



**UNIVERSIDAD NACIONAL
“PEDRO RUIZ GALLO”
*ESCUELA DE POSGRADO***



**DOCTORADO EN CIENCIAS DE LA
INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA**

**Análisis del costo de mitigación de emisiones de carbono
atribuible a la participación integrada de la generación
solar, eólica y de biomasa, en el sistema eléctrico
interconectado nacional, durante el 2021**

TESIS

Presentada para optar el Grado Académico de Doctor en
Ciencias de la Ingeniería Mecánica y Eléctrica con
mención en Energía

AUTOR:

M. Sc. Méndez Cruz, Oscar

ASESOR:

Dr. Cueva Guevara, Elmer Augusto

Lambayeque- Perú

2024

**Análisis del costo de mitigación de emisiones de carbono
atribuible a la participación integrada de la generación
solar, eólica y de biomasa, en el sistema eléctrico
interconectado nacional, durante el 2021**

Presentado por



M. Sc. Menéndez Cruz, Oscar

Autor



Dr. Cueva Guevara, Elmer Augusto

Asesor

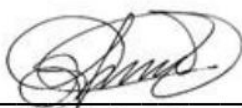
Tesis presentada a la Escuela de Posgrado de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo
para optar el Grado Académico de DOCTOR EN CIENCIAS DE INGENIERIA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA CON MENCIÓN EN ENERGÍA.

Aprobado por:



Dr. Dávila Hurtado, Fredy

Presidente



Dr. Aguinaga Paz, Amado

Secretario



Dr. Carranza Montenegro, Daniel

Vocal

Fecha de sustentación: 01 de marzo de 2024



DECLARACIÓN JURADA DE ORIGINALIDAD

Yo, Oscar Méndez Cruz, investigador principal, y Elmer Augusto Cueva Guevara, asesor del trabajo de investigación: “Análisis del costo de mitigación de emisiones de carbono atribuible a la participación integrada de la generación solar, eólica y de biomasa, en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, durante el 2021”, declaro bajo juramento que este trabajo no ha sido plagiado. En caso se demuestre lo contrario, asumo responsablemente la anulación de este informe y por ende el proceso administrativo a que hubiere lugar. Que puede conducir a la anulación del título o grado emitido como consecuencia de este informe.


Lambayeque, Marzo del 2024



AGRADECIMIENTO

Principalmente a Dios, por seguirme guiándome en todos los momentos de mi vida, así mismo un agradecimiento sincero al Dr. Elmer Augusto Cueva Guevara, por su importante aporte en el desarrollo de la presente Investigación; de igual manera un agradecimiento póstumo al Dr. Carlos Augusto Chambergó Larrea.

Oscar Méndez Cruz



DEDICATORIA

A mis Padres: José Santos y María Virginia por su amor y perseverancia para ser una persona de bien para la sociedad.

A Carlos Andrés, Mónica Patricia, Inés Helena, Claudia Sofia y Ana Cecilia, mis Hijos, por su amor y apoyo incondicional.

Oscar Méndez Cruz



Índice General

Índice de Tablas.....	8
Índice de Figuras	11
Resumen	15
Abstract.....	16
Introducción.....	17
Capítulo I. Diseño Teórico	18
1.1. Antecedentes de la Investigación	18
1.2. Base Teórica.....	25
1.2.1. El Sub-Sector Eléctrico	25
1.2.2. Evolución de la energía eléctrica en el Perú.....	27
1.2.3. Consumo de energía eléctrica en el Perú.....	27
1.2.4. Actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización....	30
1.2.5. Tipos de Generación Eléctrica.....	37
1.2.6. Centrales eléctricas a base de energías renovables no convencionales	41
1.2.7. Centrales Solares FV Conectadas al SEIN	46
1.2.8. Parques eólicos	59
1.2.9. Centrales térmicas de biomasa	70
1.2.10. Comité de Operación Económica Del Sistema (COES).....	78
1.2.11. Despacho Económico	78
1.2.12. Demanda de Energía Eléctrica	79
1.2.13. Despacho eléctrico.....	80
1.2.14. Mecanismo De Desarrollo Limpio (MDL).....	82

1.2.15. Mercado De Carbono.....	82
1.3. Definiciones Conceptuales.....	84
1.3.1. Dióxido De Carbono.....	84
1.3.2. Emisiones de CO ₂	84
1.3.3. CO ₂ Equivalente y Poder Calórico Global (PCG).....	85
1.3.4. Energía Eléctrica.....	85
1.4. Operacionalización de Variables.....	86
1.5. Hipótesis.....	86
Capítulo II. Métodos y Materiales	88
2.1 Tipo de Investigación.....	88
2.2 Método de Investigación.....	88
2.3 Diseño de Contrastación	88
2.4 Población, Muestra y Muestreo	89
2.5 Técnicas, Instrumentos, Equipos y Materiales de Recolección de Datos.....	89
2.6 Procesamiento y Análisis de Datos.....	89
Capítulo III. Resultados.....	94
3.1. Generación Solar FV	94
3.2. Producción total diaria de Energía Solar FV	97
3.3. Producción total diaria de Energía Eólica.....	98
3.4. Producción total diaria de Energía Biomasa.....	99
3.5. Energía solar, eólica y de biomasa del año 2021 por tipo de combustible desplazado.....	100
3.6. Generación termoeléctrica en el SEIN.....	101
3.7. Eficiencia de las centrales térmicas en el SEIN.....	110

3.8. Consumo de combustible sustituido por la producción de energía solar, eólica y biomasa	111
3.9. Emisiones de Dióxido de Carbono Evitadas por Unidad de Energía Solar FV, Eólica y Biomasa Producida	112
3.10. Costo de Mitigación de Emisiones de Carbono	113
3.10.1 Costo de mitigación para energía solar	113
3.10.2. Costo de mitigación para energía eólica	117
3.10.3. Costo de mitigación para energía de biomasa	120
3.10.4. Costo de mitigación para energía solar, eólica y de biomasa	124
Capítulo IV. Discusión	126
Conclusiones.....	129
Recomendaciones	130
Referencias Bibliográficas.....	131
Anexos	139



