula, mientras que en temporadas húmedas aumenta significativamente. Por otro lado, las centrales de embalse están asociadas a la existencia de un embalse, creado mediante la construcción de una represa que genera un desnivel en el lecho del río. Estas centrales aprovechan tanto la energía cinética como la energía potencial gravitatoria almacenada en el embalse para producir electricidad de manera más constante. (Dammert Lira et al., 2011)

Como ejemplo de generación hidráulica se puede mencionar a la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (Egema), que cuenta con la represa de Sibinacocha, adicionalmente cuenta con una potencia instalada de 208.07 MW, distribuida en dos centrales de generación eléctrica, el 92.5% corresponde a la Central Hidroeléctrica Machupicchu y el 7.5 % a la Central Térmica Dolorespata, en la actualidad, retirada de la operación del COES (Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. , 2022)

### **2.3.3.2. Generación Térmica**

La generación térmica es la producción de energía eléctrica a partir de la combustión de combustibles fósiles como el petróleo, gas natural o carbón.

Se pueden identificar varios tipos de centrales térmicas en este contexto:

- a) Centrales térmicas a diésel y/o derivados: Estas centrales utilizan combustibles como diésel y derivados del petróleo para generar electricidad. El proceso implica la combustión de estos combustibles para calentar agua y producir vapor a alta presión y temperatura, que luego se utiliza para hacer girar una turbina conectada

al generador eléctrico. Sin embargo, se produce un desperdicio significativo de energía calórica, ya que la alta temperatura de los gases generados no se aprovecha eficazmente. El vapor de agua generado se condensa para su reutilización.

- b) Centrales térmicas a carbón: En estas centrales, la electricidad se produce calentando agua mediante la combustión de carbón hasta que hierva, generando vapor a alta presión y temperatura para hacer girar una turbina y, en consecuencia, el generador eléctrico. Al igual que en las centrales a diésel, se desaprovecha una parte importante de la energía calórica generada. Sin embargo, el agua se recicla para repetir el proceso. Es importante señalar que la combustión de carbón produce partículas sólidas, lo que requiere la adición de equipos de precipitación y filtración de gases.
- c) Centrales térmicas a gas natural: Estas centrales pueden ser de dos tipos: de ciclo simple y de ciclo combinado.

Centrales térmicas a gas natural de ciclo simple: En este enfoque, el gas natural se quema en una cámara de combustión, y se utiliza un compresor de aire para aumentar la presión del gas antes de la combustión. La expansión de los gases calientes resultantes se utiliza para hacer girar una turbina y, finalmente, el generador eléctrico. Sin embargo, al igual que en otros tipos de centrales térmicas, se desperdicia energía calórica.

Centrales térmicas a gas natural de ciclo combinado: En estas centrales, los gases calientes producidos en el ciclo simple se reutilizan para calentar una caldera de agua, generando vapor a alta presión y temperatura. Este vapor se utiliza para impulsar una segunda turbina conectada a otro generador eléctrico, lo que genera electricidad adicional. Este

enfoque, conocido como ciclo combinado, mejora la eficiencia al aprovechar mejor la energía térmica, pero requiere una inversión inicial más alta. (Dammert Lira et al., 2011)

### **2.3.3.3. Generación Solar**

La energía solar es la energía primaria más abundante en el planeta. La energía solar es una forma de energía renovable que se obtiene a partir de la captación de radiaciones electromagnéticas provenientes del sol. Los sistemas de aprovechamiento de esta energía se dividen en dos grupos: pasivos y activos. Los sistemas pasivos no requieren dispositivos especiales para captar la energía solar; en su lugar, se valen de elementos arquitectónicos bioclimáticos diseñados para interactuar eficazmente con la luz solar. En contraste, los sistemas activos demandan dispositivos específicos, como paneles fotovoltaicos y colectores solares térmicos, para captar la radiación solar. (Osinergmin, 2019)

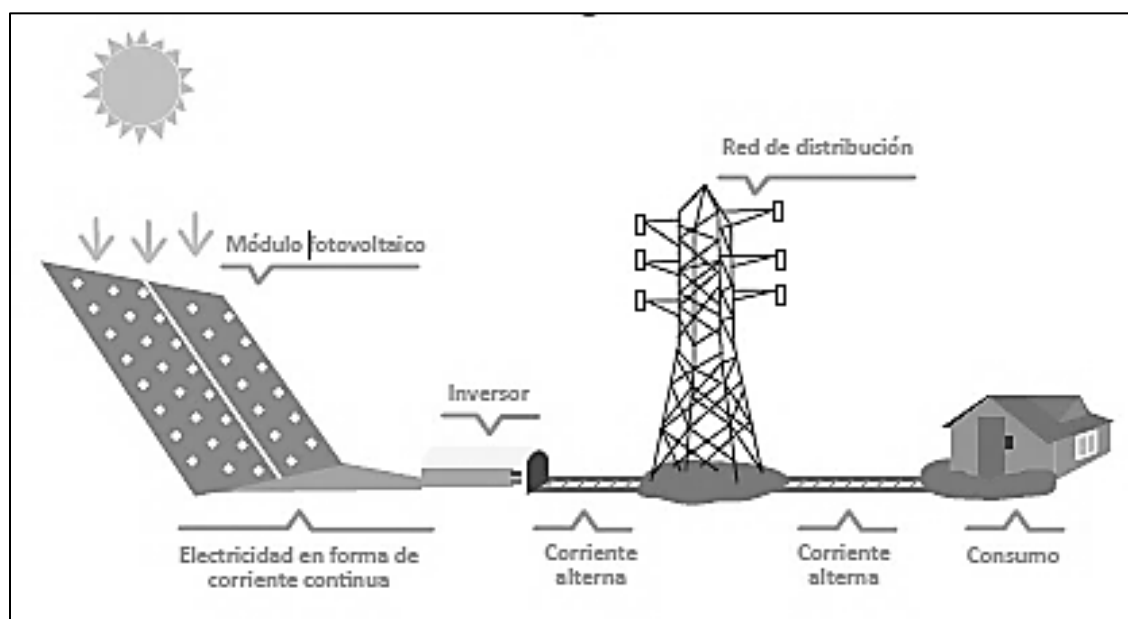
En este contexto, se abordarán dos tecnologías pertenecientes a la categoría de sistemas activos: la solar fotovoltaica y la solar térmica.

La tecnología solar fotovoltaica implica la conversión de la radiación solar en energía eléctrica a través de materiales semiconductores, como las células fotovoltaicas, fabricadas principalmente a partir de silicio, un elemento ampliamente disponible en la naturaleza. Cuando los fotones de la luz solar inciden en una de las caras de la célula fotovoltaica, se genera una corriente eléctrica que se emplea como fuente de energía, en lo que se conoce como efecto fotoeléctrico. Los paneles solares fotovoltaicos consisten en un conjunto de células fotovoltaicas con características similares, conectadas en serie o en paralelo, que producen electricidad en corriente continua.

Por otro lado, la tecnología solar térmica implica la transformación de la energía solar en calor mediante un captador o colector a través del cual fluye esta energía. Las plantas de

energía termosolar de concentración son un conjunto de tecnologías que, tras captar la radiación solar, calientan un fluido y, mediante un ciclo termodinámico convencional, producen el vapor necesario para mover una turbina conectada a un generador y así generar energía eléctrica. Existen cuatro tipos de centrales solares térmicas: disco Stirling, torre central, sistemas de concentración lineal de Fresnel y los canales cilindro parabólicos (Osinergmin, 2019).

**Figura 3.** Formación de la energía solar fotovoltaica.



**Fuente:** Proyecto Tecnología: Pelaez y Espinoza. 2015.

En el desierto de Moquegua, Perú, se encuentra la planta de energía solar más grande del país, conocida como Rubí. Esta impresionante instalación cuenta con una capacidad de generación de 144.48 MW (equivalentes a 180 MWp) y fue adjudicada a un precio monómico de energía de US\$ 48 (MWh). La planta Rubí está compuesta por un total de 560,880 paneles solares, que se extienden a lo largo de 400 hectáreas de terreno, ubicadas en el kilómetro 1115 de la Panamericana Sur. Esta planta solar representa un hito significativo en la

expansión de la energía renovable en Perú y contribuye de manera notable a la diversificación de la matriz energética del país. (Enel Green Power, s.d.)

**Figura 4.** Vista de la planta solar de Rubí.



**Fuente:** Enel Green Power Perú.

#### **2.3.3.4. Generación Eólica**

Este tipo de central eléctrica utiliza la fuerza del viento para su operación. Esta tecnología utiliza la energía cinética de las corrientes del aire para hacer girar las hélices de los aerogeneradores eléctricos.

La energía eólica se obtiene a través de máquinas compuestas por aspas oblicuas unidas a un eje giratorio, conocidas como aerogeneradores o turbinas eólicas, que transforman la energía cinética del viento en energía eléctrica. Estas turbinas se instalan en parques eólicos, que pueden estar ubicados en tierra firme (onshore) o en el mar (offshore), dependiendo de la ubicación geográfica.

Los parques eólicos onshore son aquellos que se encuentran en tierra. Por otro lado, los parques eólicos offshore se ubican en el mar y tienen la capacidad de capturar una mayor cantidad de energía en comparación con la tecnología onshore. Los primeros parques eólicos offshore se construyeron a principios de la década de 1990 en países como Suecia y Dinamarca, marcando el inicio de esta tecnología en la generación de energía eólica en entornos marinos (Osinergmin, 2019).

En resumen, la energía eólica se aprovecha mediante turbinas eólicas que pueden estar en tierra firme o en el mar, y la elección de la ubicación depende de diversos factores, incluyendo la disponibilidad de recursos eólicos y consideraciones logísticas. La tecnología ha avanzado con el tiempo, permitiendo turbinas más grandes y eficientes en ambas configuraciones.

En el Perú, la central eólica Wayra I se localiza a 29 kilómetros de la ciudad de Nasca, a 51 kilómetros de San Juan de Marcona y a 480 kilómetros de Lima, en las proximidades de la Carretera Panamericana Sur, específicamente en el distrito de Marcona, provincia de Nasca, región de Ica. Esta infraestructura cuenta con una capacidad instalada de 132.3 MW y equipada con 42 aerogeneradores.

Es importante destacar que, una vez se completen, Wayra Extensión y Wayra I conformarán el proyecto eólico más extenso de Perú, con una capacidad instalada cercana a los 310 MW. Esta potencia adicional será integrada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), contribuyendo significativamente al suministro de energía verde a nivel nacional. (Enel Green Power Perú, s.d.)



**Figura 5.** Vista de la planta eólica de Wayra.



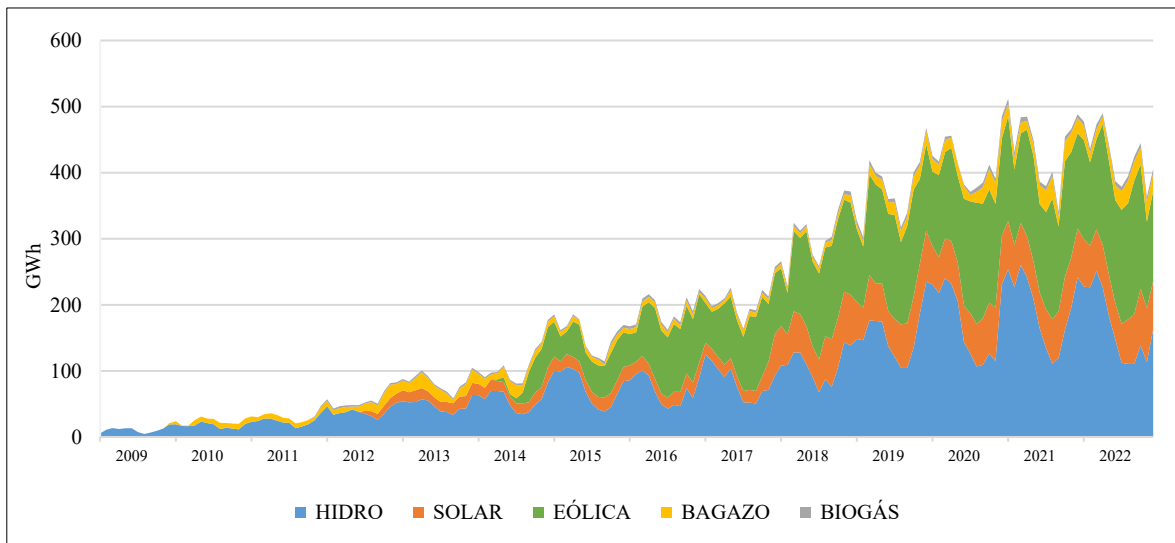
**Fuente:** Enel Green Power Perú.

La presente tesis se centra en el estudio y análisis de plantas solares y eólicas como fuentes de energía renovable. Sin embargo, es relevante mencionar que existen otras fuentes de energía renovable, como la generación geotérmica y la biomasa, que no serán tratadas en profundidad en este trabajo. La generación geotérmica se basa en el aprovechamiento del calor proveniente del interior de la Tierra, mientras que la biomasa se refiere a la obtención de energía a partir de materia orgánica, como residuos agrícolas o forestales. Aunque estas fuentes son importantes y tienen su propio conjunto de aplicaciones y beneficios.

### 2.3.3.5. Evolución histórica de la producción de energía renovable en el Perú

En la Figura 6, se aprecia la evolución de producción de energía eléctrica, importante notar que a partir del 2012 se tiene presencia de generación solar, y generación eólica desde el 2014.

**Figura 6.** Evolución de la producción de energía eléctrica por recurso energético renovable 2009 – 2022.



**Fuente:** Estadísticas Anuales 2022 - COES 2022

### 2.3.4. Transmisión

Esta actividad permite el transporte de la electricidad desde los centros de producción o centrales eléctricas hacia los centros de consumo o usuarios finales. Esta actividad puede compararse con una carretera que sirve de transporte de vehículos de un punto a otro, del mismo modo, la corriente eléctrica necesita una “carretera”, un medio o un conductor para poder transmitir o transportar electrones (Dammert Lira et al., 2011).

El sistema de transmisión de electricidad representa un costo significativo en el rango del 5% al 15% del costo total de la electricidad. Esta actividad se caracteriza por tener

economías de escala importantes, especialmente en la etapa de diseño de las instalaciones, lo que la convierte en un monopolio natural.

El sistema de transmisión incluye una red de líneas eléctricas, subestaciones con transformadores que ajustan la tensión eléctrica para permitir la interconexión, y diversos equipos como postes y cables. Estos cables, en su mayoría, están hechos de aluminio o aleaciones de aluminio y acero, con un uso limitado de cobre debido a su mayor peso (Dammert Lira et al., 2013).

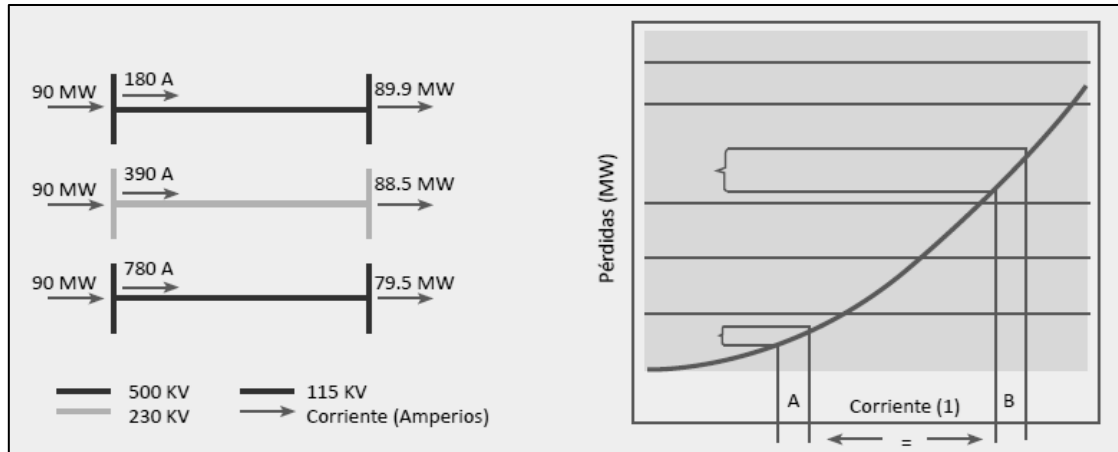
En el sector de transmisión de electricidad en Perú, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), junto con el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) y el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), tienen roles importantes. El MINEM aprueba el Plan de Transmisión y desarrolla planes de electrificación rural, además de activar procesos de licitación para nuevos activos de transmisión. OSINERGMIN revisa y aprueba el Plan de Transmisión, establece tarifas de acceso y de transmisión para consumidores finales. COES opera el sistema de transmisión y mercado spot, prepara el Plan de Transmisión y controla las operaciones en tiempo real del sistema interconectado nacional. (CRSE, 2021)

#### **2.3.4.1. Pérdidas de energía en las líneas de transmisión**

En las redes eléctricas, se experimentan pérdidas de energía debido al calentamiento de transformadores y conductores, lo que resulta en que aproximadamente el 98% de la energía inyectada se transporte hacia los puntos de consumo. Por tanto, se requiere producir una cantidad mayor de energía para satisfacer la demanda. Las pérdidas son menores en líneas de mayor capacidad, ya que un mayor voltaje reduce la resistencia y la corriente por MW transportado. Además, las líneas más cargadas experimentan mayores pérdidas ante un

incremento de corriente igual. Por ejemplo, en los puntos A y B de la Figura 7, con el mismo aumento de corriente, las pérdidas son mayores en el punto B.

**Figura 7.** Relación entre potencia y pérdidas.



**Fuente:** Drew (2004)

Las redes eléctricas pueden enfrentar congestión, limitando la cantidad de energía que puede transmitirse en una línea. El límite máximo de transferencia de energía se conoce como límite térmico. Otras restricciones, como un voltaje y frecuencia bajos, también pueden impedir la operación cercana al límite térmico. (Osinergmin, 2016)

Debido a la congestión y las pérdidas en las líneas de transmisión, algunos nodos no pueden acceder a la generación más eficiente, lo que conlleva a diferentes precios nodales. Estos precios representan el valor de la energía en cada punto. La tarificación basada en precios nodales sigue un enfoque marginalista, reflejando los costos incurridos en la red eléctrica, incluyendo generación, congestión y pérdidas de energía. Sin embargo, en el caso del transporte de electricidad, esta tarificación solo recupera un tercio de los costos de infraestructura debido a los elevados costos fijos, lo que requiere una tarifa adicional para cubrir la diferencia. (Osinergmin, 2016)

### **2.3.5. Distribución**

En el sector de la energía eléctrica, se divide el proceso en dos segmentos esenciales: transmisión y distribución. En el segmento de transmisión, la electricidad se transporta a altos niveles de tensión y a largas distancias, mientras que, en el segmento de distribución, la electricidad se desplaza hacia los consumidores finales mediante redes eléctricas de mediana y baja tensión.

El sistema de distribución se compone de diversas instalaciones que incluyen líneas y redes primarias en media tensión (MT), subestaciones de distribución (SED), redes de distribución secundaria (BT), así como el servicio de alumbrado público (AP). Las líneas y redes primarias tienen la función de transportar la energía eléctrica en media tensión desde el sistema de transmisión hacia las redes de distribución secundaria o las conexiones destinadas a usuarios de mayor capacidad.

Por otro lado, las redes de distribución secundaria tienen la responsabilidad de llevar la energía eléctrica en baja tensión a los usuarios finales, conectando sus instalaciones a la red general. Por último, la parte que vincula la red de distribución secundaria con el medidor eléctrico se denomina acometida. (Osinergmin, 2016)

La distribución representa entre el 30% y el 50% del costo de la electricidad. Si bien el transporte de electricidad se realiza a través de los sistemas de transmisión y distribución, este último es el que está asociado con los consumidores domésticos y la mayor parte de las industrias y comercios (Dammert Lira et al., 2013)

### **2.3.6. Oferta y Demanda**

La curva de oferta, llamada S en la Figura 8, muestra cómo varía la cantidad ofrecida de un bien cuando varía su precio. Tiene pendiente positiva; cuanto más alto es el precio,

más pueden y quieren las empresas producir y vender. Si los costes de producción disminuyen, las empresas pueden producir la misma cantidad a un precio más bajo o una cantidad mayor al mismo precio. La curva de oferta se desplaza entonces hacia la derecha (de  $S$  a  $S'$ ). La ecuación general de la curva de oferta se puede expresar como:

$$Q_s = g(P) \quad (4)$$

$Q_d$ : Es la cantidad ofrecida del bien.

$P$ : Es el precio del bien.

$g()$ : Es una función que describe cómo la cantidad ofrecida cambia en respuesta a cambios en el precio y otros factores, como costos de producción, tecnología, impuestos, subsidios, etc.

La curva de demanda, llamada  $D$ , muestra que la cantidad demandada de un bien por parte de los consumidores depende de su precio. Tiene pendiente negativa; manteniéndose todo lo demás constante, los consumidores quieren comprar una cantidad mayor de un bien cuando baja su precio. La cantidad demandada también puede depender de otras variables, como la renta, el tiempo meteorológico y los precios de otros bienes. En el caso de la mayoría de los productos, la cantidad demandada aumenta cuando aumenta la renta. Un aumento del nivel de renta desplaza la curva de demanda hacia la derecha (de  $D$  a  $D'$ ) (PINDYCK & RUBINFELD, 2009). La ecuación general de la curva de oferta se puede expresar como:

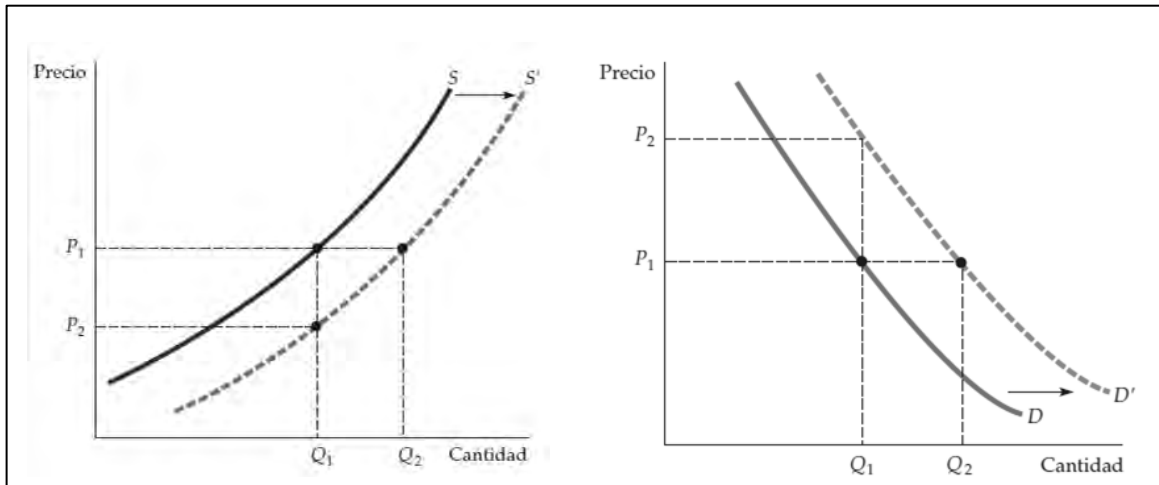
$$Q_d = f(P) \quad (5)$$

$Q_d$ : Es la cantidad demandada del bien.

$P$ : Es el precio del bien.

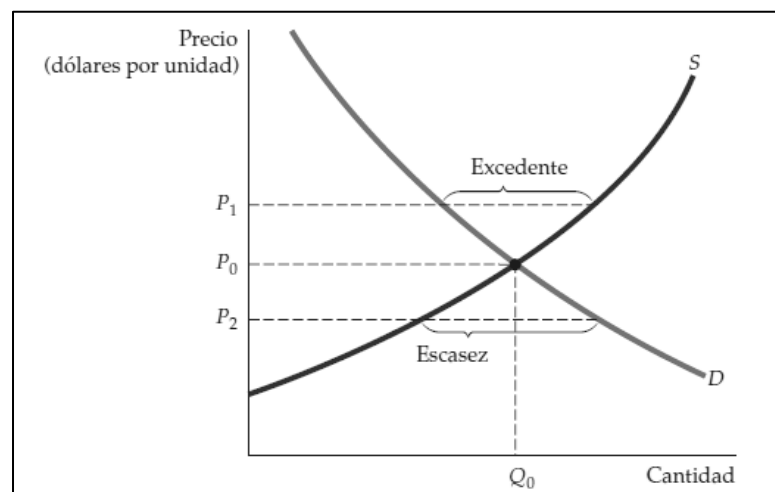
$f()$ : Es la función que describe cómo la cantidad demandada cambia en respuesta a cambios en el precio y otros factores, como ingreso, precios de bienes relacionados, gustos y preferencias, entre otros.

**Figura 8.** Curva de Oferta y Demanda.



**Fuente:** Robert S. Pindyck, Daniel L. Rubinfeld.

**Figura 9.** Equilibrio entre las curvas de Oferta y Demanda



**Fuente:** Robert S. Pindyck, Daniel L. Rubinfeld.

### **2.3.7. Costes Fijos y Variables**

Los costes fijos están determinados por gastos como el mantenimiento de la planta, los seguros, calefacción y electricidad, y posiblemente, un número mínimo de trabajadores. Estos costes permanecen constantes sin importar cuánto produzca la empresa y deben ser cubiertos incluso en periodos de baja producción. La única forma de eliminar los costes fijos es cerrando por completo la operación.

Por otro lado, los costes variables comprenden gastos como salarios, sueldos y materias primas. Estos costes fluctúan en proporción directa con el nivel de producción, aumentando a medida que la producción se incrementa y disminuyendo en periodos de menor actividad.

En conjunto, el coste total (CT o C) de producción se divide en dos componentes fundamentales:

**Coste Fijo (CF):** Este componente permanece constante independientemente del nivel de producción y solo puede ser eliminado al cerrar completamente la operación.

**Coste Variable (CV):** Estos costes fluctúan en relación directa con la producción, aumentando con la producción y disminuyendo en periodos de menor actividad. (PINDYCK & RUBINFELD, 2009)

### **2.3.8. Coste Marginal y Coste Medio**

El coste total medio (CTMe), también conocido como CMe o coste económico medio, se calcula dividiendo el coste total de la empresa entre su nivel de producción. El CTMe consta de dos componentes: el coste fijo medio (CFMe), que es el coste fijo dividido por el nivel de producción ( $CF/q$ ), y el coste variable medio (CVMe), que es el coste variable dividido por el nivel de producción ( $CV/q$ ).



$$CTMe = CFMe + CVMe \quad (6)$$

$$CFMe = \frac{CF}{q} \quad (7)$$

$$CVMe = \frac{CV}{q} \quad (8)$$

El coste marginal, a veces llamado coste incremental, representa el incremento en el coste total que se produce al fabricar una unidad adicional de un bien. Dado que los costes fijos no varían con el nivel de producción de la empresa, el coste marginal es igual al aumento en el coste variable o en el coste total al producir una unidad más. En otras palabras, el coste marginal nos indica cuánto cuesta producir una unidad adicional de un bien.

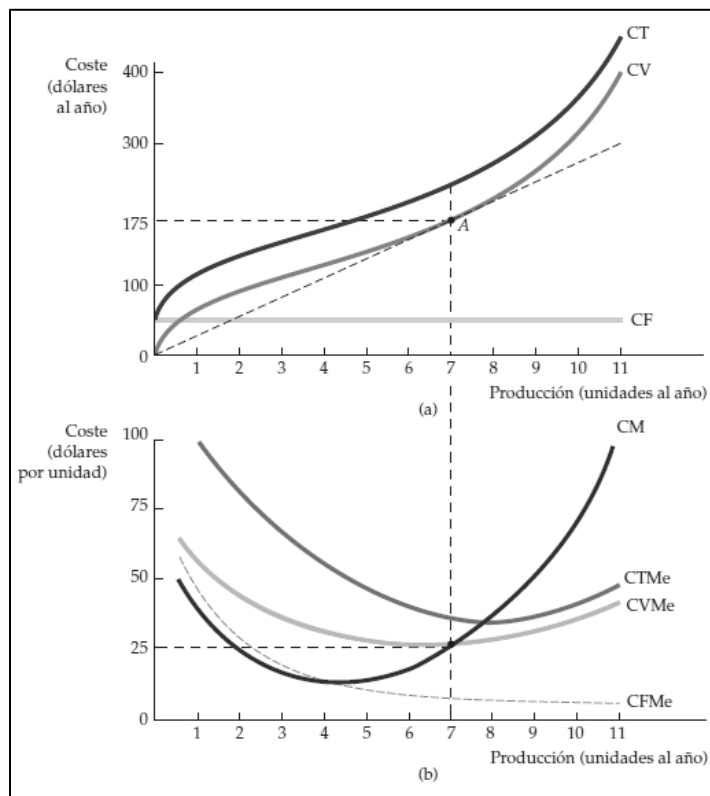
$$CM = \frac{d(CT)}{d(q)} = \frac{d(CF + CV)}{d(q)} \quad (9)$$

Dado que los costes fijos no cambian con el nivel de producción, el coste marginal es igual al cambio en el coste variable al producir una unidad más. Por lo tanto, podemos expresar el coste marginal como la derivada del coste total respecto a la cantidad producida:

$$CM = \frac{d(CV)}{d(q)} \quad (10)$$

En la Figura 10, (a) el coste total CT es la suma vertical del coste fijo CF y el coste variable CV. En (b), el coste total medio, CTMe, es la suma del coste variable medio, CVMe, y el coste fijo medio, CFMe. El coste marginal, CM, corta a las curvas de coste variable medio y coste total medio en sus puntos mínimos. (PINDYCK & RUBINFELD, 2009)

**Figura 10.** Formas de las Curvas de costes.



**Fuente:** Robert S. Pindyck, Daniel L. Rubinfeld.

### 2.3.9. Diseño del Mercado Eléctrico Peruano

El diseño de mercado en el sector eléctrico establece las reglas para la oferta, intercambio y consumo de electricidad. El desafío para las autoridades regulatorias es crear un entorno que promueva la competencia y garantice un suministro suficiente y adecuado.

Un aspecto crucial del diseño de mercado es determinar quiénes tienen acceso al mercado mayorista. En el caso del mercado eléctrico peruano, inicialmente solo se permitía a los generadores participar en este mercado. Sin embargo, la Ley N° 28832 amplió la participación en el mercado mayorista, ahora denominado mercado de corto plazo, incluyendo a grandes usuarios y empresas distribuidoras para atender sus contratos con usuarios libres.

El precio en el mercado mayorista se establece según el costo marginal, que representa el costo adicional del sistema para proporcionar una unidad extra de energía, determinado cada 15 minutos. En la práctica, los generadores son despachados en orden ascendente de costos, definiendo así el costo marginal como el costo variable de la unidad generadora más cara en operación para satisfacer la demanda en un momento dado.

El diseño de mercado en Perú se conoce como modelo de competencia mayorista. Incluye empresas de distribución que contratan directamente con las generadoras y ofrecen un servicio combinado (electricidad más distribución) a los consumidores regulados. Además, algunos clientes (usuarios libres) con alto consumo tienen la opción de contratar directamente con los generadores.

Dado la variabilidad del precio de la electricidad y la imposibilidad de medir el consumo en tiempo real, se recurre a contratos a largo plazo entre generadores y distribuidoras, así como entre generadores y usuarios libres. Estos contratos establecen acuerdos para comprar o vender electricidad a un precio preestablecido en un momento futuro. En ciertos casos, el regulador puede establecer precios máximos para proteger a los consumidores. En el Perú, la mayor parte del precio de la electricidad para los usuarios regulados proviene de contratos de largo plazo, mientras que una parte menor (15%) se determina mediante precios regulados. (Osinermin, 2016)

Es importante destacar que el despacho del sistema se realiza independientemente de los contratos entre generadores y sus clientes. Esto significa que en el modelo de competencia mayorista se distingue entre el mercado de transacciones físicas y el de transacciones financieras.