Índice de Tablas

Tabla 1 Composición del consumo total de energía eléctrica (en GWh) por sectores en el año 2019.....	28
Tabla 2 Promedio de Eficiencia de Combustibles Líquidos por Organización.....	31
Tabla 3 Promedio de Eficiencia Energética del Gas Natural por Compañía (Kilovatios-hora por Metro Cúbico)	32
Tabla 4 Promedio de Eficiencia en la Utilización de Distintos Combustibles por Compañía	32
Tabla 5 Miembros del Equipo de Transmisión en el Año 2018.....	34
Tabla 6 Las cantidades de electricidad perdida mensualmente en el Sistema de Transmisión (MWh) durante el año 2018.....	35
Tabla 7 Usos de la energía térmica proveniente del sol	43
Tabla 8 Capacidad de generación eléctrica de las plantas de energía solar fotovoltaica en el año 2018.	46
Tabla 9 Planta de Energía Solar Rubí.....	47
Tabla 10 Planta de Energía Solar Intipampa	49
Tabla 11 Planta de Energía Solar Majes.....	51
Tabla 12 Planta de Energía Solar Moquegua FV	52
Tabla 13 Planta de Energía Solar Panamericana.	54
Tabla 14 Planta de Energía Solar Rubí Repartición.	55
Tabla 15 Planta de Energía Solar Tacna.....	57
Tabla 16 Generación de Electricidad a partir de Energía Solar (Gigavatios-hora) en el Año 2021 mediante Instalaciones Solares Fotovoltaicas (FV).....	97
Tabla 17 Generación de Energía Eólica (Gigavatios-hora) durante el año 2021 desglosada por cada parque de generación eólica.....	98

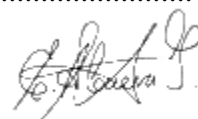
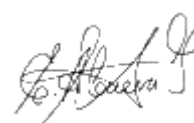


Tabla 18 Generación de Energía a partir de Biomasa (Gigavatios-hora) en el año 2021, desglosada por central eléctrica.....	99
Tabla 19 Centrales Térmicas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) - Tecnología	101
Tabla 20 Registro de Centrales de Generación Térmica por Compañía y Tipo de Tecnología Conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Porcentaje	108
Tabla 21 La energía generada a lo largo del año 2021 a partir de fuentes como la radiación solar, el viento y la biomasa.	109
Tabla 22 La energía generada mediante la utilización de la energía solar y eólica en el año 2021.	109
Tabla 23 Promedio de Rendimiento según el Tipo de Combustible	110
Tabla 24 Total de energía solar, eólica y biomasa que reemplazó la cantidad de combustible consumido (en terajulios, TJ) en el año 2021.....	111
Tabla 25 Poder calorífico inferior de los combustibles fósiles	111
Tabla 26 Comparativa de las reducciones de emisiones de dióxido de carbono por cada unidad de energía generada a partir de fuentes solares FV, eólicas y de biomasa en el año 2021.	112
Tabla 27 Comparación entre la generación de energía y la inversión requerida en una instalación de energía solar.	113
Tabla 28 Reducción de emisiones lograda por cada planta solar que se encuentra conectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).	114
Tabla 29 Gastos asociados a la reducción de emisiones de carbono mediante la utilización de una planta de energía solar.....	117
Tabla 30 Comparación entre la Generación de Energía y la Inversión en Centrales Eólicas	117

Tabla 31 Reducción de emisiones lograda por cada instalación de energía eólica conectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).	118
Tabla 32 Costes de reducción de emisiones de CO2 por planta de energía eólica.....	120
Tabla 33 Energía generada en comparación con la inversión para una planta de biomasa	121
Tabla 34 Reducción de emisiones lograda por cada planta de biomasa conectada a la red eléctrica nacional	121
Tabla 35 Gastos para Reducir las Emisiones de Carbono en una Planta de Biomasa ..	124
Tabla 36 Inversión en millones de dólares estadounidenses por tipo de proyectos de Energías Renovables	124
Tabla 37 Costos de Mitigación en Dólares Estadounidenses por Tonelada de CO2	125



Índice de Figuras

Figura 1: Actividades desarrolladas en el sector eléctrico	27
Figura 2: Consumo Eléctrico por sectores.....	29
Figura 3: Consumo eléctrico por tipo de clientes (%)	29
Figura 4: Proceso de transformación y pérdidas de la energía primaria	31
Figura 5: Relación entre potencia y pérdida.....	33
Figura 6: Modelo de competencia minorista	36
Figura 7: Generación por tipo de fuente de energía durante el año 2021.....	38
Figura 8: Producción mensual por tipo de fuente de energía durante el año 2021.....	38
Figura 9: Producción de Energía con Recursos Energéticos Renovables durante el año 2021.	39
Figura 10: Producción de Energía con Recursos Energéticos Renovables por tipo de tecnología-2021.	39
Figura 11: Esquema de generación eléctrica a partir de biomasa.....	41
Figura 12: Esquema de la Generación Fotovoltaica	42
Figura 13: Esquema de la Generación Termosolar	43
Figura 14: Mapa de Ubicación de la C.S. Rubí.....	48
Figura 15: Vista de paneles solares de la C.S. Rubí.....	48
Figura 16: Subestación de la C.S. Rubí.....	48
Figura 17: Vista de los paneles solares de la C.S. Intipampa.....	49
Figura 18: Mapa de Ubicación de la C.S. Intipampa.....	50
Figura 19: Montaje de paneles solares de la C.S. Intipampa.....	50
Figura 20: Mapa de Ubicación de la C.S. Majes	51
Figura 21: Montaje final de los paneles solares en C.S. Majes	51
Figura 22: Mapa de Ubicación de la C.S. Moquegua FV.....	52



Figura 23: Vista de los paneles solares en C.S. Moquegua FV	53
Figura 24: Mapa de Ubicación de la C.S. Panamericana	54
Figura 25: Vista de los paneles solares en C.S. Panamericana.....	54
Figura 26: Mapa de Ubicación de la C.S. Repartición	56
Figura 27: Vista de los paneles solares en C.S. Repartición	56
Figura 28: Mapa de Ubicación de la C.S. Tacna Solar.....	57
Figura 29: Vista de los paneles solares en C.S. Tacna Solar.....	57
Figura 30: Ficha Técnica de la C.S. Yarucaya	58
Figura 31: Vista de los aerogeneradores de la C.S. Yarucaya.....	59
Figura 32: Ficha Técnica de la C.E. Marcona	59
Figura 33: Mapa de Ubicación de la C.E. Marcona	60
Figura 34: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Marcona.....	60
Figura 35: Ficha Técnica de la C.E. Tres Hermanas	61
Figura 36: Mapa de Ubicación de la C.E. Tres Hermanas	61
Figura 37: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Tres Hermanas	61
Figura 38: Ficha Técnica de la C.E. Talara	62
Figura 39: Mapa de Ubicación de la C.E. Talara	63
Figura 40: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Talara.....	63
Figura 41: Ficha Técnica de la C.E. Cupisnique	64
Figura 42: Mapa de Ubicación de la C.E. Cupisnique	64
Figura 43: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Cupisnique.....	65
Figura 44: Ficha Técnica de la C.E. Wayra I	65
Figura 45: Mapa de Ubicación de la C.E. Wayra I.....	66
Figura 46: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Wayra I.....	66
Figura 47: Mapa de Ubicación de la C.E. Huambo.....	67

Figura 48: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Huambo	67
Figura 49: Mapa de Ubicación de la C.E. Duna.....	69
Figura 50: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Duna	69
Figura 51: Ficha Técnica de la C.T. Maple Etanol.....	70
Figura 52: Vista de la central térmica Maple Etanol	71
Figura 53: Ficha Técnica de la C.T. Paramonga	71
Figura 54: Vista de la central térmica Paramonga.....	72
Figura 55: Ficha Técnica de la C.T. Caña Brava	72
Figura 56: Vista de la C.T. Caña Brava.....	73
Figura 57: Ficha Técnica de la C.T. Callao.....	73
Figura 58: Vista de la C.T. Callao	74
Figura 59: Ficha Técnica de la C.T. Doña Catalina	74
Figura 60: Vista de la C.T. Doña Catalina	75
Figura 61: Ficha Técnica de la C.T. Huaycoloro	75
Figura 62: Vista de la C.T. Huaycoloro.....	76
Figura 63: Ficha Técnica de la C.T. La gringa.....	76
Figura 64: Vista de la C.T. La Gringa	77
Figura 65: Ficha Técnica de la C.T. San Jacinto	77
Figura 66: Vista de la C.T. San Jacinto	78
Figura 67: Costo Marginal vs. Producción de Energía.....	83
Figura 68: Orden de Despacho Eléctrico del Día de Máxima Demanda (17/12/2018).....	83
Figura 69: Concentraciones de gases de efecto invernadero promediadas a nivel mundial.	84
Figura 70: Resumen de las fases de la metodología.....	90
Figura 71: Gráfico de las Horas Solares Pico en un día	95

Figura 72:Atlas de Energía Solar del Perú (Senamhi - Minem, 2003).....	96
Figura 73: Producción diaria de energía solar (MWh) durante el año 2021	97
Figura 74:Producción diaria de energía eólica (GWh) durante el año 2021	99
Figura 75. Energía que se hubiese producido a partir de Gas Natural- Enero 2021	100
Figura 76: Esquema de un Ciclo de Vapor.....	103
Figura 77: Esquema de una Turbina de Gas.....	105
Figura 78: Esquema de un ciclo combinado.....	106



Resumen

Este estudio investiga la generación de energía a través de sistemas solares fotovoltaicos, complejos de turbinas eólicas y recursos de biomasa, y su influencia en la reducción de emisiones de CO₂ dentro del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Este análisis se justifica por la falta de información actualizada y específica sobre el volumen de emisiones de CO₂ que se evitan mediante la operación de estas instalaciones en el SEIN. El objetivo es medir las emisiones de CO₂ que se han dejado de emitir debido a la integración de estas fuentes de energía renovable en la red eléctrica de Perú durante 2021. La metodología aplicada para calcular las emisiones de CO₂ evitadas se basa en el estudio del despacho eléctrico diario en el SEIN, considerando la generación de energía térmica, solar, eólica y de biomasa. Se recolectaron datos del despacho eléctrico del COES y los factores de emisión de los combustibles proporcionados por el International Panel on Climate Change (IPCC). Este estudio demuestra la sustitución de ciertas fuentes generadoras de energía por la integración de centrales solares, eólicas y de biomasa al sistema de distribución del SEIN, analizando los datos correspondientes a los 365 días del año 2021. Los hallazgos proporcionarán conocimiento sobre el costo de mitigación de carbono en Perú y serán valiosos para futuras investigaciones y proyectos de aprovechamiento de recursos energéticos renovables en el SEIN. Como resultado, se encontró que las emisiones totales evitadas en 2021 debido al reemplazo del Gas Natural por generación eléctrica renovable fueron de 1,086,268.13 toneladas de CO₂, correspondientes a una producción total de 2958.25 GWh de energía solar, eólica y de biomasa. El índice de reducción de emisiones de CO₂ fue de 0.37 toneladas por MWh, lo que implica que por cada MWh generado por centrales fotovoltaicas y eólicas, se previno la emisión de aproximadamente 0.37 toneladas de CO₂. En conclusión, la reducción total de emisiones alcanzada por las energías renovables solar, eólica y de biomasa fue de 1,086,268.13 toneladas de CO₂. El costo de inversión en la construcción de las infraestructuras fue de aproximadamente 1447.62 millones de dólares, lo que resulta en un costo de mitigación de 1332.65 dólares por cada tonelada de CO₂ evitada.

Palabras claves: Energías Renovables, Solar, Eólico, Biomasa, Dióxido de carbono



Abstract

This study investigates the generation of energy through solar photovoltaic systems, wind turbine complexes and biomass resources, and their influence on the reduction of CO₂ emissions within the National Interconnected Electric System (SEIN). This analysis is justified by the lack of updated and specific information on the volume of CO₂ emissions avoided by the operation of these facilities in the SEIN. The objective is to measure the CO₂ emissions avoided due to the integration of these renewable energy sources into the Peruvian electricity grid during 2021. The methodology applied to calculate avoided CO₂ emissions is based on the study of the daily electricity dispatch in the SEIN, considering thermal, solar, wind and biomass generation. COES electricity dispatch data and fuel emission factors provided by the International Panel on Climate Change (IPCC) were collected. This study demonstrates the substitution of certain energy generating sources by the integration of solar, wind and biomass power plants to the SEIN distribution system, analyzing data corresponding to 365 days of the year 2021. The findings will provide knowledge on the cost of carbon mitigation in Peru and will be valuable for future research and projects to harness renewable energy resources in the SEIN. As a result, the total avoided emissions in 2021 due to the replacement of Natural Gas by renewable electricity generation were found to be 1,086,268.13 tons of CO₂, corresponding to a total production of 2958.25 GWh of solar, wind and biomass energy. The CO₂ emissions reduction rate was 0.37 tons per MWh, which implies that for each MWh generated by photovoltaic and wind power plants, the emission of approximately 0.37 tons of CO₂ was prevented. In conclusion, the total emission reduction achieved by solar, wind and biomass renewable energies was 10,86268.13 tons of CO₂. The investment cost for the construction of the infrastructure was approximately 1447.62 million dollars, resulting in a mitigation cost of 1332.65 dollars per ton of CO₂ avoided.