### **2.3.9.1. Mercado Spot**

Es el mercado donde pueden participar las Generadoras, Transmisoras, Distribuidoras y los grandes usuarios libres.

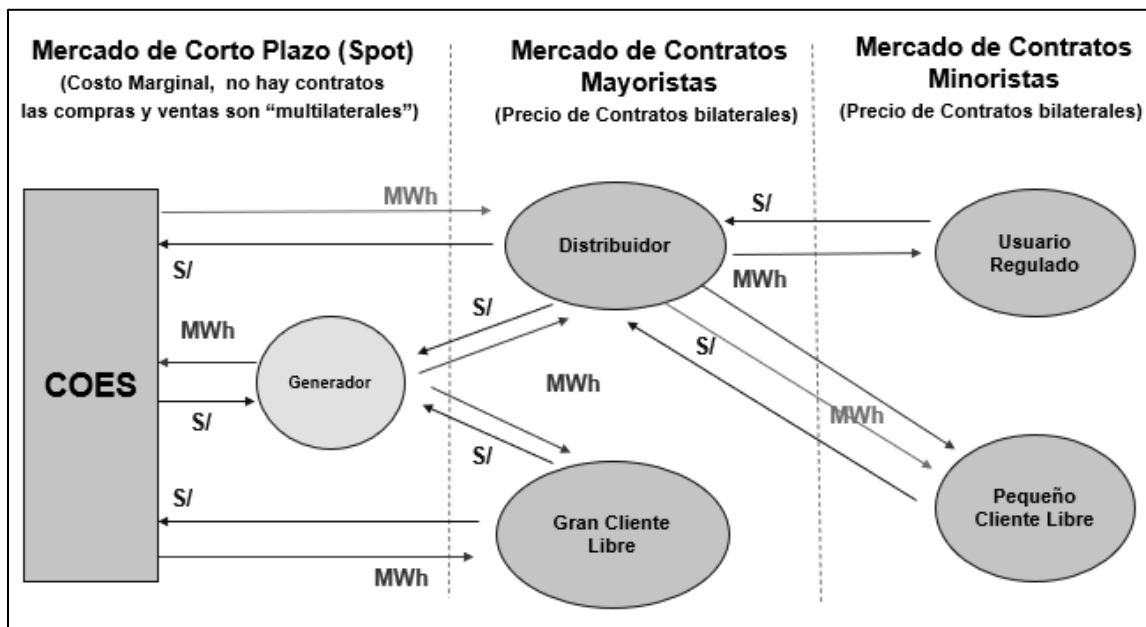
En este mercado, los participantes o integrantes del COES realizan la compra y transferencia de energía y potencia sin estar sujetas a contratos, cuyos precios de la energía y potencia son valorizados en función a los costos marginales de corto plazo nodales.

### **2.3.9.2. Mercado de Contratos**

Para este mercado los precios de electricidad son definidos de forma lenta, su duración es de mediano a largo plazo, los precios de energía y potencia no incrementan o disminuyen en un corto tiempo. En este mercado, se realizan contratos de suministro de electricidad entre los Generadores y Usuarios Libres y/o Distribuidoras a un precio establecido

Para una mejor comprensión del diseño de mercado, los agentes económicos y los tipos de mercado, se muestra la Figura 11.

**Figura 11.** Agentes Económicos y Mercados.



**Fuente:** Especialización en Regulación en Electricidad, Finance & Regulation Institute – ESAN, 2019.

### 2.3.9.3. Componentes del Precio a Nivel Generación

Los Precios Firmes son resultado de contratos a mediano y largo plazo que establecen los precios de energía y potencia, junto con sus mecanismos de actualización, durante la duración del contrato. Estos precios no pueden ser modificados por las partes durante el plazo contractual sin la autorización previa de Osinergmin. Las empresas de distribución tienen la responsabilidad de iniciar procesos de licitación con al menos tres años de anticipación para garantizar que la demanda de sus usuarios regulados esté cubierta por contratos. Estas licitaciones brindan señales a largo plazo para las decisiones de inversión de las empresas de generación y aseguran un suministro eléctrico confiable para los usuarios regulados.

Osinergmin desempeña un papel importante en el proceso de licitación al aprobar las bases del concurso, supervisar la libre competencia y determinar un precio tope para la

energía a contratarse. Los Precios Firmes proporcionan seguridad y estabilidad tanto a las empresas de generación como a los usuarios regulados.

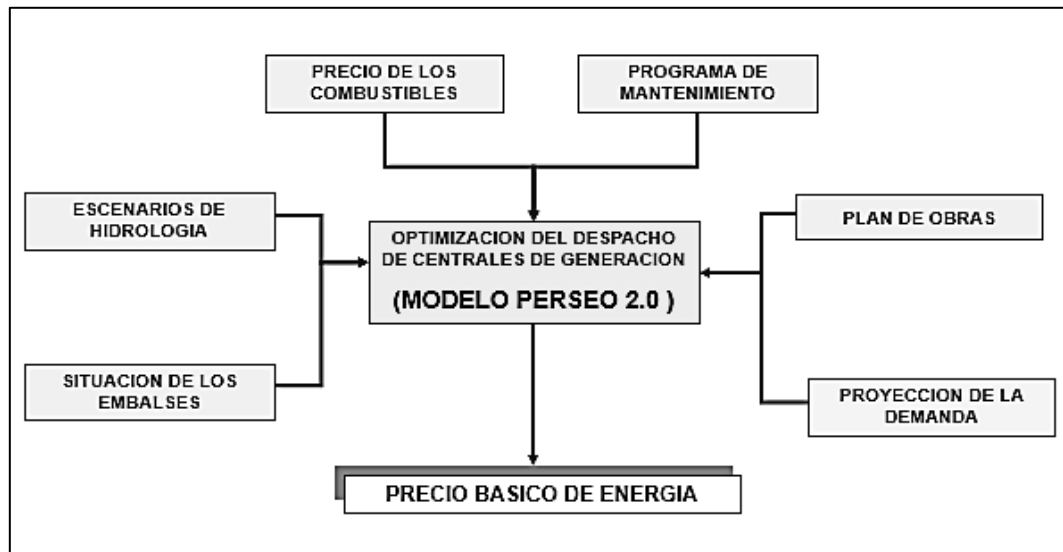
Los Precios en Barra, por otro lado, se determinan anualmente mediante un procedimiento administrativo establecido por Osinergmin. Estos precios incluyen componentes como los precios básicos de energía, potencia y peaje de transmisión. Antes de su aprobación, los precios en barra se comparan con el promedio ponderado de los precios de las licitaciones realizadas por las empresas distribuidoras bajo la Ley N° 28832. Si la diferencia es menor al 10%, se aprueba el precio en barra; de lo contrario, se ajusta el precio básico de la energía para limitar la diferencia al 10%. Esto garantiza que los precios en barra se mantengan en línea con las condiciones del mercado. (Osinergmin, 2016)

a) El Precio Básico de Energía remunera los costos variables de las centrales de generación eléctrica y se calcula para cada barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) como un promedio ponderado de los precios marginales futuros, suavizando así la volatilidad de los costos marginales y proporcionando una señal estable de precios a mediano plazo.

b) El Precio Básico de Potencia permite a las generadoras recuperar los costos de inversión, operación y mantenimiento de sus unidades de generación. Se calcula considerando una unidad turbogás operada con diésel, que se considera la más económica para satisfacer los picos de demanda anual.

c) Los Precios de Usuarios Libres y Regulados se diferencian en que los usuarios regulados están sujetos a regulación de precios, mientras que los usuarios libres tienen la libertad de negociar sus contratos con las distribuidoras y las centrales de generación de manera independiente.

**Figura 12.** Precio Básico de la Energía.



**Fuente:** Especialización en Regulación en Electricidad, Finance & Regulation Institute – ESAN, 2019.

## 2.4. MARCO CONCEPTUAL

### 2.4.1. Costos Marginales en el Mercado Eléctrico Peruano

Se define como el costo por producir una unidad adicional de energía eléctrica requerida para cubrir la demanda de energía eléctrica, en otras palabras, es el costo de operación en el que incurre la última central eléctrica para producir esa unidad adicional que requiere la demanda. (MINEM, 1992, pág. 92)

La teoría marginalista sostiene que los agentes económicos toman decisiones sobre la oferta y la demanda en función del margen o la diferencia entre el costo o el valor de una unidad adicional de producción o consumo. En el modelo de Wolak, (Wolak, 1999) los generadores de electricidad deciden cuánta electricidad producir en función del costo marginal de producción y la oferta de otros generadores en el mercado.

El trabajo de (Ferro Arone, 2019) destaca la estrecha relación entre el crecimiento económico y el crecimiento de la demanda eléctrica en el Perú durante el período de 2003 a 2008, cuando el país experimentó un fuerte crecimiento económico. Durante esos años, el crecimiento de la demanda eléctrica fue notable, alcanzando un máximo del 10.76% en 2007. Como respuesta a este aumento en la demanda, el estado peruano promovió la entrada de nueva capacidad de generación eléctrica. Sin embargo, a partir de 2010, la demanda eléctrica no siguió aumentando al mismo ritmo, lo que resultó en una sobreoferta de generación eléctrica. Esta situación llevó a una competencia entre las empresas generadoras, que utilizaron el mecanismo de la declaración de precios para reducir artificialmente el costo marginal en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En 2018, el costo marginal promedio anual se situó en \$10.763 dólares.

Este análisis proporciona una perspectiva relevante sobre la dinámica entre el crecimiento económico, la demanda eléctrica y la generación de energía en el contexto peruano.

La tesis de (Puma Flores & Cruz Condemaita, 2017) se centra en la problemática actual del sistema eléctrico peruano, caracterizada por una sobreoferta de generación instalada en el SEIN que alcanzó el 61.76% al finalizar el 2015. Esta situación surge a raíz del retraso en el ingreso de la demanda eléctrica proyectada, junto con la concesión de nuevas centrales eléctricas como un estímulo a la inversión privada promovida por el gobierno. El resultado es una baja competitividad en el mercado SPOT, con un costo marginal promedio de 14.7 \$/MWh en el 2015, lo que ha llevado a ingresos reducidos para las centrales eléctricas.



Ante este escenario, la tesis propone una alternativa para mitigar esta situación: la futura interconexión eléctrica entre Perú (SEIN) y Chile (SING). Esta interconexión beneficiaría a ambos sistemas eléctricos. Para el sistema eléctrico peruano, permitiría exportar energía eléctrica y mejorar sus bajos costos marginales, además de regular la actual sobreoferta en el sistema. Por otro lado, para Chile, posibilitaría la importación de energía eléctrica a un costo más económico, reduciendo su dependencia de la generación térmica costosa.

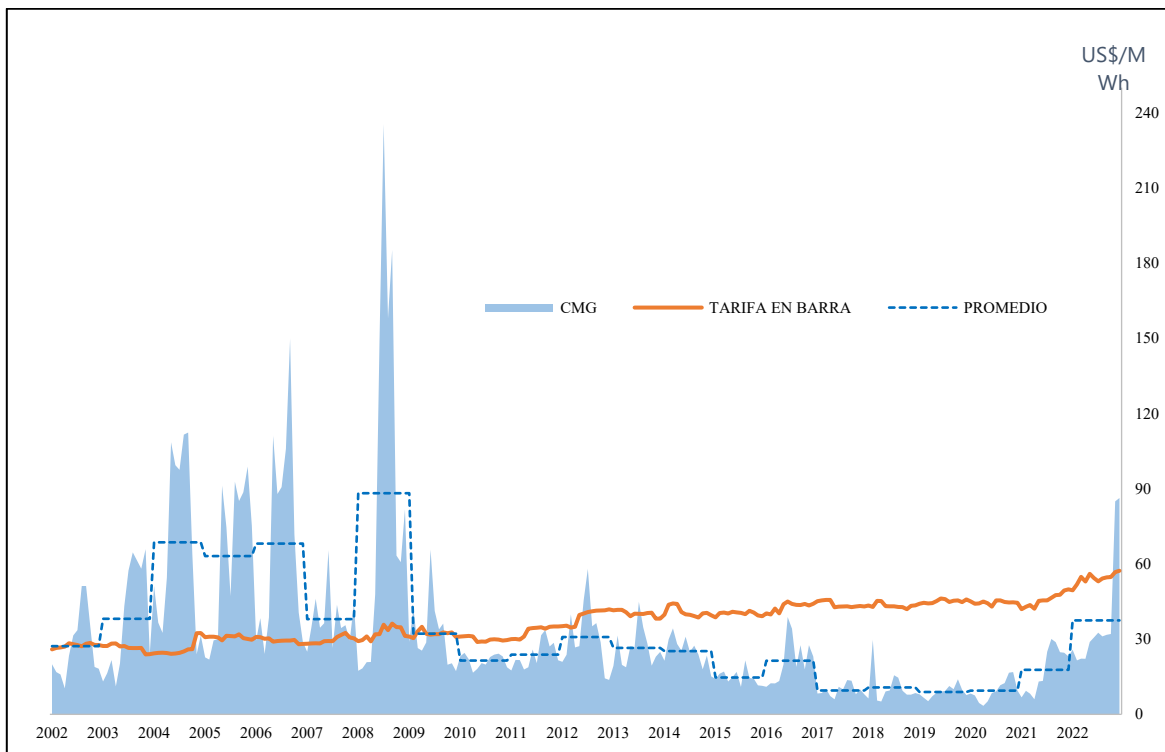
La investigación proporciona un análisis detallado de las variaciones en los costos marginales en el contexto de una posible interconexión eléctrica entre Perú y Chile, considerando las alternativas propuestas en el plan de transmisión para el periodo 2017-2026.

La tesis (Curo Carrion, 2022), aborda la problemática del exceso de oferta de generación eléctrica eficiente en el sistema eléctrico interconectado nacional, originada por incentivos gubernamentales en medio de expectativas optimistas de crecimiento de la demanda eléctrica. Este escenario ha llevado a que las empresas de generación a gas natural utilicen el mecanismo de declaración de precios como una herramienta discrecional para reducir los costos en el mercado de corto plazo y, al mismo tiempo, aprovechar oportunidades de arbitraje energético en el mercado de contratos para compensar sus considerables costos fijos. Como resultado, los costos marginales de corto plazo han disminuido significativamente, lo que tiene un impacto en las tarifas de los clientes regulados y en las empresas de distribución.

En esta investigación, se evalúa específicamente la tarifa eléctrica de los clientes regulados de Electro Sur Este, analizando su evolución y el monto adicional en la tarifa que se ha agregado como resultado directo de las distorsiones presentes en el mercado eléctrico.

En la Figura 13, se muestra la evolución histórica del costo marginal en el mercado eléctrico peruano y la tarifa en barra, desde el año 2002 hasta el 2022.

**Figura 13.** Costo marginal ponderado y tarifa en barra mensual SEIN (costo equivalente en barra Santa Rosa 220 kV)



**Fuente.** Estadísticas Anuales - COES 2022.

#### 2.4.2. Modelamiento del Costo Marginal

El despacho económico es un problema que consiste en repartir la demanda total del sistema entre los generadores disponibles, de forma que el coste total de generación sea el mínimo posible. El valor común de los costes incrementales o coste marginal es el multiplicador de Lagrange,  $\lambda$  cantidad que representa el coste total óptimo de abastecer la demanda del sistema. (Gomez, 2003, pág. 264)

$$CI_I(P_{Gi}) = \frac{dC_i(P_{Gi})}{dP_{Gi}} \quad (11)$$

Donde:

$CI_I(P_{Gi})$  : Costo Incremental de Producción de la Central de Generación  $Gi$

$C_i(P_{Gi})$  : Costo Medio de Producción de la Central de Generación  $Gi$

$P_{Gi}$  : Producción de la Central de Generación  $Gi$

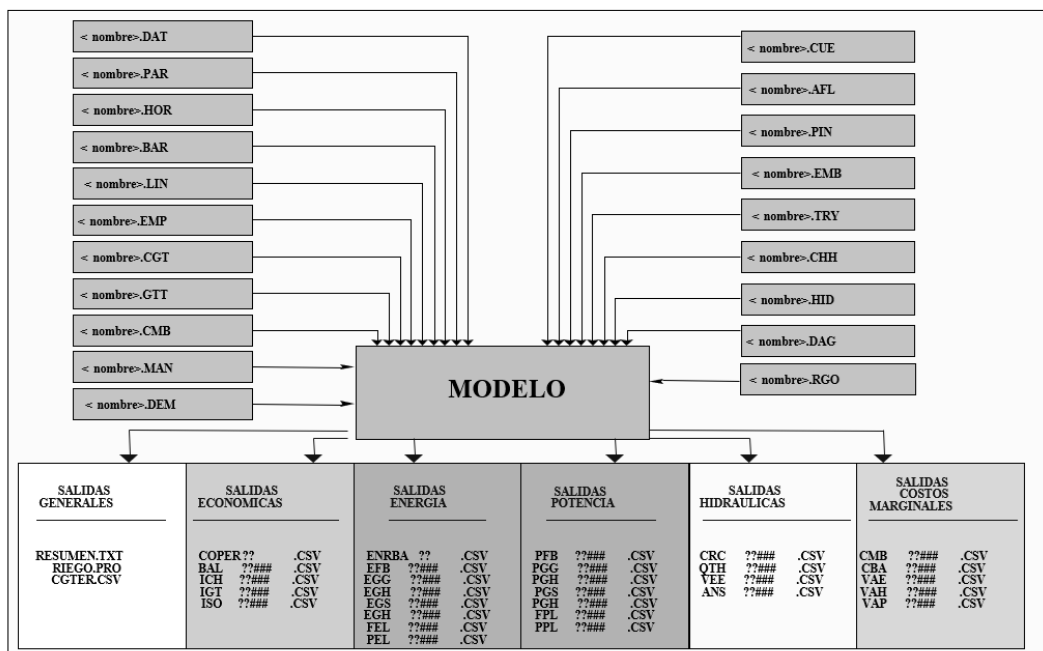
Los modelos matemáticos utilizados para realizar el despacho económico en el Perú han evolucionado a lo largo de los años, adaptándose a las condiciones del SEIN. Actualmente el modelo denominado PERSEO en su versión 2.0 ofrece la opción de simular la operación de generación renovable. Este modelo de despacho económico de mediano plazo implementado en el Sistema General de Modelación Algebraica (GAMS) está formulado matemáticamente como un problema de programación lineal de mínimo costo y utiliza el optimizador CPLEX para su solución. (Osinermin M. d., 2017)

### **2.4.3. Despacho Económico Modelo Perseo 2.0**

El proceso de simulación del despacho económico, en principio tiene como objetivo minimizar el costo total de producción de energía eléctrica para el sistema eléctrico y es ejecutado en el programa computacional PERSEO 2.0, el cual, necesita representar la planificación de la operación hidrotérmica, solar y eólica del sistema en modelos matemáticos. Para efectuar la formulación matemática, se emplea los lenguajes de programación FORTRAN y C++, los cuales realizan un conjunto de rutinas que traducen los datos de entrada en las ecuaciones matemáticas correspondientes. La ejecución y manual del programa Perseo 2.0, se detalla en el Anexo 02.

Ya efectuado el modelamiento matemático entra a ejecución la herramienta de optimización llamado CPLEX. Este optimizador, es encargado de obtener la solución óptima de mínimo costo de la operación del sistema (uninodal o multinodal) para cada una de las secuencias hidrológicas evaluadas, para ello recurre a técnicas de optimización lineal. (Osinergmin M. d., 2017)

**Figura 14.** Variables de entrada y salida del Modelo Perseo 2.0.



**Fuente:** Manual del Usuario Perseo 2.0, Osinergmin, 2017.

El trabajo de (Roque Sarmiento, Yurika, 2018) aborda la problemática relacionada con la utilización del software PERSEO para la simulación del despacho económico del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Se destaca que, a pesar de haber transcurrido más de 17 años desde su aprobación, el modelamiento de PERSEO no ha experimentado mejoras significativas, lo que ha generado dificultades para adaptarse a la situación actual del sistema eléctrico. En respuesta a esta problemática, el autor propone un

nuevo modelo computacional basado en el planteamiento matemático de PERSEO, pero con mejoras estructurales que facilitan el desarrollo de modelos de optimización en lenguajes algebraicos como el GAMS. Esta investigación proporciona una perspectiva valiosa sobre las limitaciones del software PERSEO y ofrece una alternativa mejorada para abordar el despacho económico del SEIN.

#### **2.4.4. Subastas RER**

Con el objetivo de mejorar la calidad de vida de la población y proteger el ambiente, en 2008 se inició en Perú el desarrollo de las energías renovables no convencionales como producto de un nuevo marco normativo que contempla la realización de subastas competitivas y periódicas. Como resultado, se han ejecutado cuatro procesos de subastas RER para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y uno para áreas no conectadas a la red.

El desarrollo de las subastas de recursos energéticos renovables (RER) en el Perú se fundamenta en el Decreto Legislativo (DL) N° 1002 y su reglamento, el Decreto Supremo (DS) N° 050-2008-EM, que fue posteriormente actualizado en 2011 mediante el DS N° 012-2011-EM. El reglamento establece que las subastas son un proceso de concurso público convocado y supervisado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). Su principal objetivo es asignar la tarifa de adjudicación a proyectos de generación con fuentes RER, que incluyen energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y pequeñas hidroeléctricas de hasta 20 MW. Estas subastas fomentan la inversión en la generación de electricidad mediante fuentes renovables, promoviendo así la diversificación de la matriz energética y contribuyendo a la seguridad energética y la protección del medio ambiente.

Desde el año 2009 hasta la fecha, se han llevado a cabo cuatro subastas RER para el Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN), además de una subasta RER off-grid. Estos eventos han permitido avanzar significativamente en la diversificación de las fuentes de generación eléctrica en el país. Como resultado, aproximadamente el 8% del parque generador actual está compuesto por energías renovables no convencionales.

La Tabla 3, muestra un resumen de estas subastas, se han presentado un total de 249 proyectos, de los cuales se han adjudicado 64. De estos proyectos adjudicados, 43 ya se encuentran en operación comercial. Además, la adopción de avances tecnológicos y medidas regulatorias, como la no revelación de los precios máximos, ha contribuido a la reducción de los precios ofertados en estas subastas. (Osinermin, 2019)

El diseño de la subasta de Recursos Energéticos Renovables (RER) en Perú se caracteriza por ser de sobre cerrado a primer precio y utiliza como factor de competencia el menor precio monómico de generación. Esto significa que los participantes presentan ofertas cerradas, y el contrato se adjudica al postor que ofrezca el menor precio por unidad de energía.

Tanto las cuotas de energía asignadas a cada tecnología RER como los precios de reserva establecidos representan los valores máximos hasta los cuales el Estado está dispuesto a comprar la energía RER. Aunque el precio resultante de la subasta puede ser cercano al de reserva, el Estado obtiene una ganancia. Por lo tanto, la fijación del precio base es crucial, ya que, si es muy bajo, podría resultar en que la subasta se declare desierta al no haber ofertas por debajo de la tarifa de reserva.

La decisión de revelar o no el precio de reserva depende del diseño de la subasta. Revelarlo otorga mayor transparencia, pero puede llevar a ofertas justo por debajo del precio

máximo. Por otro lado, no revelarlo es importante para evitar comportamientos estratégicos y fomentar la eficiencia de los precios. Sin embargo, esto puede resultar en la descalificación de ofertas razonables que superen el precio de reserva. Para que la subasta sea eficiente, es esencial que los contratos se otorguen a los postores con la mayor capacidad para ejecutar proyectos de generación de electricidad RER. Además, para maximizar el bienestar social, la subasta debe resultar en el menor costo para los usuarios eléctricos sin desincentivar la entrada de nuevos participantes (Osinermin, 2019).

**Tabla 3.** *Resumen de las Subastas RER en el Perú.*

Características relevantes		Primera subasta	Segunda subasta	Tercera subasta	Cuarta subasta	
Número de proyectos	Ofertados	56	25	24	131	
	Adjudicados	27	10	14	13	
Energía (GWh)	Requerida	4380	1981	1620	1750	
	Ofertada	3810	2894.2	1763.7	19650.6	
	Adjudicada	1971.6	1152.7	1277.9	1739.2	
Precios (USD/MWh)	Solar	Promedio ponderado ofertado	243.3	186.3	-	57.4
		Mínimo adjudicado	215	119.9	-	48
		Promedio ponderado adjudicado	221.1	119.9	-	48.1
	Eólica	Promedio ponderado ofertado	89.7	75.4	-	50.5
		Mínimo adjudicado	65.5	69.9	-	37.8
		Promedio ponderado adjudicado	80.4	69.9	-	40.4
	Biomasa	Promedio ponderado ofertado	63.6	71.3	-	77
		Mínimo adjudicado	52	100	-	77
		Promedio ponderado adjudicado	63.5	100	-	77

Hidroeléctrica	Promedio ponderado Ofertado	60	55.6	59.6	47.3
	Mínimo adjudicado	55	47.4	50.5	44
	Promedio ponderado adjudicado	60	53.2	56.4	46.3

**Fuente:** Energías renovables: Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética, Osinergmin, 2019.

#### 2.4.4.1. Instrumentos de Política para Introducir los RER

Hasta la fecha, más del 60% de la energía mundial utilizada para generar electricidad proviene de combustibles fósiles, como el carbón, el petróleo y el gas natural. La quema de estos combustibles emite grandes cantidades de gases de efecto invernadero (GEI), lo que tiene un impacto negativo en el cambio climático, la capa de ozono y la lluvia ácida, entre otros problemas ambientales. Esto ha llevado a la comunidad internacional a suscribir compromisos internacionales para buscar un modelo de desarrollo sostenible que no comprometa las necesidades de las generaciones futuras. En este contexto, un número creciente de países está reformando sus políticas energéticas para promover el uso de recursos energéticos renovables (RER) (IEA, 2022). Hasta 2015, aproximadamente 146 países tenían políticas de apoyo a las energías renovables y al menos 173 países tenían objetivos establecidos en energía renovable. Estas políticas buscan diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Las razones económicas que respaldan la promoción de las energías renovables en el portafolio de generación son las siguientes:

a) Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y otros GEI: Las energías renovables emiten muy poco o ningún CO<sub>2</sub> durante la generación de electricidad en comparación con los combustibles fósiles, lo que contribuye a mitigar el cambio climático.



b) Factibilidad técnica para áreas aisladas: Las energías renovables, como la solar y la eólica, son adecuadas para la generación de electricidad en zonas aisladas y vulnerables, lo que mejora el acceso a la energía.

c) Diversificación de la matriz eléctrica: La incorporación de energías renovables en la matriz energética reduce la dependencia de fuentes de energía convencionales y promueve una mayor diversificación.

#### **2.4.5. Incentivos Económicos**

Los incentivos económicos son estímulos que se brinda a los inversionistas, productores y/o consumidores para motivarlos a la continuación de sus actividades, ya sea de manera monetaria (subsidiando una actividad, recibiendo bonificaciones, etc.) o moralmente (regalías, reconocimientos, premios, etc.), con ello se propicia crecimiento y expansión del mercado, cosa que no se logra en ocasiones por un marco normativo. (Couture & Gagnon, 2010)

Para promover las energías renovables, se han establecido varios mecanismos económicos en diferentes países. Estos incluyen:

##### **2.4.5.1. Sistema de tarifas**

a) Mecanismos de Tarifas fijas (Feed-in Tariff, FIT): En este sistema, los generadores de energía renovable tienen derecho a vender toda su producción a una tarifa fija garantizada por el Estado. Esta tarifa asegura un ingreso financiero seguro para los generadores y reduce los riesgos asociados con las fluctuaciones de precios en el mercado eléctrico.

b) Sistema de Prima: Este mecanismo, aplicado en España, implica agregar un pago adicional (Prima) sobre el precio del mercado de electricidad. La Prima está relacionada con

la diferencia entre el precio de mercado y la tarifa garantizada para los generadores de energía renovable.

#### **2.4.5.2. Sistema de cuotas**

a) Normas de Carteras Renovables: Estas políticas obligan a los distribuidores o generadores de electricidad a obtener un cierto porcentaje de su suministro o producción de fuentes de energía renovable. El Estado regula la cantidad de electricidad renovable, pero deja que el mercado determine el precio.

b) Sistemas de Subastas: En los sistemas de subastas, los proyectos de energía renovable compiten para obtener contratos de suministro. Los proyectos que oferten al menor costo ganan la licitación. Estos mecanismos pueden aplicarse de manera combinada o híbrida, y su elección depende de las condiciones específicas de cada mercado y de la sostenibilidad de las instituciones involucradas.

En América Latina, las subastas son el mecanismo más comúnmente utilizado para promover las energías renovables, con 13 de los 20 países de la región empleándolas. Algunos países también utilizan sistemas de cuotas y tarifas reguladas. Es importante destacar que varios países de la región han adoptado enfoques híbridos, combinando diferentes mecanismos para promover las energías renovables (IEA, 2022).

En América Latina, las subastas son el mecanismo más comúnmente utilizado para promover las energías renovables, con 13 de los 20 países de la región empleándolas. Algunos países también utilizan sistemas de cuotas y tarifas reguladas. Es importante destacar que varios países de la región han adoptado enfoques híbridos, combinando diferentes mecanismos para promover las energías renovables (IEA, 2022).

### 2.4.6. Costo de Oportunidad

El coste de oportunidad se define como el valor de la opción a la que se renuncia por hacer otra cosa. En otras palabras, el coste de oportunidad es la diferencia entre el valor de la opción tomada y el valor de la opción descartada.

$$\text{Costo de oportunidad} = \text{Opción tomada} - \text{Opción descartada} \quad (12)$$

Teniendo en cuenta lo anterior, podemos interpretar los resultados de esta diferencia como sigue:

- Costo de oportunidad  $> 0$   $\rightarrow$  Decisión NO óptima ya que el valor de la opción descartada es mayor que el valor de la opción tomada.
- Costo de oportunidad  $= 0$   $\rightarrow$  No hay coste de oportunidad entre las dos opciones a elegir.
- Costo de oportunidad  $< 0$   $\rightarrow$  Decisión óptima ya que el valor de la opción descartada es menor que el valor de la opción tomada.

Aplicando este concepto al despacho económico de las centrales eléctricas, el coste de oportunidad sería el siguiente:

- Opción descartada  $\rightarrow$  No despachar RER  
 $\rightarrow$  Costo total de Operación: 1,1 MUSD
- Opción tomada  $\rightarrow$  Despachar RER  
 $\rightarrow$  Costo total de Operación: 1,0 MUSD
- Costo de oportunidad  
 $\rightarrow$  Opción tomada - Opción descartada = 1,0 - 1,1  $\rightarrow$  - 0,1 MUSD

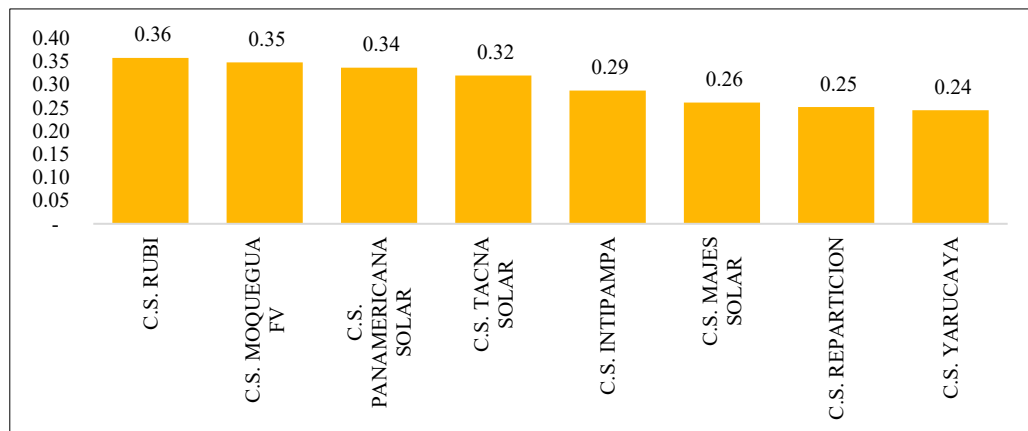
#### **2.4.7. Factor de Planta**

El factor de planta es un indicador importante en el mercado eléctrico peruano que mide la relación entre la energía eléctrica generada y la energía eléctrica máxima que podría generar si estuviera funcionando a plena capacidad durante todo el tiempo. (Tamayo et al., 2016)

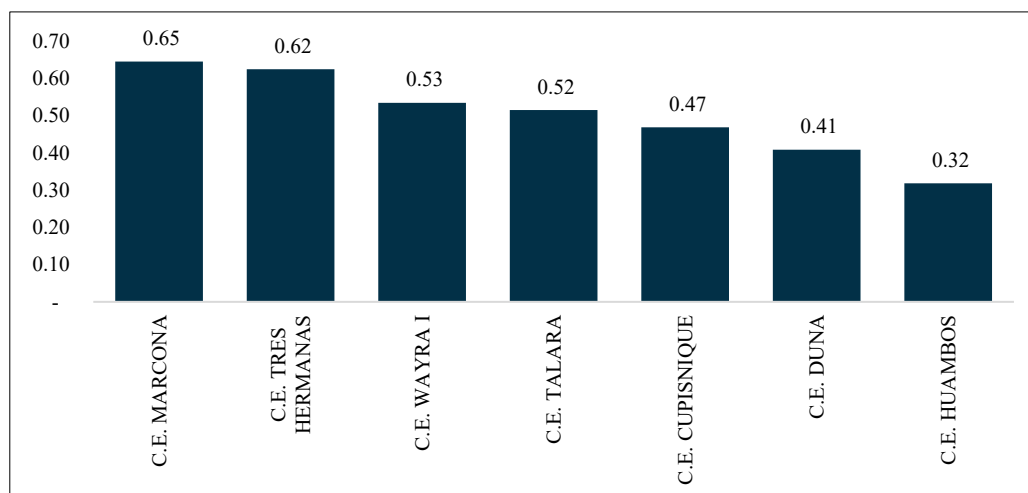
En términos simples, el factor de planta indica qué porcentaje del tiempo una central eléctrica está generando energía eléctrica. Por ejemplo, si una central eléctrica puede generar 100 MW de energía eléctrica a plena capacidad, pero solo genera 50 MW en un período determinado, entonces su factor de planta sería del 50%. (Tamayo et al., 2016)

Este indicador es importante para la planificación y gestión del sistema eléctrico peruano, ya que permite a los operadores de la red calcular con precisión la cantidad de energía eléctrica que se generará en un momento dado y, por lo tanto, asegurarse de que haya suficiente capacidad disponible para satisfacer la demanda de energía en todo momento.

En las siguientes imágenes se muestran el factor de planta para las centrales eólicas y solares presentes en el mercado eléctrico peruano.

**Figura 15.** Factor de Planta Anual (2022)

**Fuente:** Estadísticas Anuales 2022 - COES 2022

**Figura 16.** Factor de Planta Anual (2022).

**Fuente:** Estadísticas Anuales 2022 - COES 2022

### **CAPITULO III: MÉTODO PROPUESTO**

La presente investigación propone seguir un método, el cual consiste en tres etapas secuenciales que nos permitirán calcular un incentivo económico para las centrales renovables:

- Primera etapa: Cálculo del factor de planta por bloques horarios.
- Segunda etapa: Cálculo del costo de oportunidad.
- Tercera etapa: Cálculo del incentivo económico.

Una vez desarrollado el método, se aplicará como caso de estudio al mercado eléctrico peruano y se evaluarán los resultados para sacar las conclusiones correspondientes.

El objetivo del incentivo económico propuesto en esta investigación es fomentar la inversión de las empresas en aumentar la producción de las centrales RER nuevas y existentes mediante mecanismos como los sistemas de almacenamiento. A continuación, se describen las tres etapas que componen el método de cálculo, las cuales abarcan desde las condiciones de intermitencia en la producción de las plantas RER y su costo de oportunidad, hasta el cálculo del incentivo económico final. Este método fue propuesto en el siguiente artículo de investigación, (Del Mar La Torre et al., 2021).

#### **3.1. CÁLCULO DE FACTOR DE PLANTA POR BLOQUES HORARIOS**

En esta primera etapa se tiene como datos de entrada los datos históricos de potencia entregada de las centrales renovables consideradas en el estudio. A partir de estos datos históricos, se calcula el factor de planta de cada una de las plantas para cada mes y para cada bloque horario. El objetivo de este cálculo es modelar de manera más precisa el comportamiento de las centrales solares y eólicas en los diferentes bloques horarios. Por ejemplo, en el bloque de punta la producción de las centrales solares es casi nula, por lo que,

si se realizase el cálculo del factor de planta general considerando todos los bloques horarios como un único bloque no se tendría un análisis adecuado.

El factor de planta es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (Energía producida) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período (Energía nominal).

$$FP = \text{Energía producida}(GWh) / \text{Energía nominal}(GWh) \quad (13)$$

Para calcular los factores de planta por cada bloque horario, el detalle de la fórmula general (2), se escribiría de la siguiente manera:

$$FP (\text{Bloque base}) = EABB / (PE * NHBBM) \quad (14)$$

$$FP (\text{Bloque media}) = EABM / (PE * NHBMM) \quad (15)$$

$$FP (\text{Bloque punta}) = EABP / (PE * NHBPM) \quad (16)$$

PE: Potencia Efectiva (GW).

EABB: Energía mensual producida en el bloque base (GWh).

EABM: Energía mensual producida en el bloque media (GWh).

EABP: Energía mensual producida en el bloque punta (GWh).

NHBBM: Número de horas del bloque base al mes.

NHBMM: Número de horas del bloque media al mes.

NHBPM: Número de horas del bloque punta al mes.

En este trabajo, el factor de planta por cada bloque horario se utiliza para cuantificar la intermitencia de generación de las plantas RER. Un factor de planta diferente para cada bloque horario genera mayores costos al sistema puesto que diariamente se tiene que regular la generación para compensar estas variaciones. En este trabajo se busca incentivar que las plantas RER aumenten su producción en todos los bloques horarios y por esta razón se

incluye el factor de planta por cada bloque horario dentro de la fórmula de cálculo del incentivo económico.

### **3.2. CÁLCULO DEL COSTO DE OPORTUNIDAD**

En esta segunda etapa se calcula el costo de oportunidad de la operación de las plantas RER, el cual representa la variación diferencial del precio del mercado spot como consecuencia de la operación de los generadores renovables.

Para realizar este cálculo, primero se realiza una simulación de despacho económico de un escenario base en el cual todas las centrales se encuentran operando de manera normal y bajo este escenario se calculan los costos marginales del sistema. Una vez obtenidos los datos de nuestro escenario base, plantearemos tres escenarios de demanda para poder cubrir la incerteza de crecimiento o decrecimiento de esta variable. El primer escenario será un Escenario Conservador, en el cual se mantienen los valores de la demanda. Para el segundo escenario, se asumirá que la demanda decrece un 10% frente al escenario conservador (Escenario pesimista), y para el tercer escenario se asumirá que la demanda aumenta un 10% frente al escenario conservador (Escenario optimista).

Con estos 3 escenarios base definidos, se realizan simulaciones de despacho económico en las cuales se retiran una a una las plantas RER para cada escenario y se calcula el impacto que tiene este retiro en los costos marginales del sistema. El impacto calculado para cada escenario representa el costo de oportunidad de operación de las plantas RER.

Este indicador nos permite modelar el beneficio que las centrales RER representan para la operación del sistema eléctrico, bajo el sustento de que el costo de operación de este tipo de centrales es mínimo y pueden entregar energía al sistema a un costo muy bajo utilizando fuentes de origen renovable. Incluir el indicador de costo de oportunidad en la



formula del incentivo económico busca que al aumentar el factor de planta de una planta RER, este costo de oportunidad recoja ese incremento en la producción e incremente el incentivo económico, actualizándose cada vez que una empresa decida invertir en aumentar la producción de sus plantas RER.

### 3.3. CÁLCULO DEL INCENTIVO ECONÓMICO

La tercera etapa es el cálculo del incentivo económico. En esta etapa integraremos los conceptos calculados en las etapas 1 y 2 para sustentar el cálculo de un incentivo económico que sea suficientemente atractivo para generar inversión en sistemas de almacenamiento que permitan aumentar la producción de energía de las plantas RER. Este incentivo Económico (IE), lo calcularemos de la siguiente manera:

$$IE = CO * FP * EG \quad (17)$$

Dónde:

CO : Costo de oportunidad (USD/MWh).

FP : Factor de planta de la central eléctrica

EG : Energía generada por cada planta (MWh)

Mediante el costo de oportunidad, este incentivo calculado permite recompensar económicamente a las energías renovables por la utilidad que aportan al sistema al inyectar energía. Y mediante el factor de planta, este incentivo económico propuesto premia a las centrales que tienen un menor nivel de intermitencia por cada bloque horario. Finalmente, el incentivo está en proporción a la energía generada por cada planta, dado que plantas de mayor tamaño requieren un mayor nivel de inversión.

### **3.4. EJEMPLO APLICATIVO DEL MÉTODO PROPUESTO A LAS CENTRALES: WAYRA I Y RUBÍ**

En este punto se hará un ejemplo aplicativo explicando paso a paso cada una de las etapas descritas en el punto 3 mediante la implementación del método propuesto para una central eólica (Wayra I) y una central solar (Rubí).

#### **3.4.1. Cálculo del Factor de Planta por Bloques Horarios.**

En esta primera etapa se realizará el cálculo del factor de planta por bloques horarios para el modelamiento de la confiabilidad de las centrales RER. Este cálculo es necesario, puesto que el factor de planta mostrado en las figuras 15 y 16 calculado por COES no está separado por bloques horarios. Es importante recordar que la división por bloques horarios permite modelar las centrales solares de una mejor manera, ya que nos permite diferenciar los periodos en los que las centrales solares no producen mucha energía (punta y media). Para este cálculo, se tomará perfil de producción de las centrales Wayra I y Rubí para el año 2022, separado por bloques horarios:

**Tabla 4.** Perfil de producción mensual por bloques horarios de las centrales Wayra I y Rubí, para el año 2022.

Mes	C.E. Wayra I - Energía (GWh)			C.S. Rubí - Energía (GWh)		
	Punta	Media	Base	Punta	Media	Base
Enero	14.92	24.02	10.41	0.04	35.36	4.23
Febrero	13.33	17.38	8.45	0.02	31.04	3.37
Marzo	13.25	22.33	10.57	0.00	31.14	3.02
Abril	16.06	28.30	16.32	0.00	31.68	3.28
Mayo	14.06	23.62	13.89	0.00	30.93	3.07
Junio	12.32	20.86	13.21	0.00	27.97	2.26
Julio	14.77	25.39	16.90	0.00	30.00	2.25
Agosto	14.28	25.26	15.66	0.00	34.03	3.28
Septiembre	14.71	30.03	21.95	0.00	37.19	4.94
Octubre	14.97	30.40	16.25	0.00	40.28	7.14
Noviembre	12.35	22.74	7.55	0.00	38.71	7.18
Diciembre	12.92	22.12	8.21	0.01	34.91	5.33

**Fuente:** Elaboración propia.

Además, para realizar el cálculo del factor de planta, se requiere el dato de la potencia efectiva de cada central:

**Tabla 5.** Potencia firme de las centrales Wayra I y Rubí, para el año 2022.

Central	Potencia Efectiva (MW)
C.E. Wayra I	132.30
C.S. Rubí	144.48

**Fuente:** COES

Con los datos de la Tabla 4 y los datos de la Tabla 5 aplicamos las ecuaciones (14), (15), y (16), para calcular los factores de planta para los bloques de base, media y punta respectivamente.

**Tabla 6.** Factores de planta mensuales por bloques horarios para las centrales Wayra I y Rubí, para el año 2022

Meses	C.E. Wayra I			C.S. Rubí		
	Base	Media	Punta	Base	Media	Punta
Enero	28.2%	58.6%	72.7%	10.5%	78.9%	0.2%
Febrero	25.4%	46.9%	72.0%	9.3%	76.7%	0.1%
Marzo	28.6%	54.5%	64.6%	7.5%	69.5%	0.0%
Abril	45.7%	71.3%	80.9%	8.4%	73.1%	0.0%
Mayo	37.6%	57.6%	68.5%	7.6%	69.0%	0.0%
Junio	37.0%	52.5%	62.1%	5.8%	64.5%	0.0%
Julio	45.8%	61.9%	72.0%	5.6%	67.0%	0.0%
Agosto	42.4%	61.6%	69.6%	8.1%	76.0%	0.0%
Setiembre	61.5%	75.7%	74.1%	12.7%	85.8%	0.0%
Octubre	44.0%	74.1%	73.0%	17.7%	89.9%	0.0%
Noviembre	21.1%	57.3%	62.2%	18.4%	89.3%	0.0%
Diciembre	22.3%	53.9%	63.0%	13.2%	78.0%	0.1%

**Fuente:** Elaboración propia

En este primer punto podemos observar de una manera más clara la diferencia de factor de planta para las centrales solares en cada bloque horario.

### 3.4.2. Cálculo del Costo de Oportunidad

Para la segunda etapa necesitaremos utilizar el Modelo de Despacho Económico Perseo 2.0 para la simulación de despacho de carga. El procedimiento de ejecución de este modelo fue desarrollado en la asignatura de Sistemas Eléctricos de Potencia II y se detalla en el Anexo 02: Proceso de Ejecución del Modelo Perseo 2.0.

Primero estableceremos un escenario base utilizando como datos de entrada principalmente la demanda de energía descrita en la tabla 17 y los demás datos de entrada requeridos (detallados en el Anexo 02). Al finalizar la ejecución del software, obtendremos los resultados de los Costos Marginales por Bloques (archivo de salida CML.csv). Una vez obtenidos los datos de nuestro escenario base (Escenario conservador), plantearemos dos sensibilidades que nos permitirán crear dos escenarios adicionales de análisis. Para la primera

sensibilidad, se asumirá que la demanda decrece un 10% (Escenario pesimista), y para la segunda sensibilidad se asumirá que la demanda aumenta un 10% (Escenario optimista). Con estos dos nuevos casos, se realizará la ejecución del programa Perseo 2.0 siguiendo la metodología de ejecución del programa detallada en el anexo 02, pero cambiando el archivo de demanda original por el archivo de demanda modificado del caso pesimista y del caso optimista. Finalmente, para esta etapa los resultados de los Costos Marginales son los siguientes:

**Tabla 7.** Costos marginales mensuales para el escenario de demanda base, por bloques horarios, promedio periodo 2022 – 2025.

Costos Marginales (USD/MWh)									
Mes	Punta	Media	Base	Punta	Media	Base	Punta	Media	Base
Enero	26.15	25.69	25.63	25.52	25.16	25.09	57.23	28.28	27.94
Febrero	25.95	25.60	25.46	25.33	24.97	24.80	33.75	27.12	26.62
Marzo	28.60	25.84	25.74	25.73	25.22	25.17	106.96	31.04	28.01
Abril	26.51	25.66	25.69	25.55	25.00	25.04	56.00	29.05	29.04
Mayo	26.84	26.17	26.21	25.87	25.51	25.56	53.55	32.21	32.19
Junio	27.28	26.51	26.57	26.18	25.92	26.00	79.59	39.16	39.20
Julio	28.71	27.06	27.12	26.44	26.16	26.25	114.84	50.20	50.24
Agosto	28.98	27.18	27.22	26.46	26.23	26.30	115.57	50.64	50.51
Setiembre	28.33	27.11	27.19	26.52	26.28	26.39	103.12	48.65	48.70
Octubre	27.11	26.54	26.65	26.30	26.02	26.14	56.42	37.68	37.83
Noviembre	27.03	26.42	26.57	26.24	25.83	25.99	48.40	34.12	34.31
Diciembre	26.97	26.11	26.24	25.98	25.43	25.58	68.72	31.52	31.67

**Fuente:** Elaboración Propia.

Ya con los resultados del caso base (todas las centrales RER operativas) para los escenarios optimista, conservador y pesimista, comenzamos con el cálculo del costo de oportunidad. Según lo explicado en el punto 3.2 del método, para calcular el costo de oportunidad se realizan simulaciones de despacho de carga, en las que se considera la pérdida de producción de cada uno de los generadores RER evaluados.

Para nuestro caso, primero quitaremos la generación de la central solar Rubí, para lo cual abriremos el archivo de los datos de entrada del software Perseo 2.0 y modificaremos el archivo FZD, reemplazando los valores de generación de la central solar Rubí por valores nulos. Con este cambio en el archivo de entrada, se simula la operación del sistema sin la inyección de energía de la central solar Rubí y se ejecutan 3 simulaciones de despacho económico, una para cada caso de demanda planteado (caso conservador, optimista y pesimista). Se procederá de la misma manera para la central eólica Wayra I, es decir se simulará el retiro de la central y se ejecutarán 3 simulaciones de despacho económico para cada caso de demanda planteado.

Los resultados de esta etapa serán los costos marginales y el costo de operación total del sistema. La diferencia entre estos resultados y los resultados del caso base (todas las centrales RER operativas) indicará el beneficio o perjuicio que el retiro de la central RER analizada representa para el sistema y se definirá como el costo de oportunidad de dicha central. Entonces, para el caso de Rubí y Wayra I, los costos de oportunidad (CO) son los siguientes:

**Tabla 8.** Costos de oportunidad mensuales de la central solar Rubí, segmentados por escenarios de demanda y bloques horarios, promedio periodo 2022-2025.

<b>Costos de Oportunidad de la Central Solar Rubí (USD/MWh)</b>									
<b>Meses</b>	<b>Escenario Conservador</b>			<b>Escenario Pesimista</b>			<b>Escenario Optimista</b>		
	<b>Punta</b>	<b>Media</b>	<b>Base</b>	<b>Punta</b>	<b>Media</b>	<b>Base</b>	<b>Punta</b>	<b>Media</b>	<b>Base</b>
Enero	0.010	0.045	0.020	0.012	0.046	0.011	0.178	0.412	0.215
Febrero	0.011	0.086	0.013	0.015	0.097	0.013	0.764	1.421	0.762
Marzo	0.003	0.079	0.019	0.002	0.096	0.010	0.130	8.047	0.096
Abril	0.007	0.120	0.030	0.019	0.131	0.031	-0.245	0.558	0.267
Mayo	0.023	0.113	0.051	0.013	0.084	0.025	-1.023	1.625	1.523
Junio	0.044	0.139	0.083	0.016	0.077	0.021	0.417	3.959	3.808
Julio	0.090	0.224	0.169	0.010	0.065	0.017	0.300	12.398	12.228
Agosto	0.075	0.265	0.196	0.014	0.064	0.014	0.276	13.508	12.863

Setiembre	0.073	0.230	0.156	0.015	0.073	0.024	0.578	11.243	10.958
Octubre	0.086	0.175	0.109	0.020	0.087	0.024	2.314	3.905	3.762
Noviembre	0.043	0.153	0.082	0.012	0.114	0.042	2.313	3.024	2.895
Diciembre	0.028	0.145	0.072	0.009	0.119	0.041	-1.239	0.697	0.601

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 9.** Costos de oportunidad mensuales de la central eólica Wayra I, segmentados por escenarios de demanda y bloques horarios, promedio periodo 2022-2025.

Costos de Oportunidad de la Central Eólica Wayra I (USD/MWh)									
Meses	Escenario Conservador			Escenario Pesimista			Escenario Optimista		
	Punta	Media	Base	Punta	Media	Base	Punta	Media	Base
Enero	0.401	0.085	0.053	0.060	0.070	0.049	40.122	1.323	0.521
Febrero	0.171	0.042	0.036	0.051	0.053	0.050	3.847	1.194	0.974
Marzo	1.138	0.091	0.061	0.074	0.096	0.050	49.787	8.439	0.717
Abril	0.419	0.098	0.083	0.114	0.096	0.068	64.402	0.549	0.474
Mayo	0.484	0.106	0.092	0.090	0.071	0.053	24.614	2.636	2.605
Junio	1.027	0.173	0.157	0.079	0.069	0.057	47.026	7.667	7.586
Julio	1.847	0.634	0.615	0.122	0.080	0.061	34.228	23.641	23.561
Agosto	1.664	0.629	0.616	0.098	0.068	0.054	31.827	26.081	25.601
Setiembre	1.350	0.589	0.563	0.085	0.075	0.056	32.264	21.302	21.213
Octubre	0.643	0.277	0.258	0.086	0.086	0.067	30.703	8.961	8.906
Noviembre	0.580	0.173	0.154	0.082	0.089	0.073	31.066	6.692	6.675
Diciembre	0.976	0.132	0.108	0.130	0.094	0.067	55.630	1.109	1.077

**Fuente:** Elaboración propia.

### 3.4.3. Cálculo del Incentivo Económico

Una vez calculado el costo de oportunidad para cada central, se procederá a calcular el incentivo económico que percibiría cada central, siguiendo el método mostrado en el punto 3.3 del presente documento se aplicará la ecuación (17):

$$IE = CO * FP * EG \quad (17)$$

donde:

CO : Costo de oportunidad (USD/MWh) – Valores calculados: Tablas 8 y 9

FP : Factor de planta de la central eléctrica – Valores calculados: Tabla 6

EG : Energía generada por cada planta (MWh) – Valores: Tabla 4

Al tener calculados los valores del Costo de Oportunidad (CO), Factor de Planta (FP) y energía generada (EG), podemos aplicar la fórmula para las centrales Rubí y Wayra I. Como resultado obtenemos el incentivo económico que percibiría cada central:

**Tabla 10.** Incentivo Económico mensual calculado para la central solar Rubí, segmentado por escenarios de demanda y bloques horarios, promedio periodo 2022-2025.

<b>Beneficio Económico - Central Solar Rubí (kUSD/MWh)</b>									
<b>Meses</b>	<b>Escenario Conservador</b>			<b>Escenario Pesimista</b>			<b>Escenario Optimista</b>		
	<b>Punta</b>	<b>Media</b>	<b>Base</b>	<b>Punta</b>	<b>Media</b>	<b>Base</b>	<b>Punta</b>	<b>Media</b>	<b>Base</b>
Enero	0.00	0.42	0.00	0.00	0.43	0.00	0.00	3.88	0.00
Febrero	0.00	2.16	0.00	0.00	2.45	0.00	0.00	35.77	0.00
Marzo	0.00	1.49	0.00	0.00	1.81	0.00	0.00	151.25	0.00
Abril	0.00	3.50	0.00	0.00	3.81	0.00	0.00	16.21	0.00
Mayo	0.00	2.61	0.00	0.00	1.93	0.00	0.00	37.48	0.00
Junio	0.00	2.99	0.00	0.00	1.67	0.00	0.00	85.33	0.00
Julio	0.00	4.71	0.00	0.00	1.36	0.00	0.00	260.61	0.00
Agosto	0.00	6.83	0.00	0.00	1.64	0.00	0.00	347.58	0.00
Setiembre	0.00	7.70	0.00	0.00	2.43	0.00	0.00	376.62	0.00
Octubre	0.00	6.32	0.00	0.00	3.13	0.00	0.00	141.17	0.00
Noviembre	0.00	6.40	0.00	0.00	4.76	0.00	0.00	126.55	0.00
Diciembre	0.00	5.11	0.00	0.00	4.20	0.00	0.00	24.63	0.00
<b>Total</b>	<b>0.00</b>	<b>50.24</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>29.63</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>1607.07</b>	<b>0.00</b>

**Fuente:** Elaboración propia.



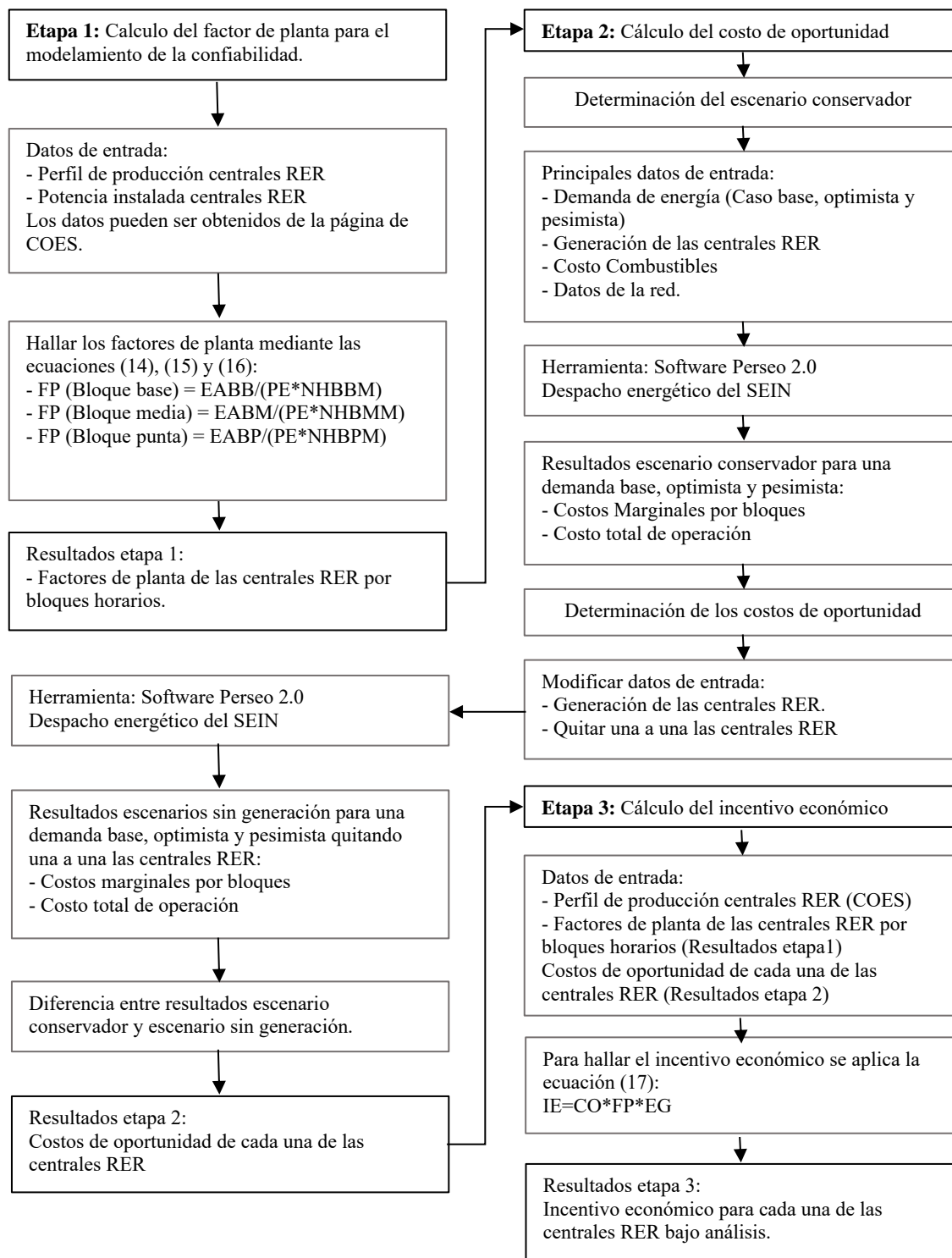
**Tabla 11.** Incentivo Económico mensual calculado para la central eólica Wayra I, segmentado por escenarios de demanda y bloques horarios, promedio periodo 2022-2025.