Keywords: Renewable Energies, Solar, Wind, Biomass, Carbon dioxide



Introducción

El objetivo de este análisis es determinar la cantidad de dióxido de carbono (CO_2) cuya emisión se previno mediante la utilización de instalaciones solares fotovoltaicas y parques eólicos en el sistema eléctrico de Perú durante el año 2021. Este trabajo surge debido a la necesidad de información reciente y específica acerca del CO_2 que se ha dejado de emitir en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) gracias al aprovechamiento de las fuentes de energía renovable (RER). Cabe señalar que los datos de los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero de Perú no se han actualizado desde el año 2014 y el Balance Nacional de Energía más reciente data de 2019. Ante esta carencia de información, este estudio investiga las emisiones de CO_2 no emitidas debido a la integración de tecnologías de generación de energía renovable como plantas solares fotovoltaicas, parques eólicos y biomasa (MINAM, 2020)

En la metodología, se revisaron datos del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), analizando el despacho eléctrico de 2021 y el tipo de combustible reemplazado por la energía generada a partir de fuentes solares y eólicas. Se emplearon también los factores de emisión de CO_2 por tipo de combustible, basados en las directrices del IPCC de 2006, junto con la eficiencia térmica de unidades generadoras térmicas representativas del SEIN. Para asegurar la precisión de las emisiones de CO_2 evitadas, se realizaron las consultas pertinentes al COES.

Los hallazgos del estudio se detallan en el capítulo de Resultados, donde se explica el método de cálculo y se analizan los datos obtenidos. El documento concluye con una serie de recomendaciones basadas en el estudio, alcanzando así los objetivos planteados en esta investigación.



Capítulo I. Diseño Teórico

1.1. Antecedentes de la Investigación

PROTOCOLO DE KYOTO

El 11 de diciembre de 1997 se estableció el Protocolo de Kyoto en la ciudad de Kyoto, Japón, y entró en vigor el 16 de febrero de 2005. Este acuerdo internacional fue creado con el objetivo de reducir las emisiones de gases que contribuyen al efecto invernadero, los cuales son factores clave en el calentamiento global. Los gases que generan este efecto y que están incluidos en el Anexo A del Protocolo incluyen, entre otros, el Dióxido de Carbono (CO₂).

El artículo 2 del Protocolo de Kyoto propone como meta:

- Para promover el desarrollo sostenible, todas las naciones mencionadas en el Anexo I se esforzarán por cumplir con los objetivos de reducción y limitación de emisiones establecidos en el artículo 3, mediante:
 - a) La implementación y/o la continuación del desarrollo de políticas y medidas acordes a sus condiciones nacionales específicas como, por ejemplo:
La promoción de reformas adecuadas en sectores clave para incentivar políticas y medidas que limiten o reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero no regulados por el Protocolo de Montreal. (Protocolo de Kyoto, 1997)

ACUERDO DE PARÍS

El Pacto de París se configura como un compromiso en el contexto de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, destinado a establecer directrices para la disminución de las emisiones de gases que provocan el efecto invernadero. Dicho acuerdo fue fruto de las negociaciones de la vigésima primera Conferencia de las Partes (COP 21) en la que participaron 195 países miembros. Fue oficialmente adoptado el 12 de diciembre de 2015 y entró en vigencia el 4 de noviembre de 2016.

El Acuerdo de París tiene como objetivo, según su Art. N°02:

- a) *Es primordial establecer como objetivo una restricción significativa del incremento de la temperatura global promedio, manteniéndolo sustancialmente por debajo de*



los 2 grados Celsius en comparación con los niveles previos a la industrialización. Además, se deben intensificar las acciones para limitar este incremento a 1.5 grados Celsius, ya que se entiende que tal medida podría mitigar de manera importante los riesgos y efectos asociados al cambio climático;

- b) Se debe potenciar la adaptabilidad frente a los impactos negativos del cambio climático, fomentando la resiliencia climática y un desarrollo que genere bajas emisiones de gases de efecto invernadero, garantizando que esto no interrumpa la producción alimentaria;*
- c) Es esencial incrementar los recursos financieros hasta lograr una magnitud que esté en armonía con una trayectoria orientada hacia un desarrollo sostenible frente al cambio climático y con emisiones bajas de gases que causan el efecto invernadero.*

Este texto refleja los compromisos establecidos en el Acuerdo de París relacionados con el cambio climático.

En el Art. 4, inciso 2 mencionó

“Cada entidad está obligada a desarrollar, divulgar y actualizar continuamente sus compromisos específicos a nivel nacional que planea implementar. Dichas entidades se esforzarán por implementar estrategias de mitigación domésticas para lograr las metas establecidas en dichos compromisos”. (Paris)

Conforme a las metas establecidas por el Acuerdo de París, Perú reafirmó su promesa de disminuir sus emisiones de gases. Por lo tanto, el enfoque de esta tesis se encuentra en consonancia con los fines del acuerdo y con las medidas necesarias que debe adoptar la nación para adherirse a su juramento de atenuar sus emisiones contaminantes.

Perú, tras su adhesión a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), ha sostenido una postura que protege los intereses nacionales, fomenta la cooperación con países similares en la región de América Latina y el Caribe, y es proactivo en la búsqueda de sinergias internacionales y la alineación con los objetivos fundamentales de la CMNUCC. (Perú, 2015)

“El Estado de Perú proyecta una disminución en las proyecciones de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para 2030 en un 30% bajo un escenario de continuidad operativa. Se prevé que una fracción del 20% de esta reducción se logrará mediante el uso de inversiones y gastos nacionales, tanto públicos como privados, como una estrategia incondicional. El 10% adicional de la reducción está sujeto a la obtención de financiamiento internacional y a la presencia de un entorno favorable, constituyendo así una estrategia condicional”. (Perú, 2015)

El estudio se centró en comparar distintos métodos de cálculo para estimar las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero en proyectos de micro hidroelectricidad bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio. Se analizaron las diferencias en emisiones, flujos de efectivo y valoración de las inversiones necesarias utilizando distintos métodos. La metodología empleada siguió las directrices de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, utilizando específicamente la metodología consolidada "ACM0022". Los hallazgos sugieren que el método de análisis de despacho es adecuado para calcular el margen combinado de factores de emisión en proyectos hidroeléctricos pequeños de al menos 3 MW (García Howell, 2011).