<b>Incentivo Económico - Central Eólica Wayra I (kUSD/MWh)</b>									
<b>Meses</b>	<b>Escenario Conservador</b>			<b>Escenario Pesimista</b>			<b>Escenario Optimista</b>		
	<b>Punta</b>	<b>Media</b>	<b>Base</b>	<b>Punta</b>	<b>Media</b>	<b>Base</b>	<b>Punta</b>	<b>Media</b>	<b>Base</b>
Enero	1.28	1.36	0.29	0.19	1.13	0.28	128.04	21.21	2.91
Febrero	0.50	0.39	0.19	0.15	0.50	0.26	11.17	11.18	5.14
Marzo	5.22	1.66	0.57	0.34	1.75	0.46	228.24	153.63	6.72
Abril	2.78	1.99	0.87	0.76	1.94	0.72	427.35	11.13	5.00
Mayo	2.35	1.81	0.81	0.44	1.22	0.46	119.31	44.98	22.93
Junio	5.10	2.97	1.61	0.39	1.18	0.59	233.59	131.19	77.87
Julio	16.05	15.76	9.54	1.06	1.99	0.95	297.46	587.74	365.59
Agosto	10.47	12.67	7.00	0.62	1.37	0.61	200.15	525.68	290.58
Setiembre	13.26	18.24	6.97	0.84	2.31	0.69	316.97	659.66	262.48
Octubre	4.45	9.09	3.63	0.60	2.82	0.94	212.33	294.06	125.14
Noviembre	1.79	3.95	1.08	0.25	2.02	0.51	95.83	152.92	46.69
Diciembre	3.59	2.68	0.82	0.48	1.91	0.51	204.48	22.50	8.18
<b>Total</b>	<b>66.83</b>	<b>72.57</b>	<b>33.38</b>	<b>6.10</b>	<b>20.14</b>	<b>6.98</b>	<b>2474.92</b>	<b>2615.88</b>	<b>1219.23</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

En el siguiente capítulo se aplicará este procedimiento a cada una de las centrales renovables consideradas en este estudio. En resumen, el flujo de aplicación del método es el siguiente:

**Figura 17.** Diagrama de flujo del método propuesto.

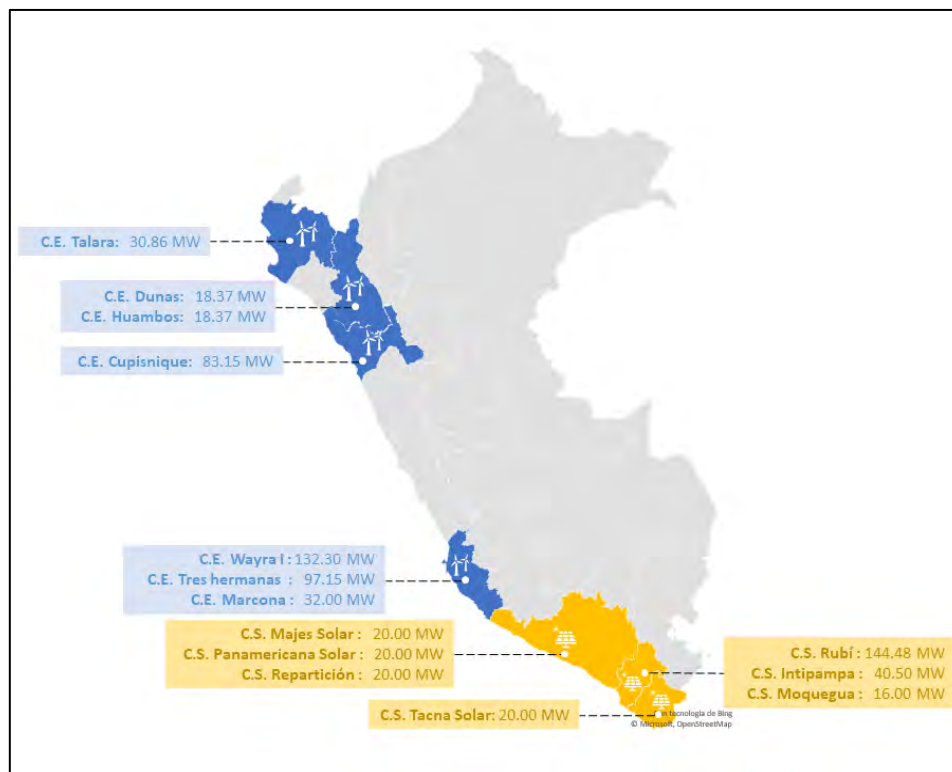


**Fuente:** Elaboración Propia

## CAPITULO IV: APLICACIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

En este capítulo se aplicará el método propuesto al mercado eléctrico peruano, para lo cual primero se deben identificar las centrales solares y eólicas que operan en Perú. Según información pública de la página web del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional del Perú (COES), hasta diciembre del 2022 se tienen 7 centrales solares y 7 centrales eólicas en operación en el sistema eléctrico peruano. Dada esta información, para el presente trabajo de investigación se consideran las siguientes 14 centrales:

**Figura 18.** Centrales solares y eólicas en operación en el mercado eléctrico peruano (hasta diciembre 2022).



**Fuente:** Elaboración Propia con datos COES

#### **4.1. CÁLCULO DEL FACTOR DE PLANTA POR BLOQUES HORARIOS**

Para la primera etapa del cálculo del factor de planta por bloques horarios, se requiere información de la producción real y la potencia efectiva de las 14 centrales consideradas en el estudio (detalladas en la figura 18). Estos datos fueron tomados de la página web del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional del Perú (COES), desde enero de 2022 hasta diciembre del 2022, según esta información la producción real promedio para un año, a nivel mensual y por bloque horario se detalla en las siguientes tablas:

**Tabla 12.** Perfil de producción mensual de las centrales eólicas por bloques horarios (GWh), año 2022.

Bloque	Mes	C.E. Marcona (Energía GWh)	C.E. Tres Hermanas (Energía GWh)	C.E. Wayra I (Energía GWh)	C.E. Cupisnique (Energía GWh)	C.E. Talara (Energía GWh)	C.E. Huambos (Energía GWh)	C.E. Dunas (Energía GWh)
Base	1	13.49	35.33	38.64	21.55	12.80	2.80	4.11
Base	2	15.62	37.16	31.50	17.95	8.66	2.29	3.08
Base	3	18.48	48.29	42.59	18.29	6.76	2.58	3.25
Base	4	21.19	55.91	50.07	24.53	13.45	4.74	6.78
Base	5	19.94	52.88	56.44	25.79	18.09	4.19	8.05
Base	6	17.29	51.68	62.14	22.13	20.18	3.98	6.74
Base	7	18.51	51.20	65.92	19.00	18.38	6.45	9.85
Base	8	19.01	55.36	68.13	19.14	18.81	6.34	9.49
Base	9	18.07	57.31	69.80	21.93	18.42	5.86	8.32
Base	10	19.69	55.12	65.34	24.38	18.68	4.10	5.77
Base	11	16.05	37.67	45.03	21.70	19.08	3.46	4.33
Base	12	14.61	37.35	37.97	23.57	17.23	3.37	4.39
Media	1	16.19	49.81	79.43	48.30	14.42	9.01	8.59
Media	2	17.62	51.08	61.70	40.54	10.80	9.92	8.25
Media	3	21.07	68.25	74.84	39.70	8.26	9.55	8.92
Media	4	21.11	68.93	85.85	53.94	13.76	10.37	10.73
Media	5	19.23	64.24	85.64	52.09	18.36	10.06	11.45
Media	6	17.84	59.28	87.12	43.59	20.11	9.47	10.34
Media	7	20.25	61.84	87.35	41.63	18.65	11.42	12.16
Media	8	20.61	67.54	91.87	46.00	19.52	11.78	12.54
Media	9	19.52	70.45	100.76	51.98	18.24	11.80	12.22
Media	10	22.45	69.81	100.90	56.05	18.45	10.28	10.40
Media	11	19.40	53.92	93.68	53.91	18.01	9.95	9.71
Media	12	17.51	54.15	81.24	54.61	18.80	9.73	9.92
Punta	1	16.13	46.44	88.27	41.02	10.93	2.96	3.57
Punta	2	18.27	49.43	74.48	36.41	7.01	2.12	2.51
Punta	3	22.32	65.76	85.04	37.31	4.50	3.10	3.24
Punta	4	23.16	67.23	93.42	48.09	10.02	4.24	6.10
Punta	5	22.05	61.74	86.83	44.58	14.84	5.43	8.33
Punta	6	19.72	62.21	92.40	37.87	16.96	5.01	7.31
Punta	7	21.33	63.28	96.78	35.45	15.47	8.61	11.66
Punta	8	22.23	69.83	95.50	42.26	17.22	6.30	8.96
Punta	9	21.29	72.40	96.63	50.06	18.16	6.44	8.21
Punta	10	23.51	70.11	94.44	50.92	17.57	4.53	4.43
Punta	11	19.39	51.25	91.01	43.35	17.05	4.56	4.21
Punta	12	17.39	51.91	91.56	44.54	15.10	3.54	3.37

**Fuente:** Elaboración Propia

**Tabla 13.** Perfil de producción mensual de las centrales solares por bloques horarios (GWh), año 2022.

Bloque	Mes	C.S. Rubí (GWh)	C.S. Intipampa (GWh)	C.S. Majes Solar (GWh)	C.S. Moquegua (GWh)	C.S. Panamericana Solar (GWh)	C.S. Repartición (GWh)	C.S. Tacna Solar (GWh)
Base	1	48.348	12.764	3.409	5.353	6.394	4.102	6.577
Base	2	40.973	10.036	3.416	5.202	6.367	4.109	7.055
Base	3	46.678	10.556	3.489	5.725	7.612	3.962	7.679
Base	4	46.999	11.353	3.916	5.264	5.989	4.549	5.582
Base	5	43.387	10.170	3.657	5.673	7.170	3.319	3.554
Base	6	36.281	8.841	3.572	4.879	6.135	2.949	3.029
Base	7	35.683	8.499	3.527	5.511	6.947	2.789	2.599
Base	8	47.960	11.129	4.113	6.657	7.997	3.164	3.216
Base	9	61.869	15.072	4.643	7.250	8.673	3.994	4.563
Base	10	71.632	18.003	4.883	7.512	9.250	4.323	5.999
Base	11	71.041	18.636	5.151	7.432	9.190	4.276	7.130
Base	12	61.821	15.538	4.389	6.489	8.994	4.323	7.207
Media	1	104.418	24.061	11.525	11.935	13.400	11.583	13.591
Media	2	98.648	21.376	11.236	11.907	13.121	11.281	13.598
Media	3	102.958	23.373	11.907	12.244	13.722	11.900	14.311
Media	4	104.280	26.686	12.007	11.737	13.112	12.143	13.026
Media	5	100.698	25.434	11.540	11.594	13.017	11.463	12.245
Media	6	94.690	24.350	11.088	10.988	12.367	10.645	11.231
Media	7	98.233	24.629	11.368	11.473	13.049	10.904	11.543
Media	8	110.754	27.985	12.321	12.781	14.239	12.238	13.115
Media	9	119.958	30.060	12.800	13.576	15.396	12.645	14.129
Media	10	122.837	31.810	12.950	13.935	15.742	12.652	14.828
Media	11	119.717	31.637	12.714	13.889	15.619	12.544	15.221
Media	12	116.277	28.877	12.081	13.069	14.860	12.077	14.037
Punta	1	1.934	0.551	0.355	0.436	0.387	0.215	0.275
Punta	2	1.316	0.306	0.319	0.371	0.341	0.162	0.461
Punta	3	0.277	0.069	0.185	0.194	0.000	0.036	0.190
Punta	4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Punta	5	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Punta	6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.238	0.000
Punta	7	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Punta	8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Punta	9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Punta	10	0.006	0.000	0.027	0.044	0.000	0.000	0.000
Punta	11	0.197	0.042	0.010	0.116	0.022	0.124	0.018
Punta	12	1.021	0.282	0.138	0.201	19.137	0.105	0.603

**Fuente:** Elaboración Propia

Además, la potencia efectiva para cada una de las centrales es la siguiente:

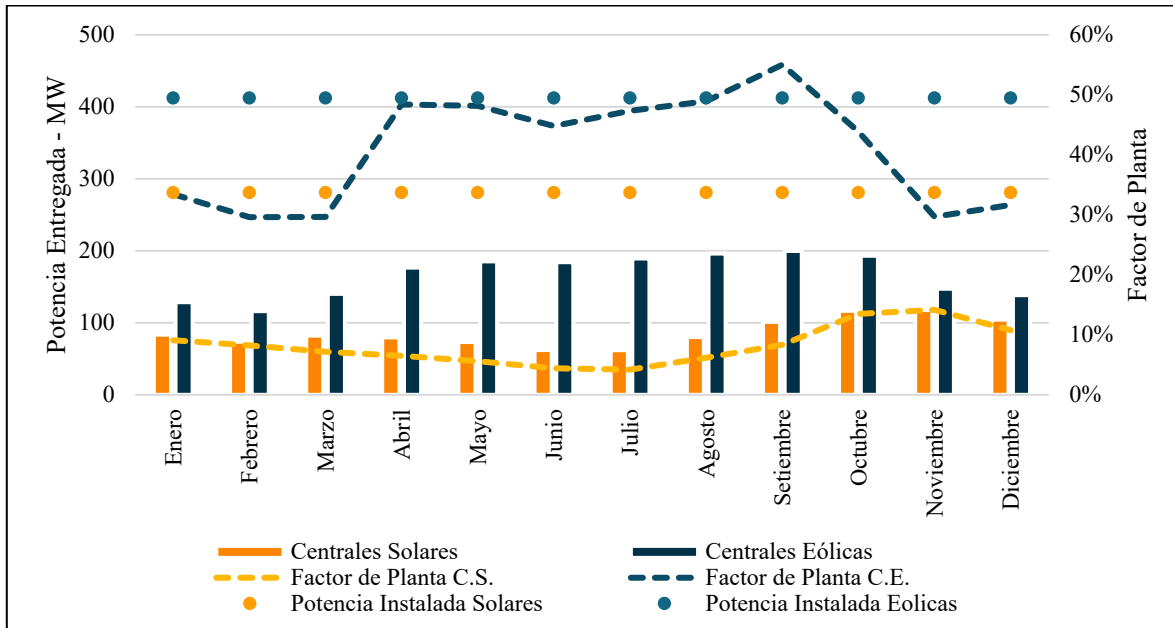
**Tabla 14.** Potencia Efectiva de las centrales RER eólicas y solares, para el año 2022.

<b>Centrales</b>	<b>Potencia Efectiva (MW)</b>
C.E. Marcona	32.00
C.E. Tres hermanas	97.15
C.E. Wayra I	132.30
C.E. Cupisnique	83.15
C.E. Talara	30.86
C.E. Huambos	18.37
C.E. Dunas	18.37
C.S. Rubí	144.48
C.S. Intipampa	40.50
C.S. Majes solar	20.00
C.S. Moquegua	16.00
C.S. Panamericana solar	20.00
C.S. Repartición	20.00
C.S. Tacna solar	20.00

**Fuente:** COES

Con estos datos (Tabla 12, Tabla 13 y Tabla 14) y aplicando las fórmulas (14), (15) y (16) descritas en el punto 3.1 de la metodología, se pueden calcular los factores de planta para cada central y para cada bloque horario. Calcular estos factores de planta y agruparlos por tipo de tecnología nos permite comparar el rendimiento de las centrales solares y eólicas en cada bloque horario. En los siguientes gráficos se puede observar el promedio mensual del perfil de potencia entregada de las centrales solares y eólicas, su potencia efectiva y su factor de planta calculado para cada bloque horario

**Figura 19.** Perfil de potencia histórica promedio Bloque Base (2022), Potencia Instalada y Factor de Planta, para el año 2022.

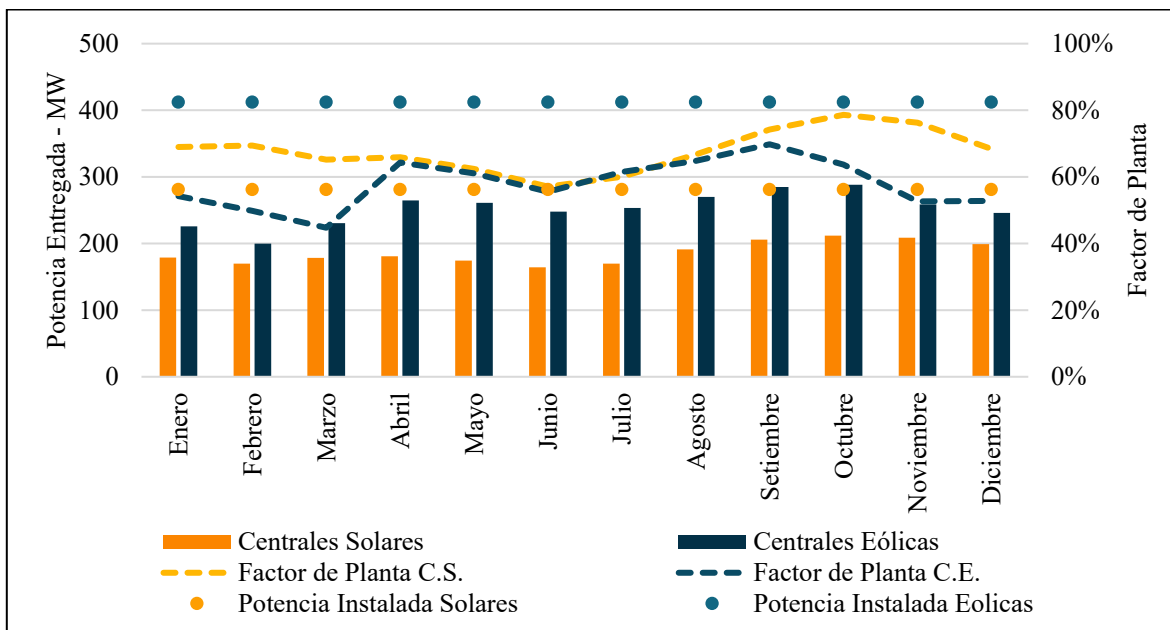


**Fuente:** Elaboración Propia.

Podemos observar en este primer gráfico que en el periodo de abril a octubre se tiene una alta generación por parte de las fuentes eólicas, lo que se refleja en un alto factor de planta promedio de casi un 55% en el mes de setiembre. Sin embargo, en el caso de las centrales solares, la producción en este periodo decrece, resultando en un factor de planta más bajo, llegando hasta 4% aproximadamente. Se puede resaltar en este análisis que existe una complementariedad por parte de las centrales eólicas hacia las centrales solares en el periodo de base.



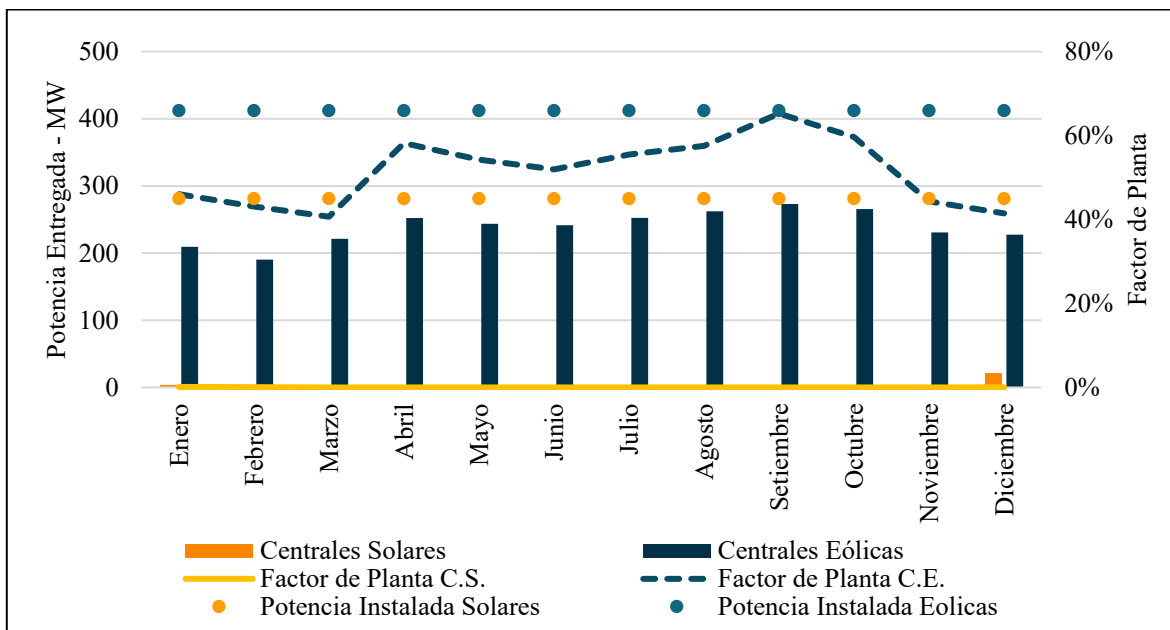
**Figura 20.** Perfil de potencia histórica promedio Bloque Media (2022), Potencia Instalada y Factor de Planta, para el año 2022.



**Fuente:** Elaboración Propia.

En la Figura 20, podemos observar que los factores de planta de las centrales solares son mayores respecto a las centrales eólicas en casi todos los meses. Tiene sentido ya que el bloque de media (De 8 a.m. a 6 p.m.) es el periodo en el que las centrales solares generan más energía, de acuerdo con los datos analizados se tiene un pico en el mes de octubre de 211 MW de potencia entregada y un factor de planta de 79%. Por el lado de las centrales eólicas, se puede observar que la potencia entregada varía alrededor de 200 MW, llegando a tener un factor de planta de aproximadamente 70% en su pico más alto.

**Figura 21.** Perfil de potencia histórica promedio Bloque Punta (2022), Potencia Instalada y Factor de Planta, para el año 2022.



**Fuente:** Elaboración Propia.

Finalmente, en el bloque de punta se tiene solamente la generación de las centrales eólicas, en este bloque se puede resaltar que la producción de eólicas se mantiene respecto al bloque de media, llegando a un pico de entrega de potencia de 273 MW y un factor de planta de 65%.

Con este análisis de la producción histórica de las centrales en los tres bloques obtenemos un panorama más amplio que nos ayuda a entender el comportamiento de las centrales solares y eólicas para cada bloque horario. Con este comportamiento analizado, se comprueba que el análisis debe realizarse por bloques horarios para modelar el comportamiento de las tecnologías de una manera más exacta.

En las siguientes tablas se muestra el detalle del factor de planta para cada una de las centrales en estudio:

**Tabla 15.** Factores de planta mensuales de las centrales eólicas por bloques horarios, 2022.

Bloque	Mes	C.E. Marcona	C.E. Tres Hermanas	C.E. Wayra I	C.E. Cupisnique	C.E. Talara	C.E. Huambos	C.E. Dunas
Base	1	51.2%	42.9%	28.2%	28.8%	42.2%	15.5%	25.3%
Base	2	62.1%	50.0%	25.4%	16.0%	29.6%	8.6%	15.6%
Base	3	67.0%	55.1%	28.6%	13.0%	18.6%	10.4%	14.9%
Base	4	76.5%	66.1%	45.7%	28.8%	50.7%	26.5%	44.5%
Base	5	61.8%	51.4%	37.6%	43.4%	68.7%	26.1%	48.3%
Base	6	52.0%	47.6%	37.0%	39.1%	79.1%	21.7%	37.1%
Base	7	61.9%	58.1%	45.8%	25.2%	54.3%	33.6%	52.4%
Base	8	67.8%	60.0%	42.4%	24.1%	53.9%	35.1%	59.1%
Base	9	81.4%	75.7%	61.5%	34.3%	69.7%	24.2%	38.4%
Base	10	61.5%	61.4%	44.0%	30.1%	59.2%	21.2%	29.7%
Base	11	37.9%	34.7%	21.1%	19.4%	49.5%	18.7%	26.4%
Base	12	42.3%	36.8%	22.3%	26.4%	50.9%	18.3%	24.6%
Media	1	62.6%	64.5%	58.6%	61.2%	43.1%	42.5%	46.9%
Media	2	70.8%	70.4%	46.9%	48.3%	37.2%	33.2%	41.8%
Media	3	71.6%	72.7%	54.5%	33.4%	25.2%	26.2%	29.8%
Media	4	76.8%	77.1%	71.3%	64.8%	54.0%	47.8%	58.2%
Media	5	58.8%	57.4%	57.6%	78.6%	58.5%	49.9%	66.5%
Media	6	54.9%	58.1%	52.5%	67.6%	69.8%	38.4%	47.3%
Media	7	64.7%	68.8%	61.9%	57.0%	54.7%	57.3%	65.9%
Media	8	71.2%	72.9%	61.6%	53.0%	60.0%	60.7%	74.0%
Media	9	82.9%	83.7%	75.7%	67.7%	71.4%	50.8%	56.4%
Media	10	72.8%	79.5%	74.1%	73.4%	60.0%	42.3%	43.6%
Media	11	51.3%	57.3%	57.3%	56.6%	51.9%	46.1%	47.9%
Media	12	51.1%	54.0%	53.9%	57.9%	58.3%	45.1%	49.3%
Punta	1	59.0%	58.5%	72.7%	56.9%	30.6%	22.9%	21.9%
Punta	2	70.5%	67.6%	72.0%	44.3%	24.4%	10.8%	12.0%
Punta	3	74.7%	69.9%	64.6%	34.6%	14.1%	13.4%	13.4%
Punta	4	83.0%	78.0%	80.9%	65.1%	47.8%	22.2%	30.3%
Punta	5	71.5%	61.6%	68.5%	64.2%	54.5%	22.9%	36.8%
Punta	6	63.4%	61.1%	62.1%	60.4%	64.7%	21.3%	30.6%
Punta	7	69.5%	70.7%	72.0%	52.9%	45.5%	31.9%	45.8%
Punta	8	81.9%	76.8%	69.6%	55.4%	46.7%	29.3%	43.0%
Punta	9	88.9%	85.4%	74.1%	69.6%	70.5%	31.2%	37.1%
Punta	10	75.0%	80.2%	73.0%	67.5%	62.8%	30.0%	29.1%
Punta	11	51.9%	54.1%	62.2%	46.7%	45.1%	25.8%	24.4%
Punta	12	49.2%	50.5%	63.0%	50.0%	41.1%	18.8%	17.8%

**Fuente:** Elaboración Propia

**Tabla 16.** Factores de planta mensuales de las centrales solares por bloques horarios, 2022.

Bloque	Mes	C.S. Rubí	C.S. Intipampa	C.S. Majes Solar	C.S. Moquegua	C.S. Panamericana Solar	C.S. Repartición	C.S. Tacna Solar
Base	1	10.5%	9.9%	3.8%	10.1%	9.6%	3.9%	15.8%
Base	2	9.3%	8.6%	3.4%	9.7%	9.2%	3.4%	14.1%
Base	3	7.5%	6.2%	3.0%	8.5%	8.2%	3.1%	13.8%
Base	4	8.4%	7.1%	3.8%	6.6%	6.2%	3.9%	9.5%
Base	5	7.6%	6.0%	3.9%	7.6%	7.1%	3.6%	3.4%
Base	6	5.8%	4.4%	2.9%	5.0%	4.5%	2.8%	5.3%
Base	7	5.6%	4.2%	2.8%	6.2%	5.4%	2.5%	2.6%
Base	8	8.1%	6.2%	4.5%	8.8%	8.3%	3.2%	4.2%
Base	9	12.7%	10.6%	5.2%	10.1%	9.5%	5.1%	5.2%
Base	10	17.7%	14.9%	6.5%	17.5%	16.5%	6.5%	14.9%
Base	11	18.4%	16.0%	6.5%	16.8%	16.1%	6.3%	19.1%
Base	12	13.2%	12.5%	5.0%	10.5%	10.4%	5.1%	18.7%
Media	1	78.9%	69.5%	58.6%	75.2%	72.7%	56.5%	71.3%
Media	2	76.7%	64.7%	61.1%	78.5%	76.3%	54.1%	74.4%
Media	3	69.5%	55.8%	59.4%	73.6%	72.2%	54.0%	71.9%
Media	4	73.1%	66.6%	60.9%	68.7%	68.4%	58.8%	65.0%
Media	5	69.0%	62.5%	58.1%	67.4%	64.5%	56.3%	59.1%
Media	6	64.5%	58.9%	54.6%	61.3%	57.7%	51.9%	50.7%
Media	7	67.0%	60.6%	54.8%	66.4%	63.2%	52.5%	56.0%
Media	8	76.0%	68.0%	54.7%	75.6%	72.2%	55.0%	65.9%
Media	9	85.8%	76.3%	62.7%	83.7%	80.5%	61.7%	68.6%
Media	10	89.9%	82.0%	62.9%	87.9%	84.8%	61.6%	81.2%
Media	11	89.3%	81.7%	60.8%	83.8%	82.4%	61.0%	74.9%
Media	12	78.0%	67.4%	58.6%	74.7%	74.4%	56.7%	69.0%
Punta	1	0.2%	0.2%	0.1%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%
Punta	2	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
Punta	3	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Punta	4	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Punta	5	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Punta	6	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Punta	7	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Punta	8	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Punta	9	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Punta	10	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Punta	11	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Punta	12	0.1%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%

**Fuente:** Elaboración Propia

## 4.2. CÁLCULO DE COSTO DE OPORTUNIDAD

Para esta segunda etapa primero se define el escenario base, en el cual todas las centrales renovables consideradas en este estudio están en operación. Para este escenario base se plantean tres escenarios de demanda.

a) Escenario conservador: Considera una demanda similar a la resolución que fija los Precios de barra.

b) Escenario pesimista: Considera una caída de la demanda del diez por ciento, respecto al caso conservador.

c) Escenario optimista: Considera un aumento del diez por ciento de la demanda en comparación con el caso conservador.

Para cada escenario de demanda, ésta se divide en tres bloques; el bloque de demanda base (23:00 a 08:00 hrs), el bloque de demanda media (08:00 a 18:00 hrs) y el bloque de demanda punta (18:00 a 23:00 hrs). La referencia para estos escenarios de carga es la demanda de energía publicada por OSINERGMIN en el proyecto de resolución que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2022 a abril 2023.

**Tabla 17.** Escenarios de demanda, promedio periodo 2022-2025.

Escenarios	Bloque de demanda punta (GWh)	Bloque de demanda media (GWh)	Bloque de demanda base (GWh)
Pesimista	37,035	92,156	67,990
Conservador	41,150	102,402	75,544
Optimista	45,265	112,642	83,091

**Fuente:** Modelo Perseo, Período mayo 2022, abril 2023, Osinermin.

Estos tres escenarios de carga descritos definen el contexto en el que se realizaran las simulaciones, y también permiten examinar el comportamiento económico del SEIN ante una variable tan incierta como la demanda.

Una vez establecido el caso base (todas las centrales RER operando) y los 3 escenarios de demanda (Conservador, Base y Optimista), se procede a hacer la primera simulación de despacho de carga utilizando el software Perseo 2.0 para cada uno de los escenarios de demanda. En las siguientes tablas, se muestra el resultado del costo marginal del SEIN:

**Tabla 18.** Costos marginales mensuales para los casos de demanda conservador (Demanda base), Pesimista (90 % Demanda Base) y caso Optimista (110 % Demanda Base), promedio periodo 2022-2025.

Escenario	Bloque	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Conservador	Base	26.15	25.95	28.60	26.51	26.84	27.28	28.71	28.98	28.33	27.11	27.03	26.97
Conservador	Media	25.69	25.60	25.84	25.66	26.17	26.51	27.06	27.18	27.11	26.54	26.42	26.11
Conservador	Punta	25.63	25.46	25.74	25.69	26.21	26.57	27.12	27.22	27.19	26.65	26.57	26.24
Pesimista	Base	25.52	25.33	25.73	25.55	25.87	26.18	26.44	26.46	26.52	26.30	26.24	25.98
Pesimista	Media	25.16	24.97	25.22	25.00	25.51	25.92	26.16	26.23	26.28	26.02	25.83	25.43
Pesimista	Punta	25.09	24.80	25.17	25.04	25.56	26.00	26.25	26.30	26.39	26.14	25.99	25.58
Optimista	Base	57.23	33.75	106.96	56.00	53.55	79.59	114.84	115.57	103.12	56.42	48.40	68.72
Optimista	Media	28.28	27.12	31.04	29.05	32.21	39.16	50.20	50.64	48.65	37.68	34.12	31.52
Optimista	Punta	27.94	26.62	28.01	29.04	32.19	39.20	50.24	50.51	48.70	37.83	34.31	31.67

**Fuente:** Elaboración propia

Luego, siguiendo lo planteado en el punto 3.2 del método propuesto se simula la pérdida de producción de cada una de las centrales RER consideradas en el estudio, para cada uno de los escenarios de demanda definidos (Conservador, Base y Optimista) y obtenemos los siguientes resultados de costos marginales:

**Tabla 19.** Costos Marginales (USD/MWh) simulando la pérdida de producción de las centrales eólicas, segmentados de manera mensual, por bloque horario y por tipo de escenario de demanda, promedio periodo 2022-2025.

Escenario	Bloque	Central Retirada	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma y	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Conservador	Base	Cupisnique	26.14	25.99	29.34	26.65	27.00	27.57	29.04	29.37	28.66	27.35	27.20	27.11
Conservador	Media	Cupisnique	25.62	25.60	25.90	25.72	26.24	26.67	27.11	27.30	27.22	26.64	26.42	26.11
Conservador	Punta	Cupisnique	25.63	25.46	25.74	25.72	26.22	26.67	27.22	27.30	27.22	26.65	26.67	26.24
Pesimista	Base	Cupisnique	25.52	25.33	25.73	25.55	25.92	26.18	26.44	26.46	26.52	26.30	26.24	25.98

Pesimista	Media	Cupisnique	25.2 0	25.0 0	25.2 8	25.0 6	25.5 6	25.9 6	26.2 0	26.2 6	26.3 2	26.0 6	25.8 7	25.4 9
Pesimista	Punta	Cupisnique	25.1 2	24.8 3	25.1 9	25.0 8	25.5 9	26.0 3	26.2 7	26.3 2	26.4 1	26.1 6	26.0 2	25.6 1
Optimista	Base	Cupisnique	78.6 7	35.0 5	137. 05	73.1 7	59.4 0	94.9 3	124. 89	124. 03	111. 08	65.5 4	56.5 8	80.6 6
Optimista	Media	Cupisnique	28.5 7	27.5 5	33.7 8	29.2 9	33.1 9	41.4 0	56.9 7	57.5 2	54.6 3	39.8 7	35.9 6	31.8 6
Optimista	Punta	Cupisnique	28.1 1	27.1 7	28.2 5	29.2 2	33.1 6	41.4 0	56.9 8	57.3 4	54.6 4	39.9 7	36.1 4	31.9 9
Conservador	Base	Dunas	26.1 6	25.9 5	28.6 8	26.5 3	26.8 4	27.2 9	28.7 2	28.9 8	28.3 3	27.1 3	27.0 5	26.9 8
Conservador	Media	Dunas	25.6 9	25.6 0	25.8 4	25.6 7	26.1 7	26.5 1	27.0 7	27.1 8	27.1 1	26.5 4	26.4 3	26.1 1
Conservador	Punta	Dunas	25.6 3	25.4 7	25.7 4	25.6 9	26.2 1	26.5 7	27.1 3	27.2 2	27.1 8	26.6 5	26.5 8	26.2 5
Pesimista	Base	Dunas	25.5 2	25.3 4	25.7 4	25.5 6	25.8 8	26.1 7	26.4 4	26.4 6	26.5 2	26.3 1	26.2 4	25.9 8
Pesimista	Media	Dunas	25.1 7	24.9 7	25.2 3	25.0 0	25.5 1	25.9 2	26.1 7	26.2 3	26.2 8	26.0 2	25.8 4	25.4 4
Pesimista	Punta	Dunas	25.1 0	24.8 1	25.1 7	25.0 4	25.5 7	26.0 0	26.2 5	26.3 0	26.3 9	26.1 4	26.0 0	25.5 8
Optimista	Base	Dunas	58.0 8	33.7 2	108. 51	56.2 9	53.8 6	80.7 6	115. 05	115. 83	103. 30	57.0 0	49.7 4	69.1 1
Optimista	Media	Dunas	28.3 1	27.1 6	30.8 8	29.0 7	32.2 2	39.2 0	50.3 5	50.7 5	48.7 9	37.8 1	34.9 1	31.5 5
Optimista	Punta	Dunas	27.9 7	26.6 2	28.0 2	29.0 5	32.2 2	39.2 3	50.3 8	50.6 4	48.8 4	37.9 4	35.1 0	31.7 1
Conservador	Base	Huambos	26.1 8	25.9 6	28.7 6	26.5 4	26.8 9	27.3 2	28.7 7	29.0 2	28.4 3	27.1 4	27.0 8	27.0 1
Conservador	Media	Huambos	25.7 0	25.6 1	25.8 5	25.6 8	26.1 9	26.5 4	27.1 0	27.2 2	27.1 4	26.5 6	26.4 4	26.1 3
Conservador	Punta	Huambos	25.6 3	25.4 7	25.7 4	25.7 0	26.2 3	26.5 9	27.1 6	27.2 6	27.2 1	26.6 6	26.5 9	26.2 6
Pesimista	Base	Huambos	25.5 3	25.3 4	25.7 5	25.5 6	25.8 9	26.1 8	26.4 5	26.4 7	26.5 3	26.3 2	26.2 5	25.9 9
Pesimista	Media	Huambos	25.1 7	24.9 8	25.2 3	25.0 1	25.5 2	25.9 3	26.1 8	26.2 4	26.2 9	26.0 3	25.8 4	25.4 5
Pesimista	Punta	Huambos	25.1 0	24.8 1	25.1 7	25.0 4	25.5 7	26.0 1	26.2 6	26.3 1	26.3 9	26.1 4	26.0 0	25.5 8
Optimista	Base	Huambos	60.5 4	33.6 9	110. 70	58.8 5	54.9 9	83.6 3	116. 39	117. 60	104. 80	58.0 4	51.1 8	73.6 9
Optimista	Media	Huambos	28.4 6	27.1 6	31.2 1	29.1 0	32.4 4	39.8 2	52.0 7	52.7 6	50.3 7	38.3 7	35.1 9	31.6 5
Optimista	Punta	Huambos	28.0 4	26.6 4	28.0 2	29.0 7	32.4 2	39.8 3	52.1 1	52.4 6	50.4 2	38.5 0	35.3 9	31.8 0
Conservador	Base	Talara	26.1 8	25.9 5	28.6 8	26.5 4	26.9 1	27.3 8	28.8 1	29.0 9	28.4 6	27.1 6	27.0 9	27.0 1
Conservador	Media	Talara	25.7 1	25.6 0	25.8 4	25.6 8	26.2 0	26.5 6	27.1 2	27.2 5	27.1 7	26.5 7	26.4 5	26.1 4
Conservador	Punta	Talara	25.6 4	25.4 7	25.7 4	25.7 1	26.2 4	26.6 1	27.1 8	27.2 9	27.2 4	26.6 8	26.6 0	26.2 7
Pesimista	Base	Talara	25.5 3	25.3 4	25.7 4	25.5 6	25.9 0	26.1 9	26.4 5	26.4 7	26.5 3	26.3 3	26.2 6	25.9 9
Pesimista	Media	Talara	25.1 7	24.9 8	25.2 3	25.0 1	25.5 3	25.9 4	26.1 8	26.2 5	26.3 0	26.0 4	25.8 5	25.4 6
Pesimista	Punta	Talara	25.1 1	24.8 1	25.1 7	25.0 5	25.5 8	26.0 2	26.2 6	26.3 2	26.4 0	26.1 6	26.0 1	25.5 9
Optimista	Base	Talara	59.8 5	33.8 6	108. 42	59.4 7	55.2 8	86.1 4	119. 20	118. 94	105. 36	59.1 2	52.5 2	73.6 7
Optimista	Media	Talara	28.3 6	27.1 4	30.9 4	29.1 1	32.6 1	40.4 4	54.3 1	55.0 0	52.2 1	38.9 6	35.5 4	31.7 0
Optimista	Punta	Talara	28.0 3	26.6 3	28.0 4	29.0 9	32.5 9	40.4 5	54.3 6	54.7 9	52.2 6	39.1 0	35.7 3	31.8 4
Conservador	Base	Wayra	26.5 6	26.1 2	29.7 4	26.9 3	27.3 2	28.3 0	30.5 6	30.6 4	29.6 8	27.7 6	27.6 1	27.9 4
Conservador	Media	Wayra	25.7 7	25.6 4	25.9 3	25.7 6	26.2 8	26.6 9	27.6 9	27.8 1	27.7 0	26.8 2	26.6 0	26.2 4
Conservador	Punta	Wayra	25.6 8	25.5 0	25.8 0	25.7 8	26.3 0	26.7 3	27.7 4	27.8 3	27.7 5	26.9 1	26.7 3	26.3 5
Pesimista	Base	Wayra	25.5 8	25.3 9	25.8 1	25.6 7	25.9 6	26.2 6	26.5 6	26.5 6	26.6 0	26.3 9	26.3 2	26.1 1

Pesimista	Media	Wayra	25.2 3	25.0 3	25.3 2	25.0 9	25.5 8	25.9 9	26.2 4	26.3 0	26.3 6	26.1 0	25.9 2	25.5 3
Pesimista	Punta	Wayra	25.1 4	24.8 5	25.2 2	25.1 1	25.6 1	26.0 6	26.3 1	26.3 6	26.4 4	26.2 1	26.0 7	25.6 4
Optimista	Base	Wayra	97.3 5	37.6 0	156. 75	120. 40	78.1 7	126. 61	149. 07	147. 40	135. 39	87.1 2	79.4 7	124. 35
Optimista	Media	Wayra	29.6 1	28.3 1	39.4 8	29.6 0	34.8 4	46.8 3	73.8 4	76.7 2	69.9 5	46.6 4	40.8 1	32.6 3
Optimista	Punta	Wayra	28.4 6	27.5 9	28.7 3	29.5 1	34.8 0	46.7 8	73.8 0	76.1 1	69.9 1	46.7 4	40.9 8	32.7 4
Conservador	Base	Marcona	26.1 9	25.9 7	29.0 0	26.5 4	26.9 1	27.4 0	28.8 3	29.1 4	28.4 9	27.1 7	27.0 8	27.0 1
Conservador	Media	Marcona	25.7 0	25.6 1	25.8 6	25.6 8	26.2 0	26.5 5	27.1 2	27.2 5	27.1 6	26.5 7	26.4 5	26.1 3
Conservador	Punta	Marcona	25.6 4	25.4 8	25.7 6	25.7 1	26.2 4	26.6 1	27.1 8	27.2 8	27.2 3	26.6 8	26.6 0	26.2 6
Pesimista	Base	Marcona	25.5 3	25.3 4	25.7 7	25.5 7	25.9 0	26.1 9	26.4 5	26.4 7	26.5 3	26.3 2	26.2 5	25.9 9
Pesimista	Media	Marcona	25.1 8	24.9 8	25.2 4	25.0 1	25.5 2	25.9 3	26.1 8	26.2 4	26.3 0	26.0 3	25.8 5	25.4 5
Pesimista	Punta	Marcona	25.1 1	24.8 2	25.1 8	25.0 6	25.5 8	26.0 1	26.2 6	26.3 1	26.4 0	26.1 5	26.0 1	25.5 9
Optimista	Base	Marcona	61.7 9	34.2 7	113. 10	62.0 9	55.5 3	87.5 6	120. 18	119. 53	105. 80	59.2 6	52.1 8	73.6 6
Optimista	Media	Marcona	28.4 1	27.2 1	32.3 4	29.1 3	32.5 7	40.3 7	54.3 6	54.9 7	52.2 2	39.0 0	35.4 4	31.7 1
Optimista	Punta	Marcona	28.0 7	26.6 5	28.2 0	29.1 1	32.5 6	40.3 9	54.3 8	54.7 9	52.2 6	39.1 4	35.6 4	31.8 5
Conservador	Base	Tres Hermanas	26.2 6	26.0 1	29.3 8	26.6 5	27.0 4	27.6 2	29.2 0	29.5 7	28.7 4	27.3 9	27.2 0	27.1 5
Conservador	Media	Tres Hermanas	25.7 4	25.6 3	25.9 0	25.7 2	26.2 4	26.6 1	27.2 6	27.3 9	27.2 8	26.6 6	26.4 9	26.1 8
Conservador	Punta	Tres Hermanas	25.6 7	25.5 0	25.7 9	25.7 4	26.2 7	26.6 6	27.3 2	27.4 2	27.3 5	26.7 6	26.6 4	26.3 0
Pesimista	Base	Tres Hermanas	25.5 5	25.3 6	25.7 9	25.6 1	25.9 2	26.2 2	26.4 8	26.5 0	26.5 5	26.3 5	26.2 7	26.0 2
Pesimista	Media	Tres Hermanas	25.2 1	25.0 1	25.2 9	25.0 6	25.5 5	25.9 6	26.2 0	26.2 6	26.3 1	26.0 6	25.8 7	25.4 8
Pesimista	Punta	Tres Hermanas	25.1 3	24.8 5	25.2 0	25.0 9	25.6 0	26.0 4	26.2 8	26.3 3	26.4 2	26.1 7	26.0 3	25.6 1
Optimista	Base	Tres Hermanas	72.0 2	35.5 8	146. 55	73.5 3	61.4 8	97.9 1	129. 14	127. 05	112. 71	67.3 2	57.9 2	80.5 6
Optimista	Media	Tres Hermanas	28.7 1	28.1 1	35.1 2	29.3 4	33.4 7	42.1 3	60.4 7	61.2 5	57.6 5	40.3 8	36.2 3	31.8 7
Optimista	Punta	Tres Hermanas	28.1 7	27.4 3	28.5 6	29.2 6	33.4 5	42.1 2	60.5 0	61.1 2	57.6 7	40.5 3	36.4 4	32.0 2

**Fuente:** Elaboración Propia

**Tabla 20.** Costos Marginales (USD/MWh) simulando la pérdida de producción de las centrales solares, segmentados de manera mensual, por bloque horario y por tipo de escenario de demanda, promedio periodo 2022-2025.

Escenario	Bloque	Central retirada	Ene	Feb	Mar	Abr	Ma y	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Conservador	Base	Intipampa	26.1 6	25.9 5	28.6 0	26. 52	26. 85	27. 29	28.7 3	29.0 0	28.3 5	27. 13	27. 04	26. 97
Conservador	Media	Intipampa	25.7 1	25.6 2	25.8 7	25. 69	26. 20	26. 56	27.1 2	27.2 6	27.1 7	26. 58	26. 46	26. 15
Conservador	Punta	Intipampa	25.6 4	25.4 7	25.7 5	25. 70	26. 23	26. 60	27.1 7	27.2 7	27.2 3	26. 66	26. 59	26. 26
Pesimista	Base	Intipampa	25.5 2	25.3 4	25.7 4	25. 56	25. 87	26. 18	26.4 4	26.4 6	26.5 2	26. 31	26. 24	25. 98
Pesimista	Media	Intipampa	25.1 9	24.9 9	25.2 5	25. 02	25. 53	25. 94	26.1 8	26.2 5	26.3 0	26. 04	25. 86	25. 46
Pesimista	Punta	Intipampa	25.1 0	24.8 1	25.1 7	25. 05	25. 57	26. 01	26.2 5	26.3 1	26.3 9	26. 14	26. 01	25. 58
Optimista	Base	Intipampa	57.2 0	33.7 8	106. 96	56. 15	53. 59	79. 95	114. 92	115. 63	103. 18	57. 44	49. 32	68. 66



Optimista	Media	Intipampa	28.4 6	27.2 3	33.0 4	29. 12	32. 59	40. 23	53.9 1	54.7 2	51.8 2	38. 93	35. 51	31. 69
Optimista	Punta	Intipampa	28.0 3	26.6 3	28.0 3	29. 08	32. 55	40. 23	53.9 2	54.4 0	51.8 4	39. 04	35. 67	31. 82
Conservador	Base	Rubí	26.1 6	25.9 6	28.6 0	26. 52	26. 86	27. 32	28.8 0	29.0 5	28.4 1	27. 20	27. 08	26. 99
Conservador	Media	Rubí	25.7 3	25.6 9	25.9 2	25. 78	26. 28	26. 65	27.2 8	27.4 4	27.3 4	26. 72	26. 58	26. 26
Conservador	Punta	Rubí	25.6 5	25.4 8	25.7 6	25. 72	26. 26	26. 65	27.2 9	27.4 1	27.3 4	26. 76	26. 65	26. 32
Pesimista	Base	Rubí	25.5 3	25.3 5	25.7 4	25. 57	25. 89	26. 19	26.4 5	26.4 7	26.5 3	26. 32	26. 25	25. 99
Pesimista	Media	Rubí	25.2 1	25.0 7	25.3 2	25. 13	25. 59	26. 00	26.2 3	26.2 9	26.3 6	26. 11	25. 95	25. 55
Pesimista	Punta	Rubí	25.1 1	24.8 2	25.1 8	25. 07	25. 59	26. 03	26.2 7	26.3 2	26.4 1	26. 16	26. 04	25. 62
Optimista	Base	Rubí	57.4 0	34.5 2	107. 09	55. 75	52. 53	80. 01	115. 14	115. 85	103. 70	58. 73	50. 71	67. 48
Optimista	Media	Rubí	28.7 0	28.5 4	39.0 8	29. 61	33. 83	43. 12	62.6 0	64.1 5	59.8 9	41. 59	37. 14	32. 21
Optimista	Punta	Rubí	28.1 5	27.3 8	28.1 0	29. 30	33. 71	43. 00	62.4 7	63.3 8	59.6 5	41. 59	37. 20	32. 27
Conservador	Base	Majes	26.1 6	25.9 5	28.6 0	26. 52	26. 84	27. 27	28.7 2	28.9 6	28.3 3	27. 12	27. 04	26. 97
Conservador	Media	Majes	25.7 0	25.6 1	25.8 5	25. 68	26. 18	26. 52	27.0 8	27.2 0	27.1 2	26. 55	26. 43	26. 12
Conservador	Punta	Majes	25.6 3	25.4 7	25.7 4	25. 69	26. 21	26. 58	27.1 4	27.2 4	27.1 9	26. 65	26. 58	26. 25
Pesimista	Base	Majes	25.5 2	25.3 3	25.7 3	25. 55	25. 87	26. 18	26.4 4	26.4 6	26.5 2	26. 31	26. 24	25. 98
Pesimista	Media	Majes	25.1 7	24.9 8	25.2 3	25. 00	25. 52	25. 92	26.1 7	26.2 3	26.2 9	26. 03	25. 84	25. 45
Pesimista	Punta	Majes	25.1 0	24.8 0	25.1 6	25. 04	25. 57	26. 01	26.2 5	26.3 1	26.3 9	26. 14	26. 00	25. 58
Optimista	Base	Majes	57.2 1	33.7 7	106. 96	56. 04	53. 58	79. 43	114. 90	115. 67	103. 17	56. 64	49. 18	68. 22
Optimista	Media	Majes	28.3 2	27.1 6	31.2 3	29. 08	32. 31	39. 52	51.5 5	52.2 8	49.8 9	38. 08	35. 10	31. 60
Optimista	Punta	Majes	27.9 6	26.6 2	28.0 2	29. 06	32. 29	39. 54	51.5 8	51.9 3	49.9 3	38. 22	35. 28	31. 74
Conservador	Base	Moquegua	26.1 6	25.9 5	28.6 0	26. 52	26. 84	27. 27	28.7 1	28.9 7	28.3 4	27. 12	27. 03	26. 97
Conservador	Media	Moquegua	25.7 0	25.6 1	25.8 5	25. 67	26. 18	26. 52	27.0 8	27.2 1	27.1 2	26. 55	26. 44	26. 12
Conservador	Punta	Moquegua	25.6 3	25.4 7	25.7 4	25. 70	26. 21	26. 58	27.1 3	27.2 4	27.1 9	26. 66	26. 58	26. 25
Pesimista	Base	Moquegua	25.5 2	25.3 4	25.7 3	25. 55	25. 87	26. 18	26.4 4	26.4 6	26.5 2	26. 31	26. 25	25. 98
Pesimista	Media	Moquegua	25.1 7	24.9 8	25.2 3	25. 01	25. 52	25. 93	26.1 7	26.2 4	26.2 9	26. 03	25. 84	25. 45
Pesimista	Punta	Moquegua	25.1 0	24.8 0	25.1 7	25. 04	25. 57	26. 01	26.2 5	26.3 0	26.3 9	26. 14	26. 00	25. 58
Optimista	Base	Moquegua	57.2 2	33.7 4	106. 96	55. 45	53. 59	79. 49	114. 86	115. 68	103. 12	56. 74	49. 18	68. 69
Optimista	Media	Moquegua	28.3 3	27.1 8	31.2 9	29. 09	32. 38	39. 68	51.7 6	52.4 9	50.0 9	38. 18	35. 11	31. 60
Optimista	Punta	Moquegua	27.9 7	26.6 3	28.0 1	29. 06	32. 35	39. 68	51.8 0	52.1 4	50.1 2	38. 31	35. 29	31. 74
Conservador	Base	Panamerica na Solar	26.1 6	25.9 5	28.6 0	26. 52	26. 84	27. 27	28.7 1	28.9 7	28.3 3	27. 12	27. 03	26. 97
Conservador	Media	Panamerica na Solar	25.7 0	25.6 1	25.8 5	25. 68	26. 18	26. 52	27.0 8	27.2 1	27.1 3	26. 55	26. 44	26. 13
Conservador	Punta	Panamerica na Solar	25.6 3	25.4 7	25.7 4	25. 70	26. 21	26. 57	27.1 3	27.2 4	27.1 9	26. 65	26. 58	26. 25
Pesimista	Base	Panamerica na Solar	25.5 2	25.3 3	25.7 3	25. 55	25. 87	26. 18	26.4 4	26.4 6	26.5 2	26. 31	26. 24	25. 98
Pesimista	Media	Panamerica na Solar	25.1 7	24.9 8	25.2 3	25. 01	25. 52	25. 92	26.1 7	26.2 4	26.2 9	26. 03	25. 84	25. 45

Pesimista	Punta	Panamericana Solar	25.1 0	24.8 1	25.1 7	25. 05	25. 57	26. 00	26.2 6	26.3 0	26.3 9	26. 14	26. 00	25. 58
Optimista	Base	Panamericana Solar	57.2 2	33.7 9	106. 96	56. 06	53. 68	79. 41	114. 87	115. 61	103. 12	56. 74	49. 16	68. 69
Optimista	Media	Panamericana Solar	28.3 5	27.1 8	31.7 6	29. 08	32. 40	39. 70	51.8 8	52.7 2	50.2 1	38. 24	35. 13	31. 61
Optimista	Punta	Panamericana Solar	27.9 8	26.6 2	28.0 2	29. 05	32. 37	39. 71	51.9 3	52.3 1	50.2 3	38. 37	35. 31	31. 75
Conservador	Base	Repartición	26.1 6	25.9 5	28.6 0	26. 52	26. 84	27. 28	28.7 1	28.9 7	28.3 4	27. 12	27. 03	26. 97
Conservador	Media	Repartición	25.7 0	25.6 1	25.8 5	25. 67	26. 18	26. 52	27.0 8	27.2 1	27.1 3	26. 55	26. 43	26. 12
Conservador	Punta	Repartición	25.6 3	25.4 7	25.7 4	25. 70	26. 21	26. 57	27.1 3	27.2 4	27.1 9	26. 65	26. 58	26. 25
Pesimista	Base	Repartición	25.5 2	25.3 4	25.7 4	25. 55	25. 87	26. 17	26.4 4	26.4 6	26.5 2	26. 31	26. 24	25. 98
Pesimista	Media	Repartición	25.1 7	24.9 8	25.2 3	25. 01	25. 52	25. 93	26.1 7	26.2 4	26.2 9	26. 02	25. 84	25. 45
Pesimista	Punta	Repartición	25.1 0	24.8 0	25.1 6	25. 04	25. 57	26. 01	26.2 5	26.3 1	26.3 9	26. 14	26. 00	25. 58
Optimista	Base	Repartición	57.1 8	33.7 7	106. 96	56. 04	53. 58	79. 42	114. 83	115. 58	103. 14	56. 66	49. 20	68. 19
Optimista	Media	Repartición	28.3 4	27.1 6	31.2 4	29. 09	32. 33	39. 52	51.5 6	52.2 6	49.9 0	38. 11	35. 09	31. 60
Optimista	Punta	Repartición	27.9 8	26.6 2	28.0 1	29. 07	32. 31	39. 52	51.6 1	51.9 4	49.9 3	38. 24	35. 27	31. 74
Conservador	Base	Tacna Solar	26.1 6	25.9 5	28.6 0	26. 52	26. 84	27. 27	28.7 1	28.9 8	28.3 4	27. 12	27. 03	26. 97
Conservador	Media	Tacna Solar	25.7 0	25.6 1	25.8 5	25. 68	26. 18	26. 52	27.0 8	27.2 1	27.1 3	26. 55	26. 44	26. 13
Conservador	Punta	Tacna Solar	25.6 3	25.4 7	25.7 4	25. 70	26. 21	26. 58	27.1 3	27.2 4	27.1 9	26. 65	26. 58	26. 25
Pesimista	Base	Tacna Solar	25.5 2	25.3 4	25.7 4	25. 56	25. 87	26. 18	26.4 4	26.4 6	26.5 2	26. 31	26. 24	25. 98
Pesimista	Media	Tacna Solar	25.1 7	24.9 8	25.2 3	25. 01	25. 52	25. 93	26.1 7	26.2 4	26.2 9	26. 03	25. 84	25. 45
Pesimista	Punta	Tacna Solar	25.1 0	24.8 1	25.1 7	25. 04	25. 57	26. 01	26.2 5	26.3 1	26.3 9	26. 14	26. 00	25. 58
Optimista	Base	Tacna Solar	57.2 0	33.7 4	106. 96	56. 04	53. 59	79. 41	114. 93	115. 63	103. 13	56. 70	49. 20	68. 23
Optimista	Media	Tacna Solar	28.3 7	27.1 9	31.7 4	29. 09	32. 37	39. 70	51.8 3	52.6 0	50.1 5	38. 18	35. 11	31. 62
Optimista	Punta	Tacna Solar	28.0 0	26.6 3	28.0 2	29. 06	32. 35	39. 71	51.8 5	52.2 2	50.1 7	38. 31	35. 29	31. 76

**Fuente:** Elaboración Propia

Dado que los costos de oportunidad son calculados para los tres escenarios de demanda definidos (Conservador, Optimista y Pesimista) y para los tres bloques horarios (Base, Media y Punta), en el siguiente capítulo se analizará de manera más detallada cada uno de los casos para poder interpretar y explicar los resultados.

## **CAPÍTULO V: ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL INCENTIVO**

### **ECONÓMICO**

En la primera parte de este capítulo, se muestran los resultados de los costos de oportunidad utilizando mapas de calor para los escenarios de demanda conservador, pesimista y optimista, en los que se resalta el análisis por bloques horarios. Una vez completado y comprendido este análisis, recién se puede pasar a la tercera etapa, que es el cálculo del incentivo económico. En la segunda parte de este capítulo se calcula este incentivo económico y se analizan los resultados utilizando nuevamente la herramienta de mapas de calor.

#### **5.1. RESULTADOS MENSUALES**

##### **5.1.1. Caso Conservador**

En la Figura 22, se presenta un mapa de calor de los costos de oportunidad a nivel mensual de las plantas solares y eólicas para el bloque de media. En este gráfico se puede observar que en los meses de julio, agosto y setiembre se presentan mayores costos de oportunidad en el sistema eléctrico peruano.

**Figura 22.** Cálculo de costos de oportunidad del Caso Conservador – Bloque de media, promedio periodo 2022-2025.

Central	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Cupinisque	-0.0418	0.0117	0.0207	0.0378	0.0531	0.0605	0.0664	0.0642	0.0828	0.0720	0.0362	0.0358
Dunas	0.0022	0.0011	0.0013	0.0031	0.0011	0.0009	0.0049	0.0047	-0.0012	0.0002	0.0010	0.0011
Huambos	0.0012	0.0005	0.0008	0.0031	0.0057	0.0057	0.0130	0.0165	0.0080	0.0036	0.0024	0.0032
Intipampa	0.0161	0.0101	0.0161	0.0160	0.0180	0.0281	0.0391	0.0541	0.0479	0.0291	0.0296	0.0257
Rubí	0.0355	0.0658	0.0551	0.0880	0.0781	0.0897	0.1499	0.2016	0.1973	0.1573	0.1365	0.1128
Talara	0.0077	0.0018	0.0011	0.0099	0.0171	0.0313	0.0354	0.0451	0.0423	0.0185	0.0155	0.0169
Wayra	0.0498	0.0196	0.0496	0.0700	0.0611	0.0911	0.3924	0.3873	0.4457	0.2053	0.0989	0.0712
Majes	0.0050	0.0042	0.0057	0.0074	0.0050	0.0053	0.0126	0.0151	0.0082	0.0061	0.0065	0.0056
Moquegua	0.0059	0.0062	0.0078	0.0060	0.0050	0.0074	0.0136	0.0280	0.0081	0.0081	0.0095	0.0088
Panamericana solar	0.0079	0.0075	0.0096	0.0091	0.0071	0.0056	0.0147	0.0252	0.0131	0.0104	0.0124	0.0114
Marcona	0.0090	0.0064	0.0164	0.0145	0.0140	0.0223	0.0388	0.0505	0.0425	0.0198	0.0115	0.0105
Tres hermanas	0.0300	0.0222	0.0435	0.0438	0.0370	0.0559	0.1383	0.1519	0.1468	0.0940	0.0402	0.0354
Repartición	0.0040	0.0035	0.0052	0.0056	0.0045	0.0052	0.0105	0.0176	0.0099	0.0043	0.0067	0.0062
Tacna solar	0.0083	0.0079	0.0093	0.0083	0.0053	0.0058	0.0105	0.0211	0.0116	0.0097	0.0107	0.0089

**Fuente:** Elaboración Propia.

En las Figuras 23 y 24, también se muestran mapas de calor de los costos de oportunidad a nivel mensual de las plantas solares y eólicas para los bloques de base (23:00 horas a 08:00 horas) y punta (18:00 horas a 23:00 horas). Esta herramienta visual nos permite notar que las plantas por consiguiente tienen un costo de oportunidad muy bajo, siendo en algunos meses cero y en otros casos llegando a ser negativo. Este efecto se debe a que las centrales solares, no operan en estos bloques del día porque no tienen recurso solar disponible.

**Figura 23.** Cálculo de costos de oportunidad del Caso Conservador – Bloque Base, promedio periodo 2022-2025.

Central	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Cupinisque	0.0172	0.0083	0.0139	0.0222	0.0358	0.0450	0.0537	0.0603	0.0678	0.0535	0.0268	0.0245
Dunas	0.0004	0.0006	0.0007	0.0003	0.0015	-0.0001	0.0009	0.0022	-0.0027	0.0006	0.0020	0.0009
Huambos	0.0007	0.0004	0.0005	0.0016	0.0053	0.0045	0.0117	0.0160	0.0048	0.0012	0.0031	0.0024
Talara	0.0044	0.0011	0.0007	0.0063	0.0187	0.0261	0.0260	0.0322	0.0375	0.0170	0.0126	0.0109
Wayra	0.0383	0.0257	0.0396	0.0670	0.0633	0.0977	0.4430	0.4293	0.4173	0.1884	0.0960	0.0679
Marcona	0.0073	0.0103	0.0162	0.0147	0.0184	0.0212	0.0378	0.0531	0.0393	0.0191	0.0141	0.0098
Tres hermanas	0.0222	0.0219	0.0343	0.0365	0.0380	0.0532	0.1356	0.1543	0.1394	0.0873	0.0360	0.0281
Intipampa	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Rubí	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Majes	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Moquegua	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Panamericana Solar	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Repartición	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Tacna Solar	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

**Fuente:** Elaboración Propia

**Figura 24.** Cálculo de costos de oportunidad del Caso Conservador – Bloque Punta, promedio periodo 2022-2025.

Central	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Cupinisque	-0.0036	0.0065	0.0959	0.0401	0.0698	0.1153	0.0835	0.0947	0.1110	0.0717	0.0323	0.0496
Dunas	0.0025	0.0006	0.0119	0.0051	0.0029	0.0047	0.0057	-0.0007	-0.0010	0.0035	0.0047	0.0030
Huambos	0.0041	0.0008	0.0163	0.0055	0.0135	0.0101	0.0213	0.0166	0.0234	0.0065	0.0085	0.0088
Talara	0.0098	0.0011	0.0151	0.0140	0.0502	0.0823	0.0540	0.0604	0.0878	0.0302	0.0272	0.0243
Wayra	0.1132	0.0435	0.3257	0.1913	0.1821	0.3798	0.8455	0.7062	0.8298	0.2832	0.1227	0.2172
Marcona	0.0166	0.0126	0.2695	0.0223	0.0437	0.0655	0.0778	0.1097	0.1268	0.0345	0.0193	0.0175
Tres hermanas	0.0458	0.0311	0.4287	0.0924	0.1033	0.1624	0.2869	0.3576	0.3059	0.1668	0.0596	0.0664
Intipampa	0.0005	0.0001	0.0000	0.0001	0.0009	0.0008	0.0009	0.0014	0.0023	0.0027	0.0011	0.0006
Rubí	0.0010	0.0010	0.0003	0.0006	0.0017	0.0026	0.0050	0.0061	0.0092	0.0153	0.0080	0.0037
Majes	0.0001	0.0000	0.0000	0.0002	0.0001	0.0000	0.0002	-0.0007	0.0001	0.0002	0.0003	0.0005
Moquegua	0.0004	0.0001	0.0000	0.0002	0.0004	-0.0003	0.0001	-0.0007	0.0003	0.0006	-0.0001	0.0001
Panamericana solar	0.0003	0.0000	0.0000	0.0003	0.0004	-0.0001	0.0003	-0.0010	0.0002	0.0004	0.0000	0.0006
Repartición	0.0001	0.0000	0.0000	0.0002	0.0002	0.0002	0.0000	-0.0003	0.0003	0.0001	-0.0002	0.0003
Tacna solar	0.0004	0.0002	0.0000	0.0002	0.0001	-0.0001	0.0001	-0.0001	0.0005	0.0007	0.0002	0.0010

**Fuente:** Elaboración Propia.

En el siguiente punto, se muestra el análisis para los casos Optimista y Pesimista, pero solamente en los bloques de media, esto debido a que, como vimos en las Figuras 23 y 24 en los bloques de punta y base no se tiene generación solar.

### 5.1.2. Escenario Optimista

La Figura 25 muestra un mapa de calor mensual, es decir que la lectura del análisis del mapa de calor se hará de manera vertical para cada mes, y para cada uno de los meses se tendrá un costo de oportunidad máximo (verde) y un costo de oportunidad mínimo (rojo). Esto quiere decir, que nos permitirá analizar cuál de las plantas presenta un mejor costo de oportunidad en cada mes. Este análisis se realizó para el bloque de media, en el cual la planta eólica Wayra I y Rubí son las que presentan mejores costos de oportunidad en los 12 meses.