Este estudio se centró en calcular el factor de emisión del Ecuador, una medida crucial para evaluar la cantidad de CO₂ emitida por cada MWh de electricidad generada. Este factor es vital para entender las emisiones de la red eléctrica. Utilizando la metodología ACM0002, reconocida por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, la investigación analizó los datos entre 2009 y 2014. Se calculó el factor de emisión de CO₂ para cada tipo de generación termoeléctrica en el SNI, resultando en que, para el año 2014, la generación térmica neta fue de 8,787.35 GWh, generando 6,103.2 mil toneladas de CO₂. Esto equivale a un factor de emisión de 694.5 kg CO₂/kWh. El estudio también determinó que el factor medio de emisión entre 2009 y 2014 fue de 704.7 kg CO₂/kWh, con una variabilidad de 36 kg CO₂/kWh (Lenin & Oscullo, 2016).

El presente estudio se centró en analizar el potencial de las aplicaciones de energía solar fotovoltaica (PV) para disminuir las emisiones de CO₂, utilizando como ejemplo la ciudad de Beijing. Se evaluó el efecto de la implementación de la energía solar fotovoltaica en la reducción de dichas emisiones. Los análisis abarcaron diversos escenarios, considerando aspectos como los costos ambientales indirectos y los incentivos para la energía solar fotovoltaica. Además, se incluyó un análisis de sensibilidad que tomó en cuenta factores

como el costo inicial de la inversión, el valor del carbono, impuestos sobre la contaminación del aire y cambios en los subsidios para la generación de energía solar fotovoltaica. Los resultados muestran que las emisiones de CO₂ provenientes de la energía solar fotovoltaica instalada en los techos de Beijing ascienden a 87.01 g de CO₂-eq./kWh. Al reemplazar las fuentes de energía basadas en carbón con sistemas fotovoltaicos, se observa una reducción de 919.34 g de CO₂-eq./kWh. Sin embargo, el alto costo inicial es una barrera para la viabilidad financiera de estos sistemas. Para mejorar su factibilidad económica, especialmente en zonas urbanas, son necesarios subsidios estatales tanto para la inversión inicial como para la generación de energía. A pesar de que los subsidios actuales se consideran excesivos, incluso si se redujeran entre un 50% y un 70%, la implementación de la energía solar fotovoltaica seguiría siendo financieramente viable (Wang, 2018).

Este trabajo investigativo se enfocó en la producción de energía eléctrica mediante la utilización de sistemas fotovoltaicos solares, la disminución de emisiones de carbono y la factibilidad económica de su implementación. Se ha descubierto que la capacidad fotovoltaica ideal para maximizar la reducción de emisiones de carbono corresponde también con el máximo retorno financiero. Este nivel óptimo se alinea con el potencial solar más alto en el Campus, estimado en unos 3.3 megavatios. A nivel de toda la institución, se prevé que aproximadamente el 77% de la energía generada por fotovoltaicos sería usado in situ, lo que representaría cerca del 40% del consumo eléctrico total. La disminución de emisiones de carbono podría ser de hasta un 30%. (Olivieri, 2020)

Para mejorar la transición hacia energías renovables, se enfatizó la necesidad de aumentar la competitividad en precios de la energía solar fotovoltaica (PV) frente a las fuentes tradicionales. Este estudio investiga cómo el precio de los permisos de emisión de carbono influye en la rentabilidad y eficacia de la energía solar PV. Se desarrolla un modelo que interconecta los mercados de carbono y electricidad, aportando varias innovaciones: primero, se sugiere un esquema de comercio que une las plantas solares PV con los mercados de carbono y de electricidad, además de la adopción de políticas para ajustar los precios de la energía solar PV y los permisos de carbono. Segundo, se integran aspectos de mercado en el análisis de costos de energía usando la teoría del costo de ciclo de vida (LCC). Tercero, se analiza cómo la variación en los precios de los permisos de carbono puede compensar la disminución de los subsidios fiscales en la energía solar PV, buscando equilibrar los precios



de electricidad de distintas fuentes. Los hallazgos sugieren que la mejora en las conexiones comerciales entre los mercados de carbono y de electricidad podría adelantar la paridad de la red de energía solar PV al año 2023, dos años antes de lo previsto. Este estudio destaca los beneficios comerciales de los mercados de carbono y busca contribuir a la reducción de costos en la generación y conexión de la energía solar PV a la red. (Song, 2020)

El gigante asiático no solo goza de un inmenso potencial en cuanto a energía solar, sino que también, impulsado por el respaldo gubernamental, su industria de energía solar fotovoltaica se ha posicionado como una fuerza predominante en el ámbito del desarrollo global. Este análisis se enfoca en la eficacia de dicha industria en la disminución de emisiones de CO₂ y en la optimización del rendimiento energético. Se deduce que la eficiencia industrial del sector fotovoltaico en seis zonas de China evidencia una trayectoria ascendente, aunque las variaciones entre las regiones son notables (Ren, 2020).

El estudio se centró en un ejemplo práctico del sector eléctrico, analizando las estimaciones de consumo de energía y las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) desde 2010 hasta 2025. Se consideraron dos contextos: uno con la implementación de tecnologías energéticas más verdes y otro sin ellas. Utilizando datos de veinte investigaciones sobre el ciclo de vida de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, así como de sistemas de energía solar fotovoltaica, se estimaron las futuras emisiones de CO₂. Los resultados sugirieron que, para 2025, se podrían alcanzar reducciones significativas de CO₂, con ahorros estimados entre 136 y 235 millones de toneladas en el escenario más probable. Dependiendo de los niveles de crecimiento bajo o alto, estos ahorros podrían oscilar entre 115 y 468 millones de toneladas. El propósito de estas proyecciones era evaluar los beneficios de adoptar tecnologías de energía limpia en la reducción de emisiones de CO₂. Los investigadores esperan que sus hallazgos apoyen el desarrollo de políticas energéticas más efectivas en el país. (Noura, 2013)

En un mundo enfrentando una crisis energética y crecientes problemas de contaminación, la adopción de energías renovables se presenta como una solución clave para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y las emisiones de dióxido de carbono. La investigación se enfoca en un examen minucioso de las emisiones de CO₂ a lo largo de todas las fases de un proyecto de energía eólica, aplicando técnicas de análisis del ciclo de vida. Se contempla el proceso completo, desde la edificación del parque eólico hasta la implementación de la infraestructura de red necesaria. “En este proyecto de energía eólica,



se ha creado un Inventario de ciclo de vida específicamente adaptado, proporcionando datos esenciales para estimar las emisiones de carbono durante su operación. Se lleva a cabo también un análisis detallado de un caso concreto: un parque eólico de 49,5 MW situado en Shi-san-jian-fang, Xinjiang. Este estudio se centra en evaluar la intensidad de carbono de este proyecto y su capacidad para reducir las emisiones”. Los hallazgos muestran que la intensidad de carbono es de 4.429 g/kWh y que el proyecto tiene un potencial teórico de reducir alrededor de 2.0416 millones de toneladas de emisiones a lo largo de su vida útil. Esto indica que, en comparación con las centrales de carbón tradicionales, el proyecto eólico tiene un gran potencial para disminuir las emisiones de carbono (Li, 2020).

El intensificar el uso de energías limpias es clave en la estrategia de la Unión Europea para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. El presente estudio se centra en el impacto que tiene la energía eólica en la reducción de las emisiones de dióxido de carbono asociadas a la producción de electricidad. Se llevó a cabo un estudio econométrico de las series temporales, observando las emisiones de dióxido de carbono cada media hora desde el comienzo del año 2015 hasta mediados de abril de 2018. Los hallazgos indican que un aumento en el precio de los permisos de emisión resulta en una reducción significativa de las emisiones de CO₂, suponiendo que las predicciones de demanda energética y la producción de energía eólica sean exactas. Además, se observa que un mayor grado de incorporación de la energía eólica en el sistema energético lleva a una reducción considerable de las emisiones. Específicamente, un análisis extrapolado indica que las emisiones hubieran sido un 14.6% mayores si no se hubiera contado con la energía eólica durante el período estudiado. (Forbes, 2019)

La investigación se centra en analizar el impacto ambiental de tres centrales de energía eólica a lo largo de su periodo de funcionamiento. Se examina y se cuantifica la huella de carbono asociada a estas infraestructuras, realizando un examen comparativo detallado del impacto de cada fuente de energía desde las etapas de producción hasta el desmantelamiento. Utilizando metodologías de evaluación del ciclo de vida para la gestión de los materiales implicados, se obtuvieron resultados que indican que la emisión promedio de CO₂ de estos sistemas fue de 3,9 gramos por kilovatio-hora durante su ciclo de vida completo. Se estableció que las materias primas generan en promedio 1,35 kilogramos de CO₂ por cada kilogramo de material. “Respecto a la contribución de las emisiones en las diferentes etapas, producción, construcción y desmantelamiento representan un 44%, 16% y 40%,



respectivamente”. El consumo promedio de energía primaria se situó en 0.0625 mega julios por kilovatio-hora para los sistemas estudiados, mientras que la intensidad energética media fue de 21,48 mega julios por kilogramo. La intensidad de las emisiones de CO₂ de todos los materiales de acero fue de 1,98 kilogramos por kilogramo. El análisis revela una correlación directa entre la demanda de materiales, el consumo energético y las emisiones de carbono con la capacidad de las turbinas eólicas. La investigación subraya el potencial de la energía eólica como una alternativa viable para la generación de energía más sostenible y con la capacidad de disminuir de manera significativa las emisiones de CO₂. (Xie, 2020)

Este artículo manifestó un método de valoración de carteras de generación de energía innovador que utiliza simulaciones de Montecarlo para evaluar el impacto del incremento de la generación eólica y los costos del carbono en la producción futura de electricidad. Se lleva a cabo un análisis de caso empleando información semihoraria de la generación de energía eólica y la demanda, junto con estimaciones de costos y especificaciones técnicas de nuevas instalaciones a nivel regional. Los hallazgos indican que, si bien el aumento de la generación eólica tiende a elevar los costos totales en el sector, también contribuye a disminuir tanto la incertidumbre en los costos como las emisiones de dióxido de carbono. No obstante, existen situaciones específicas en las cuales la energía eólica puede disminuir los costos totales de las carteras de generación. El grado de influencia de la integración eólica sobre los costos e incertidumbres proyectados en el sector eléctrico varía de acuerdo con el precio asignado al carbono y la diversidad tecnológica de las carteras convencionales. (Vithayasrichareon & MacGill, 2013)

La investigación se enfoca en determinar cómo los errores en las estimaciones de producción de energía eólica offshore afectan la operación de mercados eléctricos tipo pool para el año 2050. Se examina el efecto de desviaciones de hasta 2000 MW en la energía eólica offshore sobre aspectos como los costos de producción, los gastos relacionados con las emisiones, la programación de la energía eólica, la puesta en marcha de unidades de generación, y los precios marginales del mercado. Los resultados indican que un aumento del 1% en el error de pronóstico corresponde a un incremento similar en los precios marginales, sin importar si el error es por exceso o por defecto. Un déficit de producción eólica del 13% en comparación con la predicción puede provocar un aumento del 10% en los costos y en los precios marginales. Por otro lado, una producción eólica que exceda las expectativas en un 4% puede disminuir los costos de producción, pero incrementa los precios marginales en un



3%. El estudio subraya la importancia de contar con una capacidad de interconexión adaptable para administrar eficientemente grandes cantidades de energía eólica, y propone que para el operador del sistema es más conveniente programar una cantidad de producción eólica menor que la generada realmente antes del periodo del mercado. (Higgins, 2014)

1.2. Base Teórica

1.2.1. El Sub-Sector Eléctrico

La energía eléctrica

- **La electricidad no se puede almacenar**

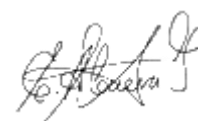
Desde la perspectiva técnica y financiera, un rasgo distintivo de la electricidad es su incapacidad para ser almacenada de manera económica. Es crucial reconocer que esta afirmación se basa en consideraciones tanto técnicas como económicas. Si bien técnicamente es posible almacenar electricidad en dispositivos como baterías y pilas, esto solo es viable para volúmenes mínimos de energía. En contraste, el almacenamiento de electricidad en cantidades masivas, que serían necesarias para satisfacer las necesidades de una red de distribución eléctrica, resulta prohibitivamente costoso. (Osinermin, 2011)