**Figura 25.** Cálculo de costos de oportunidad del Caso Optimista– Bloque Media, promedio periodo 2022-2025.

Central	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Cupinisque	0.1726	0.2065	0.9167	0.1589	0.7717	1.5164	3.8568	3.6432	4.0463	1.6041	1.0430	0.1957
Dunas	0.0058	0.0059	-0.0242	0.0080	0.0088	0.0155	0.0789	0.0629	0.0535	0.0370	0.2090	0.0080
Huambos	0.0762	0.0131	0.0459	0.0257	0.1148	0.2549	1.0724	1.2895	0.8745	0.2916	0.4966	0.0617
Talara	0.0345	0.0067	-0.0240	0.0337	0.2393	0.8956	2.2465	2.6159	2.5415	0.7667	0.7391	0.1040
Wayra	0.7746	0.5603	4.5956	0.3916	1.5177	4.0288	14.6338	16.0633	16.1164	6.6418	3.8347	0.5984
Marcona	0.0817	0.0644	0.9353	0.0607	0.2135	0.6650	2.6885	3.0841	2.9560	0.9575	0.6806	0.0962
Tres hermanas	0.2732	0.6992	2.9671	0.2253	0.7248	1.7269	7.0674	7.7372	7.5336	2.1485	1.2084	0.1925
Intipampa	0.1245	0.0738	1.1193	0.0500	0.2378	0.6313	2.2502	2.7692	2.4190	1.0259	1.1386	0.1148
Rubí	0.3252	1.0905	5.5948	0.4077	1.1223	2.5554	8.3032	10.2631	9.6475	3.5120	2.7006	0.5432
Majes	0.0234	0.0229	0.1173	0.0212	0.0596	0.1978	0.7377	0.8957	0.7781	0.2486	0.5949	0.0478
Moquegua	0.0357	0.0514	0.1839	0.0290	0.1149	0.3195	1.0355	1.3977	1.2008	0.4402	0.8288	0.0614
Panamericana solar	0.0480	0.0502	0.5203	0.0189	0.1233	0.3117	1.0609	1.5028	1.2558	0.4753	0.8335	0.0653
Repartición	0.0303	0.0200	0.1082	0.0252	0.0681	0.1869	0.7161	0.8928	0.7729	0.2640	0.5929	0.0451
Tacna solar	0.0640	0.0520	0.5060	0.0234	0.0987	0.2740	0.9130	1.2935	1.0286	0.4018	0.7451	0.0676

**Fuente:** Elaboración Propia.

En la Figura 26, se muestra un mapa de calor estructurado de diferente manera. En este caso el mapa de calor se lee de manera horizontal y resalta el costo de oportunidad para

cada planta a lo largo de los 12 meses, es decir que para cada planta se tendrá un costo de oportunidad máximo (verde) y un costo oportunidad mínimo (rojo). A comparación de la anterior tabla, aquí se evalúa en que mes determinada planta presentó mayor costo de oportunidad, nótese que para los meses de julio, agosto y setiembre se tienen mayores costos de oportunidad en casi todas las plantas, esto coincide con el periodo de baja producción de las centrales hidroeléctricas.

**Figura 26.** Cálculo de costos de oportunidad del Caso Optimista – Bloque Media, promedio periodo 2022-2025.

Central	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Cupisnique	0.1726	0.2065	0.9167	0.1589	0.7717	1.5164	3.8568	3.6432	4.0463	1.6041	1.0430	0.1957
Dunas	0.0058	0.0059	-0.0242	0.0080	0.0088	0.0155	0.0789	0.0629	0.0535	0.0370	0.2090	0.0080
Huambos	0.0762	0.0131	0.0459	0.0257	0.1148	0.2549	1.0724	1.2895	0.8745	0.2916	0.4966	0.0617
Talara	0.0345	0.0067	-0.0240	0.0337	0.2393	0.8956	2.2465	2.6159	2.5415	0.7667	0.7391	0.1040
Wayra	0.7746	0.5603	4.5956	0.3916	1.5177	4.0288	14.6338	16.0633	16.1164	6.6418	3.8347	0.5984
Marcona	0.0817	0.0644	0.9353	0.0607	0.2135	0.6650	2.6885	3.0841	2.9560	0.9575	0.6806	0.0962
Tres hermanas	0.2732	0.6992	2.9671	0.2253	0.7248	1.7269	7.0674	7.7372	7.5336	2.1485	1.2084	0.1925
Intipampa	0.1245	0.0738	1.1193	0.0500	0.2378	0.6313	2.2502	2.7692	2.4190	1.0259	1.1386	0.1148
Rubí	0.3252	1.0905	5.5948	0.4077	1.1223	2.5554	8.3032	10.2631	9.6475	3.5120	2.7006	0.5432
Majes	0.0234	0.0229	0.1173	0.0212	0.0596	0.1978	0.7377	0.8957	0.7781	0.2486	0.5949	0.0478
Moquegua	0.0357	0.0514	0.1839	0.0290	0.1149	0.3195	1.0355	1.3977	1.2008	0.4402	0.8288	0.0614
Panamericana solar	0.0480	0.0502	0.5203	0.0189	0.1233	0.3117	1.0609	1.5028	1.2558	0.4753	0.8335	0.0653
Repartición	0.0303	0.0200	0.1082	0.0252	0.0681	0.1869	0.7161	0.8928	0.7729	0.2640	0.5929	0.0451
Tacna solar	0.0640	0.0520	0.5060	0.0234	0.0987	0.2740	0.9130	1.2935	1.0286	0.4018	0.7451	0.0676

**Fuente:** Elaboración Propia

### 5.1.3. Escenario Pesimista

La Figura 27, muestra un mapa de calor mensual, similar al de la Figura 25 pero para el escenario de demanda pesimista.

Para ese escenario se observa que, las plantas eólicas Wayra y Cupisnique presentan mejores costos de oportunidad y en el caso de las centrales solares, Rubí presenta el mayor costo de oportunidad.

**Figura 27.** Cálculo de costos de oportunidad del Caso Pesimista – Bloque Media, promedio periodo 2022-2025.

Central	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Cupinisque	0.0233	0.0115	0.0178	0.0395	0.0361	0.0255	0.0193	0.0133	0.0239	0.0302	0.0234	0.0315
Dunas	0.0006	0.0011	0.0014	0.0021	0.0026	0.0016	0.0028	-0.0005	0.0008	0.0007	0.0017	0.0032
Huambos	0.0035	0.0022	0.0013	0.0059	0.0074	0.0035	0.0081	0.0055	0.0058	0.0040	0.0051	0.0083
Talara	0.0039	0.0021	0.0010	0.0091	0.0128	0.0138	0.0083	0.0099	0.0143	0.0105	0.0102	0.0156
Wayra	0.0412	0.0251	0.0524	0.0683	0.0410	0.0363	0.0495	0.0420	0.0565	0.0637	0.0507	0.0507
Marcona	0.0084	0.0057	0.0100	0.0116	0.0080	0.0079	0.0082	0.0060	0.0142	0.0092	0.0069	0.0092
Tres hermanas	0.0271	0.0275	0.0520	0.0465	0.0228	0.0244	0.0271	0.0251	0.0248	0.0339	0.0224	0.0249
Intipampa	0.0151	0.0126	0.0150	0.0155	0.0130	0.0108	0.0092	0.0117	0.0153	0.0217	0.0194	0.0202
Rubí	0.0360	0.0746	0.0668	0.0959	0.0579	0.0500	0.0434	0.0483	0.0622	0.0779	0.1016	0.0927
Majes	0.0044	0.0041	0.0046	0.0042	0.0043	0.0025	0.0032	0.0015	0.0058	0.0041	0.0044	0.0070
Moquegua	0.0054	0.0069	0.0073	0.0058	0.0054	0.0067	0.0064	0.0053	0.0078	0.0080	0.0065	0.0122
Panamericana solar	0.0071	0.0073	0.0080	0.0083	0.0062	0.0032	0.0050	0.0058	0.0079	0.0099	0.0090	0.0112
Repartición	0.0043	0.0031	0.0049	0.0048	0.0066	0.0032	0.0033	0.0043	0.0044	0.0038	0.0061	0.0064
Tacna solar	0.0077	0.0068	0.0088	0.0084	0.0043	0.0041	0.0042	0.0039	0.0052	0.0075	0.0087	0.0099

**Fuente:** Elaboración Propia.

La Figura 28, muestra un análisis similar al de la Figura 26, solo que para un escenario de demanda pesimista. En este grafico se muestran mayores costos de oportunidad en los meses de octubre, noviembre y diciembre.



**Figura 28.** Cálculo de costos de oportunidad del Caso Pesimista – Bloque Media, promedio periodo 2022-2025.

Central	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Cupinisque	0.0233	0.0115	0.0178	0.0395	0.0361	0.0255	0.0193	0.0133	0.0239	0.0302	0.0234	0.0315
Dunas	0.0006	0.0011	0.0014	0.0021	0.0026	0.0016	0.0028	-0.0005	0.0008	0.0007	0.0017	0.0032
Huambos	0.0035	0.0022	0.0013	0.0059	0.0074	0.0035	0.0081	0.0055	0.0058	0.0040	0.0051	0.0083
Talara	0.0039	0.0021	0.0010	0.0091	0.0128	0.0138	0.0083	0.0099	0.0143	0.0105	0.0102	0.0156
Wayra	0.0412	0.0251	0.0524	0.0683	0.0410	0.0363	0.0495	0.0420	0.0565	0.0637	0.0507	0.0507
Marcona	0.0084	0.0057	0.0100	0.0116	0.0080	0.0079	0.0082	0.0060	0.0142	0.0092	0.0069	0.0092
Tres hermanas	0.0271	0.0275	0.0520	0.0465	0.0228	0.0244	0.0271	0.0251	0.0248	0.0339	0.0224	0.0249
Intipampa	0.0151	0.0126	0.0150	0.0155	0.0130	0.0108	0.0092	0.0117	0.0153	0.0217	0.0194	0.0202
Rubí	0.0360	0.0746	0.0668	0.0959	0.0579	0.0500	0.0434	0.0483	0.0622	0.0779	0.1016	0.0927
Majes	0.0044	0.0041	0.0046	0.0042	0.0043	0.0025	0.0032	0.0015	0.0058	0.0041	0.0044	0.0070
Moquegua	0.0054	0.0069	0.0073	0.0058	0.0054	0.0067	0.0064	0.0053	0.0078	0.0080	0.0065	0.0122
Panamericana solar	0.0071	0.0073	0.0080	0.0083	0.0062	0.0032	0.0050	0.0058	0.0079	0.0099	0.0090	0.0112
Repartición	0.0043	0.0031	0.0049	0.0048	0.0066	0.0032	0.0033	0.0043	0.0044	0.0038	0.0061	0.0064
Tacna solar	0.0077	0.0068	0.0088	0.0084	0.0043	0.0041	0.0042	0.0039	0.0052	0.0075	0.0087	0.0099

**Fuente:** Elaboración Propia.

Podemos concluir de las tablas anteriores que, se puede realizar una mejor comparación entre tecnologías solamente en el bloque de media, a nivel mensual los costos de oportunidad más altos se concentran en los meses de julio a setiembre, a nivel de centrales a mayor generación de energía por planta, mayor será el costo de oportunidad, en el caso de las plantas eólicas las centrales Wayra I, Cupinisque y Tres Hermanas son las más grandes y presentan mayores costos de oportunidad. Lo mismo sucede con la central Rubí, que presenta en mayoría las celdas de color verde en los análisis de las Figuras 25 y 27, lo cual significa un mejor costo de oportunidad favorable. Finalmente se puede observar que los costos de oportunidad del escenario optimista (10% más de demanda) son mayores a los costos de oportunidad del escenario pesimista (10% menos de demanda). Una vez completado y comprendido este análisis, recién se puede pasar a la tercera etapa, que es el cálculo del incentivo económico

### 5.1.4. Análisis de Resultados por Bloques Horarios

En la tercera etapa se toman los resultados del cálculo del costo de oportunidad y los resultados del cálculo del factor de planta para calcular el Incentivo Económico que recibirían las centrales RER, según lo explicado en el punto 3.3 del método. Se obtienen los siguientes resultados:

**Figura 29.** Mapa de calor, Incentivo Económico de la central Wayra I en el escenario optimista, segmentado por bloques y por meses, promedio periodo 2022-2025.

	Valorización de Incentivo - B1 USD	Valorización de Incentivo - B2 USD	Valorización de Incentivo - B3 USD	Valorización total - USD
Enero	\$ 128,044.28	\$ 21,208.02	\$ 2,910.53	\$ 152,162.83
Febrero	\$ 11,170.74	\$ 11,176.31	\$ 5,142.74	\$ 27,489.79
Marzo	\$ 228,235.93	\$ 153,632.98	\$ 6,715.05	\$ 388,583.96
Abril	\$ 427,346.62	\$ 11,126.35	\$ 4,998.02	\$ 443,470.98
Mayo	\$ 119,311.77	\$ 44,981.86	\$ 22,927.69	\$ 187,221.32
Junio	\$ 233,586.14	\$ 131,193.30	\$ 77,867.67	\$ 442,647.11
Julio	\$ 297,455.55	\$ 587,743.46	\$ 365,594.77	\$ 1,250,793.78
Agosto	\$ 200,152.88	\$ 525,678.85	\$ 290,583.59	\$ 1,016,415.32
Setiembre	\$ 316,974.26	\$ 659,661.06	\$ 262,476.62	\$ 1,239,111.93
Octubre	\$ 212,330.45	\$ 294,064.65	\$ 125,138.74	\$ 631,533.85
Noviembre	\$ 95,828.75	\$ 152,917.20	\$ 46,694.66	\$ 295,440.60
Diciembre	\$ 204,481.15	\$ 22,497.59	\$ 8,175.10	\$ 235,153.84
			<b>Total</b>	<b>\$ 6,310,025.33</b>

**Fuente:** Elaboración Propia.

En la Figura 29, se puede ver el Incentivo económico percibido por la central Wayra I, se puede resaltar del análisis que, en el bloque de base, en los meses de Julio a setiembre este Incentivo es mayor, llegando a un valor máximo de \$ 1,250,793.78. Por otro lado, podemos observar que en los meses de enero a abril se tiene un Incentivo económico menor. Entonces, puesto que el Incentivo económico está en función del costo de oportunidad y del factor de planta, podemos concluir de este gráfico que en los meses de julio a setiembre la central eólica Wayra I tiene un factor de planta elevado, y como resultado beneficia

positivamente al sistema con su operación. El Incentivo económico total al año para la central de Wayra I en el bloque optimista resulta en \$ 6,310,025.33.

### 5.1.5. Análisis de Resultados por Escenarios de Demanda

En este segundo escenario se puede observar como el Incentivo aumenta en función del escenario de demanda considerado. El caso más crítico es el caso pesimista, en este caso la central percibiría un Incentivo de \$ 33,225.79. Analizando los resultados se puede concluir que el motivo de que el Incentivo varíe es el siguiente. A pesar de que la generación considerada no varía puesto que las centrales RER siempre entran a despachar, lo que si varía es el costo de oportunidad. En el escenario pesimista el costo de oportunidad es menor, esto puesto que, a menor demanda, se necesita menor cantidad de máquinas de generación, lo que resulta en un menor es el costo marginal.

**Figura 30.** Mapa de calor, Incentivo económico de la central Wayra I segmentado por escenarios y por meses, promedio periodo 2022-2025.

	Pesimista	Conservador	Optimista
<b>Enero</b>	\$ 1,593.95	\$ 2,937.88	\$ 152,162.83
<b>Febrero</b>	\$ 909.98	\$ 1,078.18	\$ 27,489.79
<b>Marzo</b>	\$ 2,555.05	\$ 7,448.72	\$ 388,583.96
<b>Abril</b>	\$ 3,418.03	\$ 5,637.90	\$ 443,470.98
<b>Mayo</b>	\$ 2,115.27	\$ 4,968.54	\$ 187,221.32
<b>Junio</b>	\$ 2,162.82	\$ 9,681.79	\$ 442,647.11
<b>Julio</b>	\$ 3,996.51	\$ 41,352.32	\$ 1,250,793.78
<b>Agosto</b>	\$ 2,601.17	\$ 30,137.17	\$ 1,016,415.32
<b>Setiembre</b>	\$ 3,840.56	\$ 38,473.88	\$ 1,239,111.93
<b>Octubre</b>	\$ 4,357.39	\$ 17,163.13	\$ 631,533.85
<b>Noviembre</b>	\$ 2,785.59	\$ 6,814.33	\$ 295,440.60
<b>Diciembre</b>	\$ 2,889.46	\$ 7,084.90	\$ 235,153.84
<b>Total</b>	\$ 33,225.79	\$ 172,778.73	\$ 6,310,025.33

**Fuente:** Elaboración Propia

El detalle de la valorización del Incentivo para cada una de las centrales se puede observar en el Anexo 04.

## 5.2. RESULTADOS ANUALES

Finalmente, se tiene un resumen del Incentivo Económico total que percibiría cada una de las centrales consideradas en este estudio, para cada uno de los escenarios de demanda considerados (Conservador, Optimista y Pesimista).

**Tabla 21.** Incentivo anual total por cada planta, promedio periodo 2022-2025.

<b>Central</b>	<b>Conservador</b>	<b>Optimista</b>	<b>Pesimista</b>
C.E. Cupisnique	\$ 13,947.32	\$ 540.54	\$ 6.33
C.E. Dunas	\$ 40.44	\$ 1,378.19	\$ 0.03
C.E. Huambos	\$ 487.50	\$ 29,501.38	\$ 312.19
C.E. Marcona	\$ 4,852.90	\$ 208,767.67	\$ 1,382.79
C.E. Talara	\$ 3,045.28	\$ 135,395.04	\$ 1,156.44
C.E. Tres Hermanas	\$ 38,977.90	\$ 1,581,113.77	\$ 11,529.18
C.E. Wayra	\$ 172,778.73	\$ 6,310,025.33	\$ 33,225.79
C.S. Panamericana Solar	\$ 579.16	\$ 27,513.18	\$ 385.87
C.S. Intipampa	\$ 3,061.90	\$ 111,813.57	\$ 1,676.05
C.S. Majes	\$ 273.07	\$ 11,951.12	\$ 159.08
C.S. Moquegua	\$ 418.49	\$ 21,200.72	\$ 305.86
C.S. Repartición	\$ 264.93	\$ 12,063.69	\$ 174.44
C.S. Rubí	\$ 50,238.22	\$ 1,607,071.95	\$ 29,626.40
C.S. Tacna Solar	\$ 468.51	\$ 21,544.86	\$ 322.50
<b>Total General</b>	<b>\$ 289,434.34</b>	<b>\$ 10,079,881.01</b>	<b>\$ 80,262.96</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

En la tabla 21, se puede observar el Incentivo económico de cada planta para cada escenario, de esta tabla podemos resaltar que la central eólica de Wayra I recibe el mayor Incentivo, siendo un máximo de \$ 6,310,025.33, y un mínimo de \$ 33,225.79. Por otro lado, en las centrales solares se tiene un Incentivo máximo en la central de Rubí, siendo de \$1,607,071.95 en el escenario optimista y de \$29,626.40 en el escenario pesimista. Con este enfoque podemos concluir que, las centrales eólicas percibirían mayores Incentivos (82% del total) ya que aportan mayores beneficios al sistema y tienen un mayor factor de planta, por lo cual la señal indica que debería incentivarse más el desarrollo de este tipo de centrales. Por otro lado, se puede observar que si el incentivo es aplicado se tendría un incentivo total

de 10 Millones de dólares anuales que deberían ser direccionados a la inversión en sistemas de almacenamiento.

## CONCLUSIONES

El incentivo económico complementario es lo suficientemente significativo para promover el aumento de la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano. Esto se comprobó mediante el cálculo del incentivo económico para el caso de demanda optimista de la planta eólica de mayor capacidad, llegando a alcanzar el valor de 6,310,025.33 dólares anuales de incentivo.

a) Se comprueba que mediante el desarrollo del método propuesto en el presente trabajo se puede hallar un incentivo económico para las plantas solares y eólicas mediante el cálculo de factor de planta por bloques horarios y el cálculo de costos de oportunidad.

El método fue aplicado al mercado eléctrico peruano, bajo las condiciones descritas en el capítulo IV, las cuales incluyen 07 plantas solares, 07 plantas eólicas, 03 bloques horarios y 03 escenarios de demanda, para todos los casos el método arrojó resultados de incentivos económicos razonables, que fueron analizados y comentados en el capítulo V, importante mencionar que, la presencia de costos de oportunidad negativos cuando operan las plantas solares y eólicas, es debido a que en ciertos bloques horarios y meses, la operación de estas plantas produce un incremento en los costos marginales, lo que representa un perjuicio para el sistema eléctrico.

b) Con base en los análisis de factor de planta por bloques horarios y costos de oportunidad a través de un método se concluye que:

El factor de planta promedio de las centrales solares (30%) es inferior al de las centrales eólicas (50%), se observa que, durante el bloque de mayor demanda (de 8:00 a.m. a 6:00 p.m.), las centrales solares superan a las eólicas con un factor de planta del 68% frente al 58%, debido a su operación normal durante el día, aprovechando la energía solar. Además,

se destaca un pico de entrega de potencia en octubre de 211 MW con un factor de planta del 79% para las centrales solares. Estos datos fundamentales proporcionan una base sólida para el diseño de un incentivo que promueva eficazmente la generación de energía renovable en el mercado eléctrico peruano. Además, con los Costos Marginales por bloques horarios (CML.csv) del Modelo de Despacho Económico Perseo 2.0, se lograron modelar los costos de oportunidad para los tres escenarios de demanda: Conservador, Pesimista y Optimista. Esto para cada planta solar y eólica. Resaltar que para la planta eólica Wayra I y Rubí presentan mejores costos de oportunidad en los 12 meses. Adicionalmente, destacar que para el escenario optimista se tienen mayores Costos de Oportunidad, en los meses de julio, agosto y setiembre.

c) Se comprueba que este incentivo para cada escenario de demanda (Pesimista, Conservador y Optimista) y bloque horario analizado llega a ser atractivo para promover la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano. Siendo los mayores incentivos calculados los de la central Wayra I con un incentivo anual de \$ 6,310,025.33 y la central solar Rubí con un incentivo de \$ 1,607,071.95.

## RECOMENDACIONES

Basado en los resultados y conclusiones obtenidos en esta tesis, se formulan las siguientes recomendaciones:

**Monitoreo y evaluación continua:** Se recomienda establecer un sistema de monitoreo y evaluación constante del desempeño del incentivo económico. Esto permitirá ajustes y mejoras en base a la evolución del mercado eléctrico y los avances tecnológicos en el sector de energías renovables.

**Fomento de tecnologías de almacenamiento de energía:** Dado que se identificó la importancia de reducir las intermitencias en la generación de energía renovable, se sugiere promover el uso de sistemas de almacenamiento de energía, como las BESS. Esto contribuirá a garantizar un suministro más estable y confiable.

**Promoción de investigación y desarrollo (I+D):** Se sugiere fomentar la investigación y desarrollo en el campo de las energías renovables en el Perú. Esto podría incluir iniciativas para mejorar la eficiencia de las plantas solares y eólicas, así como el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía más avanzadas.

**Participación de stakeholders:** Es importante involucrar a los actores clave del mercado eléctrico, incluyendo a productores de energía renovable, distribuidores, reguladores y consumidores, en la implementación y mejora continua del incentivo económico.

Estas recomendaciones están diseñadas para maximizar el impacto positivo del incentivo económico en el mercado eléctrico peruano, contribuyendo a una transición más rápida hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles.



## BIBLIOGRAFÍA

- C. Valle. E. La Rovere, D. A. (2006). *Technological innovation policies to promote renewable energies: Lessons from the European experience for the Brazilian case*. Germany: Eschborn.
- Couture, T., & Gagnon, Y. (2010). An analysis of feed-in-tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Elsevier*, 955-965.
- Curo Carrion, C. E. (2022). *Distorsión del mercado eléctrico en un escenario de sobreoferta de generación y los efectos en la tarifa final de los clientes regulados de Electro Sur Este*. Cusco: Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.
- D. Anderson, J. C. (2011). *Quantitative Methods for Business*. South-Western Cengage Learning.
- Dammert Lira, A., García Carpio, R., & Molinelli Aristondo, F. (2013). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*. Lima, Perú: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Dammert Lira, A., Molinelli Aristondo, F., & Carbajal Navarro, M. A. (2011). *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima - Perú: OSINERGMIN.
- Del Mar La Torre, J. G., Tairo Garcia, D. C., Gallegos Huaman, R. A., & Somocurcio Holguín, E. A. (Setiembre de 2021). A Complementary Economic Incentive for Profitable Renewable Energy Production. pág. 5.  
<https://doi.org/10.1109/ISGTLatinAmerica52371.2021.9543039>
- Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. . (2022). *Memoria Anual 2022*. Cusco, Perú.

Enel Green Power Perú. (s.f.). *Wayra I: la energía del viento impulsando una nueva era.*

<https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/wayra-i-la-primera-central-eolica-de-enel-en-peru.html>

Enel Green Power. (s.f.). *Planta Solar Rubí: la nueva era de la energía llegó al Perú.*

<https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/rubi-la-central-solar-de-enel-mas-grande-del-peru.html>

Ferro Arone, R. (2019). *El costo marginal en el Perú.* Cusco, Perú: Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.

García Alvarez, M. T., & Mariz Pérez, R. M. (2012). Analysis of the succes of feed-in tariff for renewable energy promotion mechanism en EU: Lesson from Germany and Spain. *Procedia - Social and Behavioral Sciences - ELSEVIER*, 65.

Gomez, A. (2003). *Analysis and Operation of Electric Power System.* Madrid: Pearson Education S.A.

IEA. (2022). *World Energy Outlook 2022.* Paris: CC BY NC SA 4.0 (Annex A).

M. Parkin, M. y. (2016). *Microeconomics.* Nueva York: Pearson Education S.A.

Mejía, F. S. (2010). *Nivel Óptimo de Contratación de una Central Térmica a Gas Natural.* Lima: Universidad Nacional de Ingeniería.

MINEM. (1992). *Ley de Concesiones Eléctricas.*

MINEM. (2010). *Ministerio de Energia y Minas.* Ministerio de Energia y Minas:  
[www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe)

Ministerio de Energia y Minas - MINEM. (19 de Febrero de 1993). Decreto Supremo N° 009-93, "Reglamento De La Ley De Concesiones Eléctricas". *Diario Oficial El Peruano.*

- Osinermin. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Lima, Perú: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- Osinermin. (2019). *Energías Renovables: Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética*. Lima, Perú: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- Osinermin, M. d. (2017). *Modelo Perseo 2.0*. Modelo Perseo 2.0:  
<https://www.osinermin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/informacion-tecnica/modelo-perseo2>
- Portal Web del COES*. (2022). <https://www.coes.org.pe/portal/>
- Puma Flores, F. A., & Cruz Condemaita, J. W. (2017). *Determinación de los costos marginales en barras de generación, con la futura interconexión de los sistemas eléctricos Perú - Chile*. Cusco: Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.
- Roque Sarmiento, Yurika. (2018). *Implementación del software Perseo en lenguaje Gams para el despacho hidrotérmico de mediano plazo*. Cusco, Perú: Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco. <https://renati.sunedu.gob.pe/http://hdl.handle.net/20.500.12918/3965>
- Rustom J., A. (2012). *Estadística descriptiva, probabilidad e inferencia, una visión conceptual y aplicada*. Santiago de Chile: Facultad de Ciencias Agronómicas, Universidad de Chile.
- Sampieri, R. H. (2014). *Metodología de la investigación*. Mexico D.F.: McGRAW-HILL.

- Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., & Vilchez, C. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Lima, Perú: Osinergmin.
- Walpole, R. (2012). *Statistics and Probability for Science and Engineering*. Nueva York: Pearson Education S.A.
- Wolak, F. A. (July de 1999). *Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Market*. <https://www.stanford.edu/>: [https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/wolak\\_nber\\_volume.pdf](https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/wolak_nber_volume.pdf)
- Young, H. D., & Freedman, R. A. (2014). *Sears and Zemansky's University Physics with Modern Physics Technology Update Hugh D. Young Roger A. Freedman*. United States of America: PEARSON Education Limited.

**ANEXOS**  
**Anexo 01. Matriz de consistencia.**

<b>Problemas</b>	<b>Objetivos</b>	<b>Hipótesis</b>	<b>Variables</b>	<b>Metodología</b>
<b>General</b>	<b>General</b>	<b>General</b>		
¿Cómo un incentivo económico complementario promueve la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano?	Evaluar un incentivo económico complementario que promueva la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano.	El incentivo económico complementario promoverá el aumento de la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano.	<b>Variable Independiente:</b> Producción de Energía Renovable	<b>1. Enfoque:</b> Cuantitativo
			<b>Dimensiones:</b> Factores de Planta por bloques horarios	<b>2. Tipo de estudio:</b> Básico
			<b>Indicadores:</b> Cantidad de energía renovable generada	<b>3. Nivel:</b> Explicativo
a) ¿Cómo el desarrollo de un método permite calcular un incentivo económico que promueve la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano?	a) Evaluar un método para calcular un incentivo económico complementario para promover la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano.	a) El método desarrollado permite calcular un incentivo económico complementario suficiente para promover la producción de energía renovable en el mercado eléctrico peruano.		<b>4. Diseño:</b> No Experimental
b) ¿Cómo influyen el factor de planta por bloques horarios y los costos de oportunidad en el incentivo económico complementario?	b) Relacionar la influencia del factor de planta por bloques horarios y los costos de oportunidad en el incentivo económico complementario.	b) A mayor factor de planta por bloques horarios y mayor costo de oportunidad, mayor será el incentivo económico complementario.	<b>Variable Dependiente:</b> Incentivo económico complementario	<b>5. Población:</b> Mercado Eléctrico Peruano
			<b>Dimensión 1:</b> Costos de Oportunidad	<b>6. Muestra:</b> 07 plantas solares 07 plantas eólicas
			<b>Indicadores:</b> Costos de oportunidad asociados a las decisiones de producción.	<b>7. Técnica:</b> Documental
			<b>Dimensión 2</b> Demanda	<b>8. Instrumento:</b> Base de datos COES
c) ¿De qué manera los diferentes escenarios de demanda se relacionan con el incentivo económico complementario en el mercado eléctrico peruano?	c) Determinar el incentivo económico complementario bajo diferentes escenarios de demanda.	c) El incentivo económico complementario en el escenario de demanda optimista es mayor frente al incentivo económico complementario de los escenarios de demanda conservador y pesimista.	<b>Indicadores:</b> Definición de los escenarios de demanda y evaluación del impacto de la producción de energía renovable	

**Anexo 02. Proceso de ejecución del modelo de despacho económico Perseo 2.0.**

# Proceso de Ejecución del Modelo de Despacho Económico Perseo 2.0

Derian Carlos Tairo Garcia  
Escuela Profesional de Ingeniería  
Eléctrica  
Universidad Nacional de San Antonio  
Abad del Cusco  
Cusco, Perú  
deriantairo@ieec.org

**Resumen**—El siguiente paper tiene por finalidad dar a conocer el uso y las funcionalidades del modelo para la determinación de costos marginales de energía en el sistema eléctrico interconectado nacional, SEIN. Este modelo de mediano plazo que esta comprendido entre los años 2019 y 2022, esta implementado íntegramente en la plataforma de desarrollo algebraico del software GAMS (General Algebraic Modeling System), presenta diversos casos de estudio, desde un sistema eléctrico uninodal con grupos térmicos, pasando a un sistema eléctrico considerando centrales hidroeléctricas con reservorios, embalses de regulación y central de generación con recursos renovables. Este se desarrolla en dos partes, la primera efectúa la descripción de la estructura y esquema funcional, la segunda presenta los archivos de entrada, estructura jerárquica, así como los archivos de los resultados obtenidos.