- **La electricidad se produce en el momento en el que se demanda**

Considerando la naturaleza esencial de la electricidad y su limitación en cuanto al almacenamiento, es imperativo reconocer que su generación debe ser simultánea a su consumo. Este requerimiento implica un desafío notable: la sincronización constante entre la producción y la utilización de la energía eléctrica. Este equilibrio es complejo de alcanzar y puede lograrse mediante diversos métodos. (Osinermin, 2011)

El sistema eléctrico en el Perú

La industria eléctrica en Perú se estructura en varios segmentos clave: producción, transmisión, distribución, comercialización y gestión del sistema eléctrico. La producción de electricidad es el proceso inicial en la secuencia de producción de energía eléctrica, y se basa en la conversión de diversos tipos de energía, como la térmica, la mecánica o la



lumínica, en electricidad. Dado que las instalaciones de generación eléctrica suelen estar distantes de los centros de consumo, es imperativo desarrollar infraestructuras que permitan el transporte de la energía eléctrica a las zonas de demanda. (Osinermin, 2011) El traslado de energía se efectúa por medio de conductores de alta tensión, que generalmente atraviesan extensos trayectos para reducir al mínimo la disipación de energía. Dentro del ámbito de la electricidad, a este proceso se le conoce como transmisión eléctrica. (Osinermin, 2011)

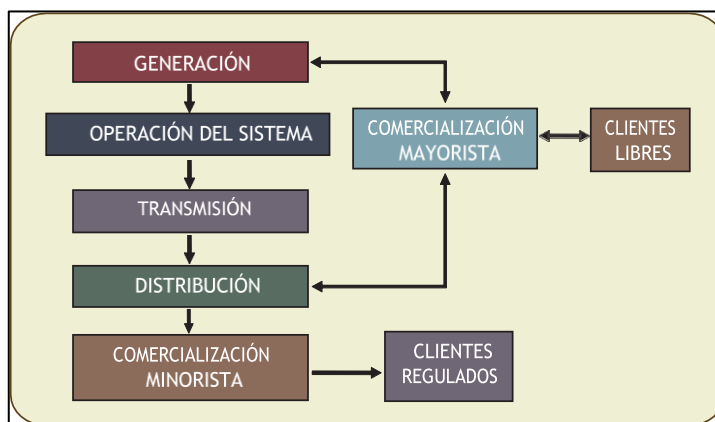
La tarea que implica trasladar la energía eléctrica desde la infraestructura de transmisión hasta el punto de uso por el cliente se conoce como distribución eléctrica. Esta función involucra la conducción del servicio de suministro eléctrico a los puntos de consumo finales. (Osinermin, 2011)

En conclusión, la comercialización en el sector eléctrico se segmenta en dos ramas fundamentales: la comercialización al por mayor y al detalle. La comercialización mayorista se centra en las operaciones comerciales entre los entes de generación y distribución, así como en las transacciones realizadas en el mercado libre. Por otro lado, la comercialización al detalle implica las relaciones comerciales con los consumidores finales del servicio, que están regulados. En el contexto nacional, la responsabilidad de la comercialización al detalle recae en el operador encargado de la distribución de la energía eléctrica. (Osinermin, 2011)

En la estructura de la industria eléctrica, el rol clave lo desempeña el operador del sistema. Esta entidad es responsable de la gestión eficiente de la producción eléctrica, lo cual implica convocar a las plantas generadoras a producir electricidad siguiendo un orden basado en sus costos variables, con el fin de satisfacer la demanda existente en todo momento. En el contexto peruano, esta función es ejercida por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). (Osinermin, 2011)

Figura 1 ilustra un diagrama de las operaciones llevadas a cabo en la industria eléctrica de Perú.



Figura 1*Actividades desarrolladas en el sector eléctrico*

Nota: Principios Básicos de la Industria Eléctrica en Perú: Aspectos Técnicos y Financieros

(Osinerghmin, 2011).

1.2.2. Evolución de la energía eléctrica en el Perú

La electricidad se considera un tipo de energía secundaria, puesto que se obtiene transformando fuentes de energía primaria. Este proceso de conversión se realiza comúnmente en plantas térmicas que emplean tanto fuentes de energía secundaria, como el diésel y el petróleo residual, como el gas natural, que ha ganado popularidad en la producción de electricidad. A nivel nacional, la generación de electricidad depende en gran medida de la hidroelectricidad, seguida por las plantas termoeléctricas que utilizan gas natural. Aunque actualmente el uso de fuentes renovables no convencionales, como la solar y eólica, es limitado, se espera que su contribución crezca gracias a los proyectos asignados en las últimas licitaciones de energías renovables. (Minem, 2019)

La trayectoria histórica en la generación de electricidad dentro del mercado energético evidencia una expansión constante en la producción térmica mediante la utilización de gas natural. Este proceso comenzó con plantas de ciclo simple y progresivamente se transformó hacia plantas de ciclo combinado, lo cual optimizó la eficacia de las instalaciones de generación de energía. (Minem, 2019)

1.2.3. Consumo de energía eléctrica en el Perú

El consumo final de energía eléctrica se destina a cubrir las necesidades de diversos sectores tales como residencial, comercial, público, industrial, de transporte, minería

metalúrgica, agrícola, agroindustrial y pesquero. Durante el año 2019, se observó que los sectores de transporte, industria y minería fueron los que más energía demandaron, convirtiéndose en los principales consumidores. Este incremento en la demanda de dichos sectores no solo influye en el crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI), sino que también exige la expansión y fortalecimiento del suministro de energía eléctrica, promoviendo el desarrollo de fuentes energéticas más eficientes. (Minem, 2019).

De acuerdo con la información proporcionada por el Balance Nacional de Energía del 2019, el ámbito de la industria y la minería utilizó 250,528.3 GWh de electricidad, mientras que el sector de transporte hizo uso de 377,615.2 GWh, sumando entre ambos un consumo energético de 921,788.5 GWh en total. (Minem, 2019).

En la Tabla 1 se muestran los consumos sectoriales de energía, expresados en gigavatios hora (GWh), correspondientes al año 2019.