**Palabras clave**—costos marginales, SEIN, modelo.

## I. INTRODUCCIÓN

La actual normativa del sector electricidad, ha permitido al Perú ingresar al siglo XXI con un sistema eléctrico interconectado nacional y un mercado listo para pasar a la siguiente etapa de expansión [1]. El problema de la operación de sistemas eléctricos competitivos es una clase particular del problema de optimización de la producción de mediano plazo, donde: (1) El bien que se produce es la energía eléctrica, (2) Los recursos disponibles son el parque generador (plantas termoeléctricas, hidroeléctricas, embalses de regulación, canales de conducción, etc.), y (3) El mercado está compuesto por la oferta correspondiente al parque generador, mientras que la demanda del mercado corresponde a la demanda eléctrica que debe ser abastecida. En este documento se presenta el modelamiento del problema, la formulación matemática y la descripción del procedimiento de optimización adoptado. el procedimiento adoptado contempla dos etapas en el proceso de búsqueda del óptimo, inicialmente se muestran las ecuaciones básicas contempladas en el modelo final, y posteriormente se detallaran los pasos previos que llevan a la determinación de los parámetros necesarios en la formulación final, mediante la aplicación de un modelo iterativo inicial que permite determinar en qué medida se pueden abastecer las demandas de riego y agua potable así como determinar los factores de pérdidas de la red de transmisión eléctrica en las cercanías del punto óptimo de operación. En todos los casos analizados, el problema de la operación es formulado matemáticamente como un problema de Programación Lineal de Costo Mínimo, el cual se resuelve utilizando la herramienta CPLEX de ILOG que cuenta con múltiples métodos de solución de problemas lineales, tales

como algoritmos de flujo en redes, algoritmos de punto interior y algoritmos matriciales.

## II. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

### A. Barra

Es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica [2].

### B. Bloques Horarios

Son períodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función de las características técnicas y económicas del sistema. [3]

### C. Costo de Racionamiento

Es el costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas. Este costo se calculará como valor único y será representativo de los déficits más frecuentes que puedan presentarse en el sistema eléctrico. [4]

### D. Costo Marginal

Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Éste varía por barra o nodo. [5]

### E. Sistema Interconectado

Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación. [6]

### F. Mercado de Corto Plazo

Mercado en el cual se realizan las Transferencias de potencia y energía, determinadas por el Comité de Operaciones del SEIN, COES. [7]

## III. DESPACHO ECONÓMICO

El Despacho Económico de sistemas eléctricos, en general, tiene como objetivo minimizar el costo total de producción para el sistema, y consecuentemente la menor tarifa de corto plazo para el consumidor. Determina, entre otros, la magnitud de la generación (potencia y energía) de cada grupo térmico en cada una de las etapas del horizonte de estudio. El costo de producción está compuesto de los costos de operación de los grupos térmicos y del costo de déficit (falla en el abastecimiento de la demanda). Los costos de operación de una planta térmica se compone de: costos combustibles, los cuales representan más de la mitad del costo total de operación y son determinados en base del consumo

específico, del poder calorífico, del precio de los combustibles y de la generación neta de la planta; y costos no combustibles que corresponden a los gastos de operación y mantenimiento, los cuales dependen del nivel de generación.

#### A. Formulación Matemática del Despacho Térmico

En programación lineal, usaremos el siguiente modelo:

$$z = \text{Min} \sum_{j=1}^{N_j} * \sum_{t=1}^{N_T} (Co_{j,t} * gt_{j,t})$$

$$\sum_{j=1}^{N_j} (gt_{j,t}) = d_t ; t = 1, \dots, T$$

$$gt_{j,t} \leq \overline{gt}_{j,t} ; j = 1, \dots, N$$

Donde:

- $Co_{j,t}$ : costo de operación de la  $j$ -ésima planta térmica en la etapa  $t$
- $gt_{j,t}$ : generación de la  $j$ -ésima planta térmica en la etapa  $t$
- $\overline{gt}_{j,t}$ : capacidad disponible de generación de la  $j$ -ésima planta térmica en la etapa  $t$
- $d_t$ : demanda del mercado de energía en la etapa  $t$

#### B. Formulación Determinística del Despacho Hidrotérmico

La característica más importante en la operación de los sistemas hidrotérmicos lo constituye el manejo de la energía hídrica almacenada en los embalses del sistema, buscando evitar así los gastos de combustible que ocasionaría la generación térmica. Si bien es cierto que el agua embalsada no tiene un precio directo, la disponibilidad de esta energía gratuita esta restringida por la capacidad de almacenamiento de los embalses y por la incertidumbre de los caudales afluentes al sistema, introduciéndose entonces una dependencia entre la decisión operativa presente y los costos operativos futuros. Como consecuencia el valor de la energía producida por los grupos hidroeléctricos asociados a los embalses, si bien no tiene un costo directo como en el caso de las unidades térmicas, tiene un valor indirecto que depende de la política de manejo de la energía hídrica.

$$\text{Min} \sum_{j=1}^{N_j} * \sum_{t=1}^{N_T} (Co_{j,t} * gt_{j,t})(1)$$

Donde:

- $\sum_{j=1}^{N_j} (gt_{j,t}) + \sum_{i=1}^{N_i} (p_j q_{i,t}) = d_t$  : Cobertura de la demanda (Balance de Energía)
- $gt_{j,t} \leq \overline{gt}_{j,t}$  : Límites de generación
- $v_{i,t+1} - v_{i,t} - \sum_{l \in M} (q_l + s_l) + q_i + s_i = a_{i,t+1} - e_{i,t+1}$  : balance en embalses
- $v_{i,t,k-1} - v_{i,t,k} - \sum_{l \in M} (q_l + s_l) + q_i + s_i = a_{i,t}$  : balance en reservorios
- $v_{i,t} \leq \overline{v}_{i,t}$  : límites operativos de los embalses
- $q_{i,t} \leq \overline{q}_{i,t}$  : límites operativos de los reservorios

- $r_{i,t} \leq \overline{r}_{i,t}$  : límites operativos de los caudales regulados
- $\forall i, j, t = 1, \dots, N_i$

El intercambio de energía entre las regiones, representada por barras equivalentes, se modela a través de la siguiente ecuación con las siguientes restricciones.

$$\sum_{j=1}^{N_j} (gt_{j,t}) + \sum_{i=1}^{N_i} (p_j q_{i,t}) + \sum_{m \in \varphi} ((1 - 0.5\gamma_{mk,t}) f_{mk,t} - ((1 + 0.5\gamma_{mk,t}) f_{mk,t} = d_{k,t}$$

Donde:

- $k$ : índice de las barras equivalentes
- $N_k$ : número total de barras equivalentes en el sistema
- $m \in \varphi$ : conjunto de líneas de transmisión conectada a la barra equivalente  $k$
- $f_{mk,t}$ : flujo de energía de la barra equivalente  $m$  para la barra equivalente  $k$  en la etapa  $t$ .
- $\gamma_{mk,t}$ : coeficiente de pérdidas del flujo de transmisión de  $m$  para  $k$  durante la etapa  $t$ , expresado en % del flujo actual
- $d_{k,t}$ : demanda de energía en la barra equivalente  $k$  durante la etapa  $t$

#### IV. MODELO INICIAL, ECUACIONES

El modelo matemático de operación de sistemas hidrotérmicos inicial para una secuencia hidrológica  $s$  en la iteración  $(n+1)$ , se muestra a continuación:

$$z^{(n+1)} = \text{Min} \sum_{j=1}^{N_j} * \sum_{t=1}^{N_T} (Co_{j,t} * gt_{j,t}) + \sum_{r=1}^{N_R} * \sum_{t=1}^{N_T} (Cfr_{r,t})$$

El proceso se detiene cuando el valor absoluto de la diferencia  $z^{(n+1)} - z^{(n)}$  es menor que una tolerancia especificada  $\varepsilon$  y la siguiente condición adicional es verdadera.

$$f_{mk,t}^{(n+1)} f_{mk,t}^{(n)} > 0, \text{ si } f_{mk,t}^{(0)} \neq 0$$

$$f_{mk,t}^{(n+1)} f_{mk,t}^{(n)} = 0, \text{ si } f_{mk,t}^{(0)} \neq 0$$

#### V. MODELO FINAL DE OPTIMIZACIÓN PARA RESOLVER LA OPERACIÓN HIDROTÉRMICA

La formulación y aplicación del modelo inicial da a conocer en qué momento y en qué cantidades los requerimientos de agua no pueden ser atendidos, lo que permite realizar una redistribución de estas (siempre y cuando sea necesario) de modo que puedan siempre ser satisfechas. Además, del modelo inicial se obtienen los sentidos de flujo que se esperan debe seguir la energía eléctrica a través de las líneas de transmisión, así como una aproximación al valor porcentual de las pérdidas en cada línea en la vecindad del punto óptimo de operación. La necesidad de introducir una nueva formulación a partir de los resultados del modelo inicial se debe que este es básicamente un flujo de potencia DC

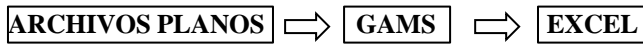


clásico, lo que impide que los costos marginales de las barras del sistema se diferencian por pérdidas y solo lo hagan si alguna línea llega a su capacidad límite o si existe algún generador en las cercanías de una barra.

## VI. ESTRUCTURA DEL PROGRAMA

### A. Esquema Funcional del Modelo

Como se observa el primer nivel corresponde a la lectura de los archivos de datos, los cuales contienen información necesaria para representar el sistema eléctrico en el modelamiento matemático de planificación de la operación hidrotérmica.



- 1) *Archivos planos*: Datos del sistema hidrotérmico.
- 2) *GAMS*: Modelamiento matemático.
  - a) *Cplex*: Herramienta de optimización.
- 3) *EXCEL*: Analisis de reportes y gráficos (Costos marginales del SEIN)

### B. Diagrama de Bloques

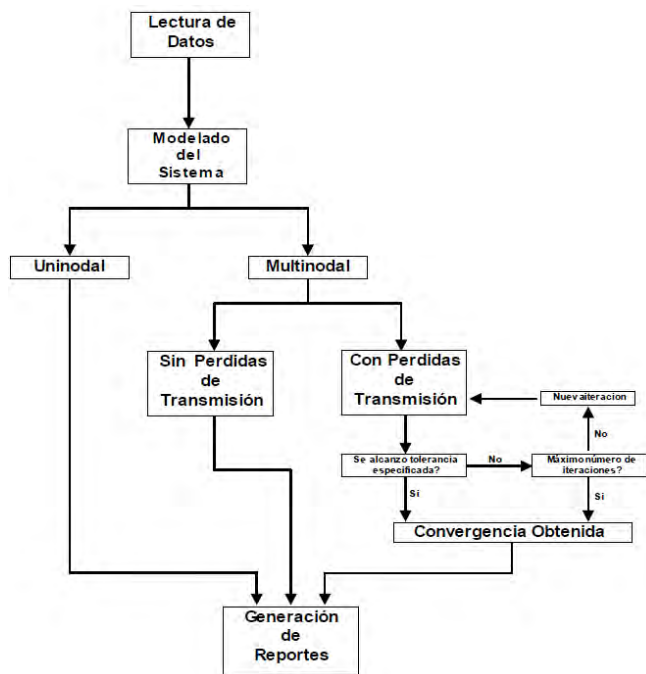


Fig. 1. Diagrama de Bloques. (Manual del Usuario PERSEO 2.0, OSINERGMIN)

### C. Archivos de Programación del Modelo

Los archivos que contienen la programación del Modelo y los ejecutables auxiliares son en total cuatro (04), los cuales deben estar ubicados en la misma carpeta donde se encuentra el caso a simular para que el modelo ejecute. Los archivos que lo componen son los siguientes:

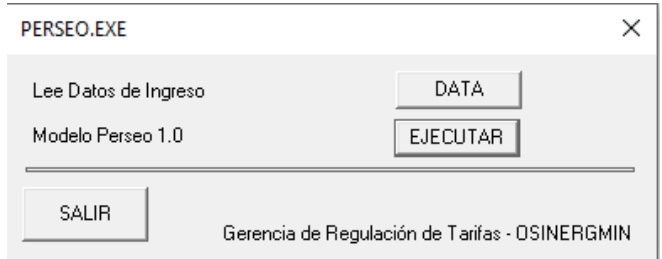
- 1) *DATA.exe*: Es el ejecutable encargado de convertir los archivos de entrada (“txt”) del PERSEO al formato de entrada de GAMS (formato matricial) para el Modelo.
- 2) *PERSEO.BAT*: Es el archivo que contienen la ruta del software GAMS instalado en el sistema operativo de la PC.

3) *PERSEO\_2.0.gms*: Es el archivo en GAMS que contiene la formulación algebraica y la programación para la solución del problema de optimización.

4) *PERSEO.exe*: Es el ejecutable que muestra el Menú Principal del Modelo.

### D. Ejecutando el Modelo PERSEO 2.0

Una vez terminado el proceso de creación de los archivos con datos de entrada en formato GAMS, se ejecuta el modelo con el botón “EJECUTAR”, al finalizar la simulación del



despacho hidrotérmico, se obtienen los archivos de salida con los resultados de la optimización.

Fig. 2. Software. (PERSEO 2.0, OSINERGMIN)

### E. Síntesis de los Archivos de Entrada y Salida del Modelo

En este capítulo se explica con mayor detalle el Modelo, en base a los archivos planos de entrada y de resultados. En primer lugar, se describe el nivel de jerarquía de los archivos de datos, posterior a ello, se describen los campos de datos que comprenden y finalmente, se explica la información que brindan al usuario los diferentes archivos de resultados.

1) *Archivos de Entrada*: Los datos de entrada deben seguir un formato estandarizado para cada uno de los archivos, en relación a ello, el número de campo indica la ubicación de la información en el registro (el cual se define como un conjunto de datos ordenados en una fila), las columnas indican las posiciones que utiliza el dato del campo para alojarse en el registro y el tipo de dato se explica según el siguiente formato : **In** (entero de longitud n), **An** (cadena de caracteres de longitud n), **Fn.m** (número real de longitud n con m lugares decimales). Para la presente tesis se modifica los archivos de entrada de "Demanda" y "GFZ", para con la finalidad de hacer los cálculos de Costo de Oportunidad.

2) *Archivos de Resultados del Modelo*: Como resultado de la aplicación del modelo, se obtiene la siguiente información de las energías y potencias involucradas en el sistema, así como de la información económica del sistema. En la Figura 3, se presenta una síntesis de los archivos de entrada y salida presentados en este capítulo. Así mismo los archivos de salida COPER.csv y CMB.csv son los que usamos para los cálculos de Beneficio Económico.

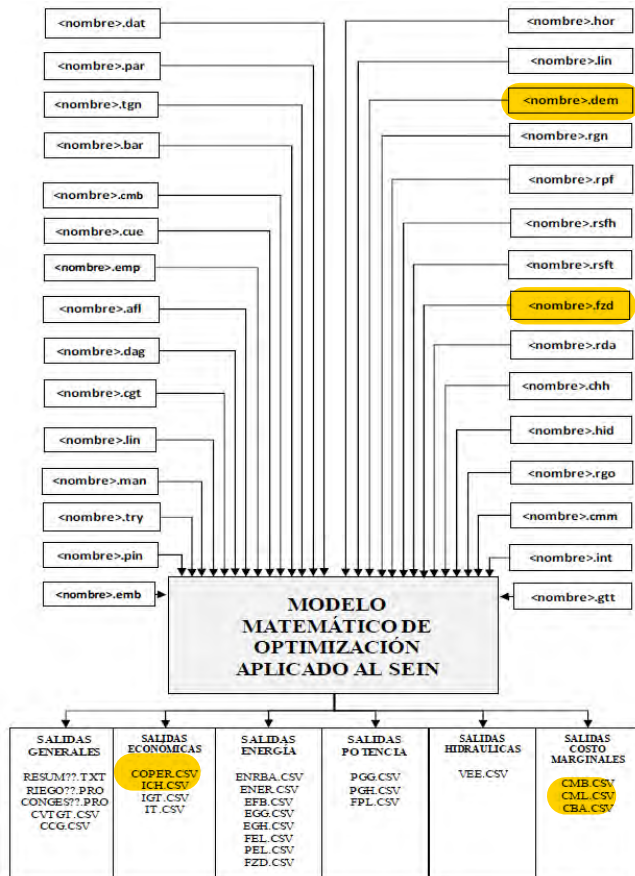


Fig. 3. Cuadro de resumen de los archivos de entrada y salida del modelo. (Manual del usuario PERSEO 2.0, OSINERGMIN)

### VII. CASOS DE ESTUDIO

Este numeral tiene por objetivo ilustrar la forma en que se construye un caso de estudio a través de los archivos de entrada del Modelo.

Así mismo, se analiza, mediante ejemplos prácticos, el impacto de los diferentes elementos de un sistema hidrotérmico sobre la operación y los efectos de la red de transmisión.

a) **CASO 1: Sistema hidrotérmico Uninodal:** En un sistema eléctrico ideal que incorpora una red de transmisión sin pérdidas y sin límites para transmitir energía, se puede asumir que toda la oferta y la demanda están concentradas en un único punto y por tanto el costo de satisfacer una unidad adicional de energía en cualquier parte de la red de transmisión del sistema es el mismo – es decir no existe diferenciación espacial –, y corresponde en el caso de un sistema puramente térmico al costo de producción de la unidad térmica más cara que se encuentra operando, la cual es denominada unidad marginal, por otra parte, en el caso de los sistemas hidrotérmicos, el cálculo de este costo marginal no es directo y se relaciona con el costo de oportunidad de las unidades hidroeléctricas, considerando su disponibilidad de agua, la capacidad de almacenamiento y manejo de los embalses asociados a la misma, esto con la finalidad de reducir los costos de operación presentes y futuros. Para el caso de los sistemas puramente térmicos o aquellos hidrotérmicos que no cuentan con embalses con capacidad de regulación menor a la etapa mensual, cada etapa del horizonte de estudio en el mediano plazo es independiente una de otra

en cuanto a decisiones operativas, por otra parte, respecto a los sistemas hidrotérmicos con embalses de regulación cada etapa es dependiente de la otra, pues las decisiones del uso del agua en sus embalses en una etapa afectan los costos operativos de otras etapas.

b) **CASO 2: Efecto de la Red de Transmisión:** Para analizar el efecto de la red de transmisión, tener en cuenta que en el Caso 1 al no haber considerado la red de transmisión, se ignoró la separación espacial de los precios. Esta separación se debe fundamentalmente a dos componentes: las pérdidas de transmisión y la congestión de la red de transmisión. En este caso, la congestión puede tener su origen en la capacidad máxima de transporte de la línea o en criterios de seguridad. Para mostrar el efecto de las líneas de transmisión en el sistema, se hará uso de un pequeño sistema termoelectrico de tres barras, en el cual se agregarán a lo largo del horizonte de análisis nuevos generadores y líneas de transmisión, con la finalidad de observar la variación de precios ante nuevas configuraciones de la oferta de generación y de la red de transmisión.

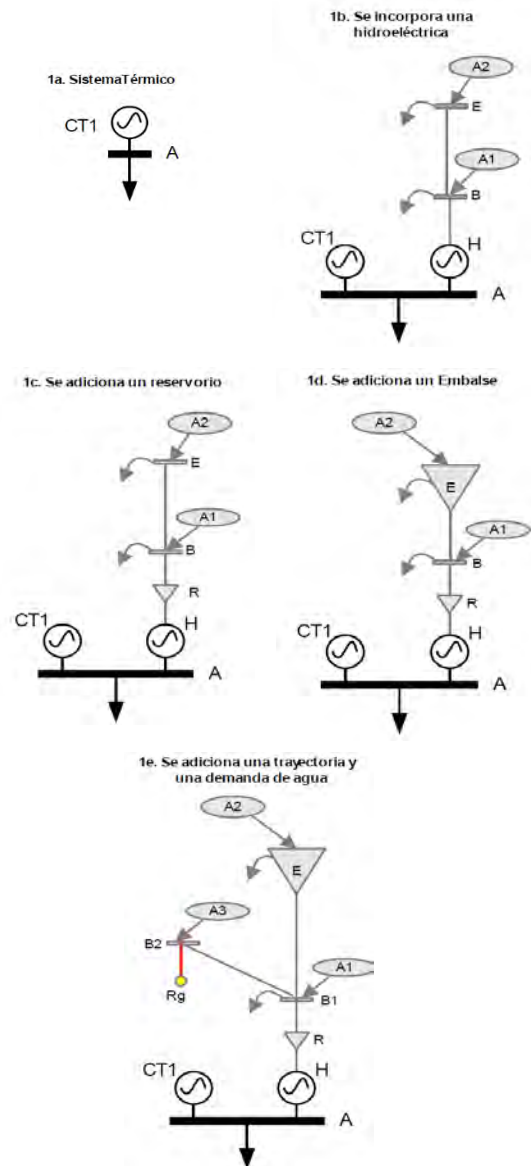


Fig. 4. Configuraciones del Sistema Hidrotérmico. (Manual del usuario PERSEO 2.0, OSINERGMIN)

## VIII. RESULTADOS DEL MODELO

Luego de poder observar cómo está desarrollado la estructura del programa y los casos de estudio, ejecutamos el modelo Perseo 2.0 que tiene una duración en nuestro caso de 150 minutos, el modelo realiza 55 secuencias hidrológicas, esto ya que se tiene información de los caudales hidrológicos desde el año 1965. A continuación, mostramos el tiempo y la secuencia al ejecutar dicho modelo.

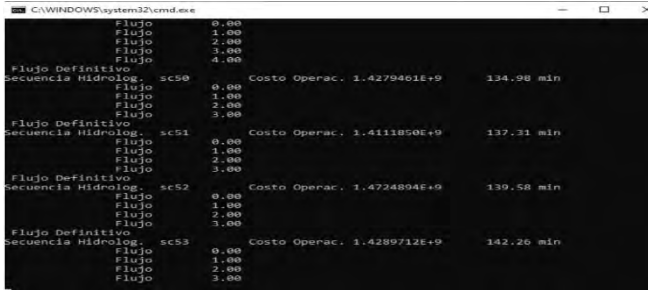


Fig. 5. Software (PERSEO 2.0, OSINERGMIN)

El Modelo Perseo muestra 6 grupos de salida en formato .csv, tal como se muestra en la Fig. 3. Para nuestro análisis vamos a tomar el grupo de Costos Marginales, nuestro caso de estudio es el mediano plazo, cuatro años de estudio, en las distintas barras del SEIN. del archivo CMB.csv. Haremos un cuadro de resumen en la cual mostraremos los costos marginales en barra.

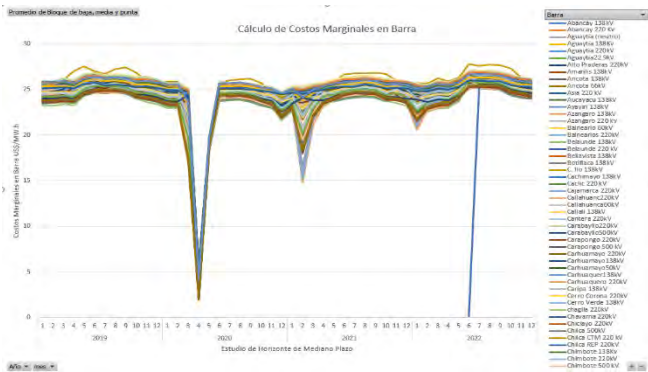


Fig. 6. Cuadro de Costos Marginales Cmg vs Año (Elaboración Propia)

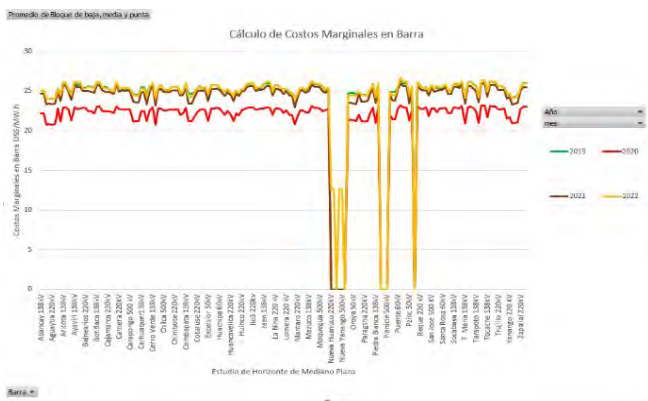


Fig. 7. Cuadro de Costos Marginales Cmg vs Barras (Elaboración Propia)

## IX. CONCLUSIONES

Las conclusiones para abordar son las siguientes:

- Según lo establecido bajo el modelo del PERSEO 2.0 pudimos desarrollar el modelo en dos partes; Modelo inicial y final. Asimismo, se pudo elaborar la estructura del modelo con los archivos de entrada que obtuvimos de Osinergmin [11].
- El modelo del Perseo 2.0 pudo correr sin ningún inconveniente, mostrando los resultados diversos que entrega este.
- Nuestro caso de estudio en el mediano plazo fue extraer los costos marginales en barra del modelo, para ello hicimos dos cuadros de resultados.
- En la Fig. 6, observamos un cuadro en la cual nos muestra cuanto varía los costos marginales a lo largo de los doce meses, en un horizonte de estudio de 4 años. Con ello se refleja la caída de costos marginales en barra en el segundo y tercer trimestre del año actual, debido a la coyuntura del Covid-19.
- En la Fig. 7 se observa un cuadro que muestra como varían los costos marginales para cada barra del SEIN.
- Concluimos con un análisis de mediano plazo que nos muestra como es el desempeño por año de los costos marginales en barra.

## AGRADECIMIENTOS

Agradecemos al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, OSINERGMIN. División de la Generación y Transmisión Eléctrica DGT, Gerencia de Regulación y Tarifas, Ing. Severo Buenalaya Cangalaya y a los especialistas que fueron parte del equipo de trabajo del Modelo Perseo 2.0, Ing. Ricardo Alejos Garcia y el Ing. Paul Serna Torre. A ellos por su labor honorable de poder capacitarnos en el desarrollo del modelo de despacho económico. Asimismo, a nuestra Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco que nos permite poder afianzar los conocimientos con este tipo de artículos científicos.

## REFERENCIAS

- [1] Ley de Concesiones Electricas, Decreto Ley N° 25844, Decreto Supremo N° 009-93-EM, Presentación, pp. 3, Noviembre 1992.
- [2] Ley de Concesiones Electricas, Decreto Ley N° 25844, Decreto Supremo N° 009-93-EM, Anexo de la Ley de Concesiones Electricas, pp. 52, Noviembre 1992.
- [3] Ley de Concesiones Electricas, Decreto Ley N° 25844, Decreto Supremo N° 009-93-EM, Anexo de la Ley de Concesiones Electricas, pp. 52, Noviembre 1992.
- [4] Ley de Concesiones Electricas, Decreto Ley N° 25844, Decreto Supremo N° 009-93-EM, Anexo de la Ley de Concesiones Electricas, pp. 52, Noviembre 1992.
- [5] Ley de Concesiones Electricas, Decreto Ley N° 25844, Decreto Supremo N° 009-93-EM, Anexo de la Ley de Concesiones Electricas, pp. 52, Noviembre 1992.
- [6] Ley de Concesiones Electricas, Decreto Ley N° 25844, Decreto Supremo N° 009-93-EM, Capítulo Primero, Disposiciones Generales, Artículo 1, Definiciones pp. 55, Noviembre 1992.
- [7] - [11] Ley de Concesiones Electricas, Decreto Ley N° 25844, Decreto Supremo N° 009-93-EM, Capítulo Primero, Disposiciones Generales, Artículo 1, Definiciones pp. 55, Noviembre 1992.

**Anexo 03. A Complementary economic incentive for profitable renewable energy production.**

# A Complementary Economic Incentive for Profitable Renewable Energy Production

Julio Giovanni Del Mar La Torre<sup>1</sup>, Derian Carlos Tairo Garcia<sup>2</sup>, Rody Aldair Gallegos Huaman<sup>3</sup>, Erick Alberto Somocurcio Holguin<sup>4</sup>  
Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco<sup>1,2,3</sup>, Engie Energía Perú<sup>4</sup>  
Cusco, Perú

juliodelmar@ieec.org<sup>1</sup>, deriantairo@ieec.org<sup>2</sup>, aldairgallegos@ieec.org<sup>3</sup>, ericksomocurcioh@yahoo.com<sup>4</sup>

**Abstract** - Renewable generation has gained relevance worldwide in the production of electricity. Mechanisms such as feed-in tariffs have made investment viable in this type of technology. However, in the medium term these technologies will be competitive, and these promotion mechanisms will gradually be phased out. On the other hand, reducing the intermittency of these plants requires economic incentives. This paper proposes a complementary economic incentive for Renewable Energy Resources (RER) production, aimed at increasing their production in the electricity market taking into account their probability of meeting the dispatched energy requirements.

This methodology was tested for solar and wind plants that actually operate in the electric power system of Peru, considering three different demand scenarios. The proposed economic incentive constitutes an alternative to promote the investments to increase the reliability in the production of renewable energy sources especially, for the technologies who have reached competitive market conditions.

**Keywords** *Economic Dispatch, Opportunity Cost, Probabilities Analysis, Renewable Sources*

## I. INTRODUCTION

Integrating renewable energy sources into electrical power systems has been one of the main strategies adopted worldwide to reduce carbon emissions and thus face climate change. However, the integration of these renewable sources has brought with it challenges for the safe, economical, and profitable operation of power systems.

The use of renewable energy sources to produce electricity and transform the energy matrix worldwide has increased considerably in recent years. Currently, renewable energies represent a third of the installed capacity for electricity generation in the world [1]. In this global context, Peru has an installed capacity of 285 MW in solar power plants and 408 MW in wind power plants, making a total of 693 MW [2]. Due to the level of penetration achieved, the Peruvian electricity market has been affected and today the economic effects derived from the insertion of these new technologies are being discussed.

As described below, various mechanisms have been developed around the world to make renewable investments viable. However, the objective of this paper is trying to improve the reliability, through a complementary incentive that rewards and promotes the investment that companies make to improve their reliability and maximize their production.

*a) Feed-in tariffs:* Are mechanisms to offer cost-based compensation, providing price certainty in long-term contracts.

*b) Competitive auctions:* The regulator reserves a proportion of market, and the distributors have the obligation of buying the energy.

*c) The quotas of negotiable green certificates:* The government establishes the obligation for distributors to acquire a certain percentage of their supply from renewable energy.

The success of the establishment of renewable energies in Europe was because of the application of the feed-in tariffs scheme, which have been proved by far to be the most efficient system compared to many other implemented incentives. For example, Spain and Germany are the countries with higher installed power capacity and production in renewable energy in Europe because of the sales of energy to distributors considering feed-in tariffs defined for a year.[3]

We can highlight some lessons from the European experiences for example the results achieved in UK with tendering procedures were not significant. The instrument generated a high degree of price competition which did not reflect the real generation cost, and thus, failing in commissioning new installed capacity. As seen in Netherlands, complex instruments and frequently change in the adopted policies are not desirable, also the policy should be clear and consistent to ensure the development in the long term. [4]

In Peru, non-conventional renewable plants have guaranteed revenues because of the rate awarded through supply auctions. This means that the economic income of a renewable power plant comes from the sale of the energy they produce in the short-term market valued at marginal cost (CMg) and in case these incomes do not cover the awarded rate, they are complemented with the income paid by end users of electricity through a tax called renewable energy resources charge. Another benefit that renewable generators have, to ensure economic income is the priority in load dispatch; it is important to indicate that due to this priority, renewable generators are price takers in the market.

The adoption of non-conventional renewable energy has led, in recent years, to a broad debate regarding whether the benefits and incentives they receive for their promotion are adequate or whether they affect competitiveness in the wholesale electricity market.

The highest percentage of energy produced in the National Interconnected Electricity System of Peru (SEIN), comes from plants that operate with natural gas. These plants are characterized by having a high level of reliability and a low intermittency in their production. But in contrast they have high operating costs.

In most countries, the promotion of RER is already mature, so is time to stop consider renewable generation like solar and wind as technologies that require additional incentives. The RER exchanges are also already mature to

compete in the market, and the efforts must concentrate on improve their reliability in the long term.

Considering the above, in this research an economic incentive is proposed, one that takes into account the intrinsic intermittency of renewable generators and the opportunity cost or benefit that these plants generate to the system. The proposal seeks to improve the balance for market participants.

## II. THEORETICAL FRAMEWORK

### A. Promotion of RERs in Peru

The path traveled by Peru in terms of promoting renewable energy sources began in 2008 with the declaration of national interest in the development of new electricity generation through the use of renewable resources; in 2010 measures were taken with the aim of accelerating investment and facilitating financing for the execution of these projects, and in 2011 electricity generation with renewable energy was regulated. Legislative decree No. 1002 and its regulations establish an auction process conducted by the Energy and Mining Investment Supervision Agency (OSINERGMIN), in which interested companies make technical and economic offers to be awarded with rights to provide electricity from renewable sources [5].

### B. Economic Modelling of Renewable Energies

The economic dispatch is a problem that consists of dividing the total demand of the system among the available generators, in such a way that the total cost of generation is the minimum possible. The common value of the incremental costs or marginal cost is the Lagrange multiplier,  $\lambda$ , quantity that represents the optimal total cost of supplying the demand of the system [6].

$$CI_i(P_{Gi}) = \frac{dC_i(P_{Gi})}{dP_{Gi}} \quad (1)$$

The mathematical models used to carry out the economic dispatch in Peru have evolved over the years, adapting to the conditions of the SEIN. Currently the model called PERSEO in its version 2.0 offers the option of simulating the renewable generation operation. This medium-term economic dispatch model implemented in the General Algebraic Modeling System (GAMS) is formulated mathematically as a minimal cost linear programming problem and uses the CPLEX optimizer for its solution [7].

### C. Economic Theory

Decisions respond to incentives. A change in marginal cost or marginal benefit affects the incentives presented and prompts us to change our choices. One of the challenges for economists is to devise incentive systems that result in the benefit of the social interest [8].

### D. Opportunity Cost

Opportunity cost is defined as the value of the option that is given up for doing something else. In other words, the opportunity cost is the difference between the value of the option taken and the value of the option discarded [9]. Considering the above, we can interpret the results of this difference as follows:

- Opportunity cost  $> 0$   $\rightarrow$  NOT optimal decision since the value of the discarded option is greater than the value of the option taken.
- Opportunity cost  $= 0$   $\rightarrow$  there is no opportunity cost between the two options to choose from.
- Opportunity cost  $< 0$   $\rightarrow$  optimal decision as the value of the discarded option is less than the value of the option taken.

Applying this concept to the economic dispatch of power plants, the opportunity cost would be as follows:

- Option Discarded  $\rightarrow$  Do not dispatch RER  
 $\rightarrow$  Total Operating cost: 1.1 MUSD
- Option Taken  $\rightarrow$  Dispatch RER  
 $\rightarrow$  Total Operating cost: 1.0 MUSD
- Opportunity Cost = Option Taken - Option Discarded = 1.0 - 1.1  $\rightarrow$  - 0.1 MUSD

### E. Statistical Theory

Statistics is the art and science of deriving information from data to deduce accurate conclusions and future estimates that aid decision making.

The normal distribution represents the most important probability distribution for describing a continuous random variable [10]. The normal distribution uses random variables that are represented in a curve, which is called Gaussian curve, with this distribution many phenomena that occur in nature, industry and in research are explained.

The standard deviation is a measure of the dispersion of the data, the greater the dispersion the greater the standard deviation, if all the data were equal the standard deviation would be zero [11].

## III. METHODOLOGY

The objective of the economic incentive proposed in this research is to balance the conditions for market participants. The aspects that make up the calculation methodology that reflect intermittency conditions in production are described, as well as the economic benefit generated for the system by the dispatch of renewable generation.

### A. Statistical Calculation of Probabilities for Reliability Modeling

From the historical power generated data, the probability of generating above a Reference Power (RP), typical of the generation profile of each evaluated renewable power plant is calculated. The RP constitutes an indicator proposed in this paper for measure intermittency.

The probability calculation is performed for each of the months of the year. The RP is like a set point for the dispatch from which we calculate the recognized costs of RER technology, the RP is calculated as the geometric average of the historical values plus an additional requirement equivalent to fifty percent of the standard deviation. The probability of operating at or below this set point defines failure during operation and will penalize the cost recognized for this technology.

$$RP = AHP + 0.5 * (\sigma) \quad (2)$$

Where:

- RP* Reference Power (MW)  
*AHP* Average Historical Power (MW)  
*σ* Standard Deviation of Historical Data (MW)

In order to carry out the statistical calculations, the periods in which the renewable plants do not operate and therefore their production is equal to zero are discarded.

### B. Opportunity Cost Calculation

The opportunity cost for the system represents the differential variation of the spot market price as a result of the operation of renewable generators. To calculate it, load dispatch simulations are carried out, in which the production loss of each of the RER generators evaluated in each of the months of the year is considered.

Dispatching a RER generator affects the reliability of the electrical power supply system, since it implicitly has a probability of not complying with the dispatch assigned by the system operator, therefore, this probability must be considered in the recognition of production costs through a penalty equivalent to the risk associated with not complying with the assigned dispatch. Thus, if the probability of not meeting the dispatch order is ninety percent, then the opportunity cost must recognize the probability of success equivalent to ten percent of the opportunity cost or penalize ninety percent of the probability of failure.

### C. Calculation of the Economic Incentive

Economically valuing the externalities generated by renewable power plants in the electricity system, taking into account mathematical, statistical and economic concepts, allows defining an economic incentive for renewable power plants.

We will call this incentive Economic Benefit (EB), and we will calculate it as follows:

$$EB = OC * PRB * EG \quad (3)$$

Where:

- OC* Opportunity cost (USD/MWh).  
*PRB* Probability of the plant to operate at or below its reference power  
*EG* Energy Generated by each plant (MWh)

This calculated benefit makes it possible to economically reward renewable energies for the utility they contribute to the system when their production decreases the spot price of the short-term market. Likewise, the proposed economic incentive rewards plants that have a lower level of intermittency.

## IV. SIMULATIONS

### A. Data

Historical generation data was obtained from the website of the Economic Operation Committee of the National Interconnected System of Peru (COES), from January 2015 to February 2021.

The simulation scenarios are defined by three load conditions.

- a) *Conservative Scenario*: Considers a demand similar to the resolution that sets the Bar Prices.  
b) *Pessimistic Scenario*: Considers a ten percent drop in demand compared to the conservative case.  
c) *Optimistic Scenario*: Considers a ten percent increase in demand compared to the conservative case.

The demand is divided in three blocks; the base demand block which is from 23:00 to 08:00 hrs, the medium demand block which is from 08:00 to 18:00 hrs and the peak demand block which is from 18:00 to 23:00 hrs. The reference for these load scenarios is the energy demand published in the draft resolution that sets the Bar Prices for the period May 2021 to April 2022 [12].

TABLE I. DEMAND SCENARIOS

Scenario	Peak Demand Block (GWh)	Medium Demand Block (GWh)	Base Demand Block (GWh)
Pessimistic	9,082	22,808	1,686
Conservative	10,091	25,342	1,8729
Optimistic	11,100	27,876	20,602

The three described scenarios define the context in which the simulations were carried out, and also allowed to examine the economic behavior of the SEIN in the face of such an uncertain variable as the demand. To simulate the different seasonality conditions that could happen in the SEIN, fifty-four hydrological sequences were used.

### B. Results

The most representative standard deviation is associated with the production of the Wayra I wind power plant, which reaches 37% of its installed power, as shown in Table II.

TABLE II. COMPARISON OF THE MAXIMUM STANDARD DEVIATIONS OF THE GENERATION PLANTS IN THE AVERAGE DEMAND BLOCK

	Power Plant	Installed Power Capacity (MW)	Max deviation (MW)	Max deviation/Installed Power Capacity (%)
Wind Power	Wayra	132.3	49.2	37%
	Tres hermanas	97.2	31.2	32%
	Cupisnique	80.0	25.1	31%
	Marcona	32.0	9.7	30%
	Talara	30.0	8.8	29%
Solar Plant	Intipampa	40.0	14.6	37%
	Rubí	144.5	49.6	34%
	Moquegua	16.0	5.2	32%
	Tacna solar	20.0	6.2	31%
	Panamericana solar	20.0	5.8	29%
	Repatriación	22.0	5.9	27%
	Majes Solar	22.0	5.6	25%

From the statistical analysis, it is observed that wind power plants present a higher standard deviation in relation to its installed power capacity, for the average demand block as can be seen in Fig. 1.

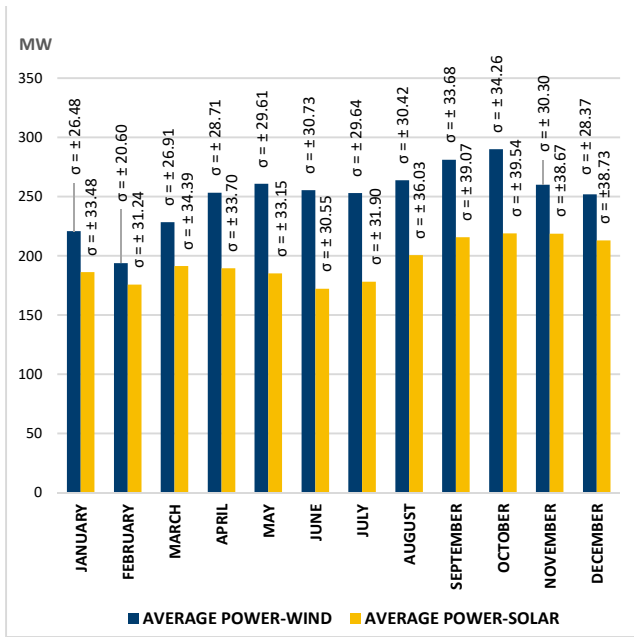


Fig. 1. Solar and wind generation in the average demand block.

Fig. 1 shows the average power generated by solar and wind power plants of the system for each month of the year in the average demand block and the standard deviation associated with this production. The average demand block was select to show the comparison because is in this block where the solar plants have almost all their generation. In the case of the production of solar power plants, can be observed that in the dry months (August to December), the production of these plants increases and so does their standard deviation.

It is also observed in Fig. 1 that in the months of September and October there are the highest average energy productions for wind power plants, and that, as expected as production rises the standard deviation also does. In addition, we can see that February has the lowest energy production of the year and this is due to the lower wind speeds in that month.

With the standard deviation and the average power, the probability of each of the plants to operate at or below its RP was calculated. In the case of the Wayra I wind farm, the probability of operating below its reference power is 69 %, as can be shown in Fig. 3. The calculation of the probabilities provides a global panorama of the availability associated with each of the plants throughout a year. This allows a better model of the availability of renewable energies, since having a more realistic model allows to obtain better results.

Fig. 2 and Fig. 3 shows the maximum average of the historical production, compared to the installed capacity of the plants. In addition, the standard deviation( $\sigma$ ) and the probability of each plant to operate below its calculated reference power (RP) are presented. We can see in Fig. 2 that in all cases, the maximum power availability has a probability of operating below its reference power greater than 50%.

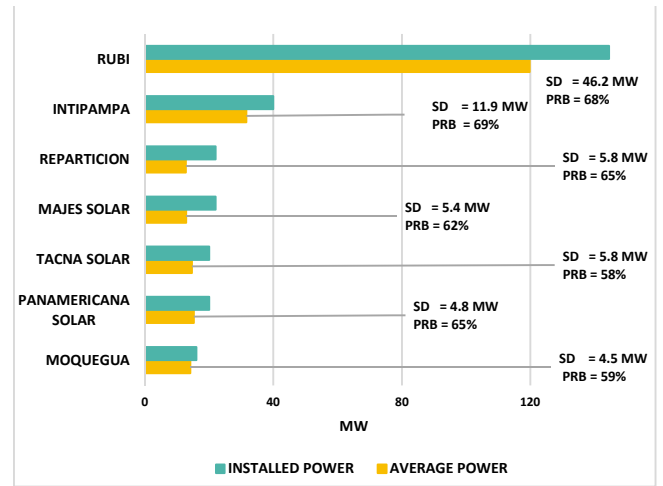


Fig. 2. Maximum historical supply - Solar generation in the average demand block.

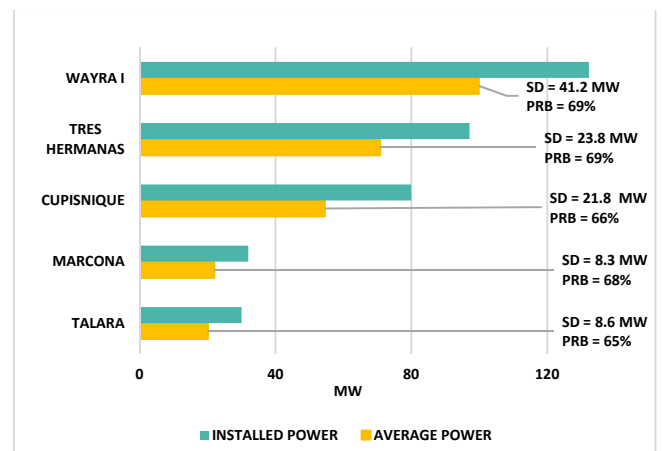


Fig. 3. Maximum historical supply - Wind generation in the average demand block.

Once the power variability of the wind and solar plants was identified in the SEIN, the total loss of generation of each renewable generation power plant is simulated per month to calculate the opportunity costs.

The calculated opportunity costs are shown in Fig. 4.

	WAYRA I	TALARA	MARCONA	TRES HERMANAS	CUPISNIQUE	REPARTICION	MOQUEGUA	INTIPAMPA	RUBI	PANAMERICANA	MAJES SOLAR	TACNA
JAN	0.04	0.04	0.01	0.03	0.08	0.00	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01
FEB	0.02	0.01	0.00	0.01	0.03	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00
MAR	0.24	0.10	0.13	0.22	0.18	0.10	0.10	0.13	0.21	0.11	0.10	0.11
APR	0.08	0.02	0.03	0.08	0.06	0.01	0.01	0.03	0.14	0.02	0.01	0.02
MAY	1.92	1.11	1.11	1.47	1.34	0.06	0.15	1.09	1.47	0.07	0.07	0.07
JUN	2.59	1.41	1.47	2.02	1.62	0.23	0.32	1.19	2.03	0.24	0.21	0.19
JUL	2.59	1.27	1.31	1.91	1.67	0.18	0.28	1.17	1.92	0.20	0.18	0.18
AUG	2.63	1.33	1.34	1.96	1.74	0.21	0.28	1.16	1.94	0.21	0.20	0.20
SET	2.58	1.32	1.35	1.94	1.74	0.18	0.28	1.18	1.97	0.21	0.19	0.18
OCT	2.02	0.95	0.95	1.85	1.04	0.46	0.46	0.88	1.19	0.46	0.47	0.46
NOV	1.59	0.80	0.83	1.55	1.51	0.44	0.45	0.79	1.61	0.44	0.43	0.44
DEC	1.60	1.00	1.02	1.17	1.11	0.02	0.10	1.01	1.27	0.04	0.03	0.03

Fig. 4. Opportunity costs for the conservative case for the average demand block, USD/MWh.



In Fig. 4 it can be seen that the highest opportunity costs occur in the dry season, from June to September. In addition, as higher the installed power of the plant is, the higher the opportunity cost will be. Wind generators present a higher opportunity cost compared to solar generators.

The variation of opportunity costs throughout a year in the average demand block in the three different simulation scenarios for Intipampa solar plant is shown in Fig. 5.

	PESSIMISTIC	CONSERVATIVE	OPTIMISTIC
JAN	0.010	0.013	0.217
FEB	0.008	0.005	0.243
MAR	0.062	0.132	0.663
APR	0.015	0.034	0.377
MAY	0.012	1.086	1.574
JUN	0.013	1.192	1.449
JUL	0.022	1.175	2.860
AUG	0.018	1.161	3.922
SEP	0.023	1.177	3.872
OCT	0.012	0.882	2.339
NOV	0.146	0.794	2.388
DIC	0.018	1.013	2.545

Fig. 5. Opportunity costs in different scenarios for Intipampa solar plant in the average demand block, USD/MWh.

Analyzing the results, we can see that as demand increases from the conservative to optimistic scenario, the loss of generation of Intipampa solar plant has a greater impact on the marginal cost, so its opportunity cost grows; in the same way, the simulation was carried out for the other plants under study.

With these results, we proceeded to calculate the total annual benefit considering all the demand blocks, that each of the plants under study would receive, it is worth noting that within the calculation of the benefit, the penalty for the probability of operating below the RP is considered:

TABLE III. TOTAL ANNUAL BENEFIT PER POWER PLANT

	Power Plant	Pessimistic	Conservative	Optimistic
Wind Power Plant	Wayra I	\$29,146.76	\$333,893.67	\$1,824,047.51
	Tres Hermanas	\$14,512.92	\$181,997.95	\$929,418.32
	Cupisnique	\$8,309.08	\$120,719.63	\$489,572.16
	Marcona	\$2,071.60	\$41,402.71	\$123,652.73
	Talara	\$2,032.83	\$42,436.51	\$107,198.16
Solar Power Plant	Rubí	\$11,447.82	\$153,311.05	\$967,207.35
	Intipampa	\$1,183.26	\$105,681.28	\$72,734.69
	Majes Solar	\$442.08	\$44,283.28	\$12,651.87
	Panamericana	\$432.04	\$3,457.55	\$18,625.48
	Moquegua	\$413.94	\$3,577.82	\$15,069.85
	Tacna	\$480.33	\$3,275.48	\$14,837.70
	Repartición	\$310.50	\$2,816.54	\$11,870.80
	<b>TOTAL</b>	<b>\$70,783.16</b>	<b>\$1,036,853.47</b>	<b>\$4,586,886.62</b>

In Table III the greatest benefit would be for the optimistic scenario that Wayra I wind farm would receive considering its opportunity cost and availability, reaching a total annual benefit of \$1,824,047.51. Although, the figure that would be closest to reality would be the annual benefit in the conservative case for this power plant, which would be \$333,893.67.

## V. CONCLUSIONS

As a result of this research, we highlight the benefit obtained from the operation of solar and wind power plants in the SEIN, since it allows to cover the required power quota at prices that benefit the system in most of the cases.

Profit is higher for wind power plants, due to their higher plant factor, representing seventy three percent while solar power plants represent twenty seven percent of the total profit. The economic benefit will be use to improve this plant factor.

The proposed economic incentive constitutes an alternative to promote the increase of reliability in the production of renewable energy sources that acquire get competitive market conditions. Furthermore, the economic incentive seeks to improve the balance in the market conditions with other technologies that participate on the market.

The proposal allows to recognize the opportunity cost for the system associated to the production of renewable technologies. This benefit can be used to recover the investment through additional income to those received from the energy injections that these technologies carry out in the short-term market.

## REFERENCES

- [1] World Energy Outlook, International Energy Agency, 2020.
- [2] OSINERGMIN, Regulatory Institution of the Peruvian Electricity System.
- [3] M. García, Rosa Mariz, "Analysis of the success of feed-in tariff for renewable energy promotion mechanism in the EU: lesson from Germany and Spain", University of a Coruña, A Coruña, Spain, 2012, pp 53.
- [4] C. Valle. E. La Rovere, D. Assmann, "Technological innovation policies to promote renewable energies: Lessons from the European experience for the Brazilian case", Eschborn- Germany, 10 May 2006.
- [5] MINEM, Department of Energy and Mines.
- [6] A. Gomez, "Analysis and Operation of Electric Power System" 1<sup>st</sup> ed, Pearson Education S.A., Madrid, 2003, pp. 264.
- [7] OSINERGMIN, "Perseo 2.0 Programmer's Manual", 2018.
- [8] M. Parkin, M. and E. Loria, "Microeconomics", 9<sup>th</sup> ed, Pearson Education, S.A., New York, 2016.
- [9] MINEM, Department of Energy and Mines, Law N°. 28832, Law to ensure the efficient development of electricity generation. Official Gazette of the Republic of Peru, Lima, August 23, 2006.
- [10] D. Anderson, J. Camm, J. Sweeney, K. Martin, R. Martin, T. Williams, "Quantitative Methods for Business" 11<sup>th</sup> ed, South-Western Cengage Learning, 2011.
- [11] R. Walpole, "Statistics and Probability for Science and Engineering", 9<sup>th</sup> ed, Pearson Education, S.A., New York, 2012.
- [12] OSINERGMIN, Regulatory Institution of the Peruvian Electricity System. Retrieved from: <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/tarifas-en-barra/procedimiento-fijacion-mayo-2020-abril-2021>

## Anexo 04. Valorización del incentivo económico de las plantas eólicas y solares.

### Caso Optimista – Centrales Solares

	CUPISNIQUE	DUNAS	HUAMBOS	MARCONA	TALARA	TRES HERMANAS	WAYRA
Enero	\$28.34	\$96.88	\$803.63	\$4,519.90	\$1,199.41	\$38,057.14	\$152,162.83
Febrero	\$3.41	\$5.18	\$28.13	\$968.07	\$22.62	\$19,599.06	\$27,489.79
Marzo	\$36.21	\$73.43	\$424.02	\$20,535.07	\$70.92	\$260,768.96	\$388,583.96
Abril	\$37.87	\$72.39	\$842.52	\$12,603.23	\$2,730.31	\$90,626.11	\$443,470.98
Mayo	\$30.38	\$87.51	\$1,234.89	\$5,498.13	\$5,085.34	\$48,100.02	\$187,221.32
Junio	\$60.76	\$183.47	\$2,053.47	\$17,213.54	\$19,579.22	\$108,362.28	\$442,647.11
Julio	\$85.40	\$103.65	\$5,406.64	\$42,660.06	\$26,577.75	\$294,577.85	\$1,250,793.78
Agosto	\$53.67	\$52.46	\$5,720.52	\$37,740.54	\$25,636.30	\$253,726.95	\$1,016,415.32
Septiembre	\$101.80	\$22.34	\$5,131.88	\$38,031.01	\$27,145.00	\$272,489.46	\$1,239,111.93
Octubre	\$54.97	\$89.95	\$2,306.80	\$16,078.92	\$11,868.42	\$120,181.44	\$631,533.85
Noviembre	\$26.60	\$539.52	\$3,537.95	\$8,555.31	\$10,435.28	\$47,054.20	\$295,440.60
Diciembre	\$21.12	\$51.41	\$2,010.94	\$4,363.91	\$5,044.47	\$27,570.31	\$235,153.84

### Caso Optimista – Centrales Eólicas

	PANAMERICANA SOLAR	INTIPAMPA	MAJES	MOQUEGUA	REPARTICION	RUBI	TACNA SOLAR
Enero	\$172.34	\$930.43	\$72.93	\$108.34	\$88.47	\$3,883.07	\$268.44
Febrero	\$191.28	\$489.13	\$59.71	\$165.59	\$48.67	\$35,766.64	\$214.70
Marzo	\$2,446.59	\$10,543.54	\$401.48	\$734.90	\$369.68	\$151,249.07	\$2,415.86
Abril	\$69.71	\$405.40	\$64.12	\$90.75	\$74.92	\$16,206.17	\$86.74
Mayo	\$465.66	\$2,015.43	\$180.73	\$360.84	\$211.64	\$37,476.27	\$332.58
Junio	\$1,072.82	\$4,701.03	\$555.18	\$950.42	\$519.67	\$85,333.63	\$786.11
Julio	\$4,118.65	\$18,311.27	\$2,193.75	\$3,453.94	\$2,208.02	\$260,606.63	\$2,688.04
Agosto	\$6,690.06	\$25,729.97	\$2,860.57	\$5,321.34	\$2,957.68	\$347,580.04	\$5,271.67
Septiembre	\$5,547.57	\$23,229.24	\$2,547.19	\$4,501.72	\$2,548.48	\$376,615.89	\$3,985.51
Octubre	\$2,391.44	\$11,555.34	\$840.60	\$1,866.91	\$885.49	\$141,171.16	\$1,800.47
Noviembre	\$4,017.10	\$12,582.06	\$2,011.58	\$3,382.85	\$1,997.56	\$126,554.23	\$3,411.32
Diciembre	\$329.96	\$1,320.72	\$163.30	\$263.12	\$153.41	\$24,629.15	\$283.43

### Caso Conservador - Centrales Eólicas:

	CUPISNIQUE	DUNAS	HUAMBOS	MARCONA	TALARA	TRES HERMANAS	WAYRA
Enero	-\$534.41	\$3.54	\$8.72	\$88.81	\$46.38	\$838.91	\$2,937.88
Febrero	\$158.14	\$1.77	\$2.15	\$81.09	\$3.86	\$666.59	\$1,078.18
Marzo	\$928.38	\$7.38	\$15.63	\$1,026.11	\$8.98	\$5,101.82	\$7,448.72
Abril	\$1,149.01	\$6.11	\$17.72	\$219.70	\$88.51	\$1,987.25	\$5,637.90
Mayo	\$1,495.71	\$3.85	\$57.52	\$273.68	\$305.17	\$1,729.37	\$4,968.54
Junio	\$1,753.41	\$2.66	\$37.41	\$386.70	\$496.05	\$2,671.69	\$9,681.79
Julio	\$1,640.93	\$5.26	\$85.87	\$681.35	\$435.51	\$6,626.83	\$41,352.32
Agosto	\$1,173.42	\$1.44	\$89.43	\$759.06	\$485.55	\$6,383.25	\$30,137.17
Septiembre	\$2,308.81	-\$0.52	\$77.90	\$756.06	\$548.27	\$6,350.25	\$38,473.88
Octubre	\$2,068.08	\$1.42	\$30.23	\$322.78	\$257.57	\$4,222.78	\$17,163.13
Noviembre	\$806.35	\$4.59	\$28.76	\$142.14	\$187.40	\$1,266.12	\$6,814.33
Diciembre	\$999.50	\$2.93	\$36.17	\$115.41	\$182.03	\$1,133.06	\$7,084.90

## Caso Conservador - Centrales Solares:

	PANAMERICANA SOLAR	INTIPAMPA	MAJES	MOQUEGUA	REPARTICION	RUBI	TACNA SOLAR
Enero	\$28.41	\$120.16	\$15.65	\$17.97	\$11.74	\$423.84	\$34.80
Febrero	\$28.74	\$67.02	\$10.97	\$20.12	\$8.55	\$2,158.57	\$32.57
Marzo	\$44.99	\$151.40	\$19.59	\$31.09	\$17.78	\$1,488.56	\$44.29
Abril	\$33.56	\$129.61	\$22.49	\$18.65	\$16.62	\$3,498.71	\$30.74
Mayo	\$26.99	\$152.85	\$15.06	\$15.70	\$14.08	\$2,607.17	\$17.87
Junio	\$19.40	\$209.08	\$14.76	\$21.89	\$14.55	\$2,994.17	\$16.54
Julio	\$56.94	\$318.15	\$37.40	\$45.30	\$32.40	\$4,705.19	\$30.94
Agosto	\$112.36	\$502.41	\$48.35	\$106.73	\$58.36	\$6,825.98	\$85.90
Septiembre	\$58.05	\$460.16	\$26.88	\$30.48	\$32.64	\$7,702.97	\$44.93
Octubre	\$52.55	\$328.14	\$20.73	\$34.26	\$14.53	\$6,321.70	\$43.29
Noviembre	\$59.73	\$327.60	\$22.05	\$38.79	\$22.41	\$6,397.35	\$49.21
Diciembre	\$57.45	\$295.32	\$19.13	\$37.52	\$21.26	\$5,114.00	\$37.44

## Caso Pesimista - Centrales Eólicas:

	CUPISTIQUE	DUNAS	HUAMBOS	MARCONA	TALARA	TRES HERMANAS	WAYRA
Enero	\$0.45	\$0.00	\$13.64	\$70.27	\$26.13	\$619.72	\$1,593.95
Febrero	\$0.15	\$0.00	\$5.64	\$64.72	\$3.89	\$728.43	\$909.98
Marzo	\$0.37	\$0.00	\$4.19	\$191.43	\$2.80	\$1,759.96	\$2,555.05
Abril	\$1.03	\$0.00	\$22.96	\$173.74	\$77.21	\$1,698.92	\$3,418.03
Mayo	\$0.85	\$0.01	\$46.25	\$137.44	\$172.90	\$802.86	\$2,115.27
Junio	\$0.54	\$0.00	\$16.61	\$93.14	\$159.64	\$812.14	\$2,162.82
Julio	\$0.37	\$0.00	\$38.35	\$118.67	\$98.06	\$993.59	\$3,996.51
Agosto	\$0.18	\$0.00	\$23.65	\$93.71	\$100.49	\$811.09	\$2,601.17
Septiembre	\$0.53	\$0.00	\$31.55	\$161.35	\$132.92	\$909.26	\$3,840.56
Octubre	\$0.73	\$0.00	\$27.05	\$140.34	\$145.67	\$1,234.67	\$4,357.39
Noviembre	\$0.44	\$0.00	\$31.17	\$63.29	\$105.51	\$568.84	\$2,785.59
Diciembre	\$0.69	\$0.00	\$51.13	\$74.70	\$131.23	\$589.70	\$2,889.46

## Caso Pesimista - Centrales Solares:

	PANAMERICANA SOLAR	INTIPAMPA	MAJES	MOQUEGUA	REPARTICION	RUBI	TACNA SOLAR
Enero	\$25.68	\$112.50	\$13.75	\$16.25	\$12.60	\$429.92	\$32.17
Febrero	\$27.96	\$83.73	\$10.62	\$22.16	\$7.60	\$2,445.94	\$27.94
Marzo	\$37.42	\$141.38	\$15.68	\$29.14	\$16.89	\$1,806.97	\$41.91
Abril	\$30.57	\$125.90	\$12.61	\$18.18	\$14.22	\$3,812.58	\$31.10
Mayo	\$23.45	\$110.56	\$12.95	\$16.84	\$20.37	\$1,934.83	\$14.63
Junio	\$11.02	\$80.52	\$7.09	\$19.84	\$8.91	\$1,669.22	\$11.69
Julio	\$19.34	\$74.54	\$9.64	\$21.45	\$10.04	\$1,363.67	\$12.26
Agosto	\$25.84	\$108.35	\$4.91	\$19.99	\$14.36	\$1,635.76	\$15.95
Septiembre	\$34.78	\$147.20	\$19.08	\$29.23	\$14.54	\$2,429.19	\$20.12
Octubre	\$49.98	\$243.91	\$14.01	\$33.93	\$12.69	\$3,131.25	\$33.50
Noviembre	\$43.46	\$214.87	\$15.01	\$26.42	\$20.55	\$4,762.19	\$39.77
Diciembre	\$56.36	\$232.59	\$23.73	\$52.46	\$21.68	\$4,204.89	\$41.45

## Anexo 05. Enlace de datos, análisis y resultados de la investigación.

<https://1drv.ms/f/s!AiReq7xIFCIAhoFNC6sbxc6jzs0cLA?e=SgJuud>