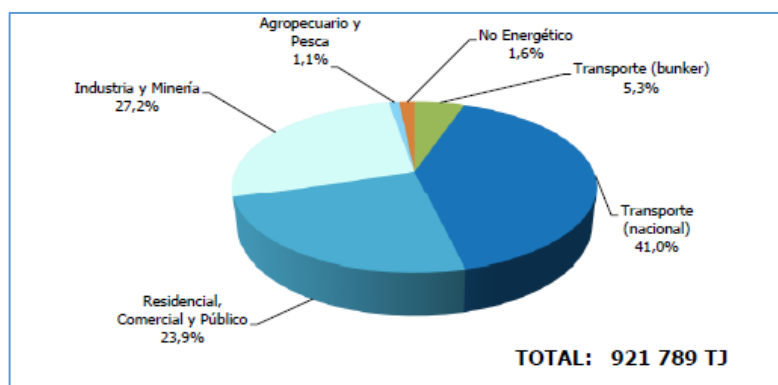
Tabla 1

Composición del consumo total de energía eléctrica (en GWh) por sectores en el año 2019.

SECTOR	2018		2019		VARIACIÓN
	Cantidad	Part.	Cantidad	Part.	
BUNKER – COMBUSTIBLES VENDIDOS EN NAVES MARÍTIMAS Y AÉREAS EN VIAJE INTERNACIONAL					
Transporte (bunker)	50 235,4	5,6%	48 777,7	5,3%	-2,9%
Subtotal	50 235,4	5,6%	48 777,7	5,3%	-2,9%
CONSUMO FINAL					
Transporte (nacional)	359 798,1	40,1%	377 615,2	40,1%	0,4%
Residencial, Comercial y Público	222 879,7	24,9%	219 898,8	23,9%	-1,3%
Industria y Minería	239 665,7	26,7%	250 528,3	27,2%	4,5%
Agropecuaria y Pesca	9 463,8	1,1%	10 296,9	1,1%	8,8%
No Energético	14 525,7	1,6%	14 671,7	1,6%	1,0%
Subtotal	846 332,9	94,4%	873 010,9	94,7%	3,2%
TOTAL	896 568,3	100,0%	921 788,5		2,8%

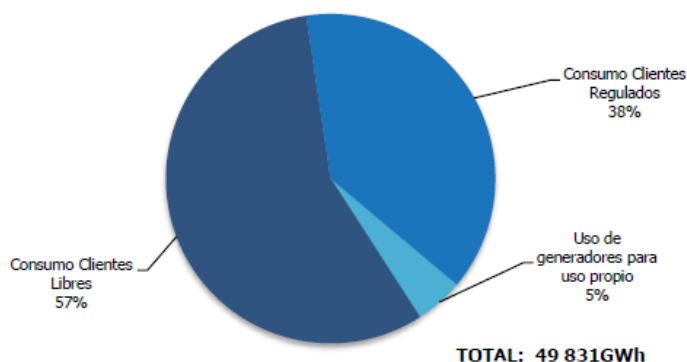
Nota: Resumen Nacional de Recursos Energéticos (MINEM, 2019)

En cuanto al uso de energía hasta el año 2019, los sectores con mayor intensidad en su consumo son: el de transporte, con un 41%, seguido por el sector residencial, comercial y público con un 23.9%, y el sector industrial y minero con un 27.2%. Estas áreas combinadas representan más del 90% del consumo eléctrico total en la nación, detalle que se ilustra en la Figura 2 adjunta. (Minem, 2019)

Figura 2*Consumo Eléctrico por sectores*

Nota: Resumen Nacional de Recursos Energéticos (MINEM, 2019).

Dentro del ámbito del mercado eléctrico, una minoría compuesta por clientes libres, que suelen estar vinculados a sectores productivos, se destaca por su elevado consumo de energía eléctrica. Por otro lado, la mayoría de los consumidores, que corresponden a los usuarios regulados y se concentran en las áreas Residencial y Comercial, tienen una demanda energética específica más baja. Según se informa en el documento del Ministerio de Energía y Minas del año 2019. En la Gráfica 3 se ilustra la distribución del consumo de electricidad según la categoría de los clientes: los clientes libres constituyen el 57% del consumo, los clientes regulados el 38%, y el resto, que suma un 5%, corresponde a los auto productores que utilizan la electricidad para sus operaciones.

Figura 3:*Consumo eléctrico por tipo de clientes (%)*

Nota: Resumen Nacional de Recursos Energéticos (MINEM, 2017).

1.2.4. Actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización

Generación Eléctrica

La generación de energía eléctrica es el inicio de la cadena de producción en el sector eléctrico, encargándose de convertir las fuentes de energía no procesadas en electricidad mediante técnicas como la inducción electromagnética. Las energías primarias son aquellas obtenidas directamente del entorno natural sin haber sido alteradas, salvo por procesos de limpieza o separación. En contraste, las energías secundarias se derivan de las primarias a través de procesos de transformación. Un rasgo distintivo de este sector es que la amplia demanda de electricidad conduce a un rápido agotamiento de las economías de escala. Además, la diversificación del parque generador eléctrico depende del tamaño del mercado y de la disponibilidad y consistencia de las fuentes de energía primaria, así como de la competencia entre distintas tecnologías. Una industria diversificada integra una variedad de escalas y tecnologías de generación, incluyendo plantas hidroeléctricas, térmicas, solares, eólicas y nucleares.

Otra característica de este sector es el nivel de control operativo sobre las fuentes de energía primaria utilizadas. Por ejemplo, la producción de energía térmica, geotérmica e hidráulica puede ajustarse mediante el control del vapor dirigido a las turbinas. Sin embargo, las fuentes de energía renovable como la solar y eólica tienen su producción máxima condicionada por el clima, lo que puede influir en la fiabilidad del suministro eléctrico.

Finalmente, una peculiaridad importante es la capacidad de respuesta a los cambios en la demanda o suministro de electricidad. “En comparación con las plantas térmicas, que usualmente necesitan un tiempo de respuesta considerablemente más largo, algunas plantas hidroeléctricas tienen la capacidad de incrementar su producción de energía de manera notablemente rápida, lográndolo en segundos o minutos” (Osinermin, 2016).

Según el análisis realizado por Osinermin (2016), la Figura 4 ilustra el método de transformación y las pérdidas de energía primaria, además de mostrar la eficacia de las tecnologías empleadas en el sistema eléctrico nacional.

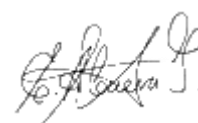
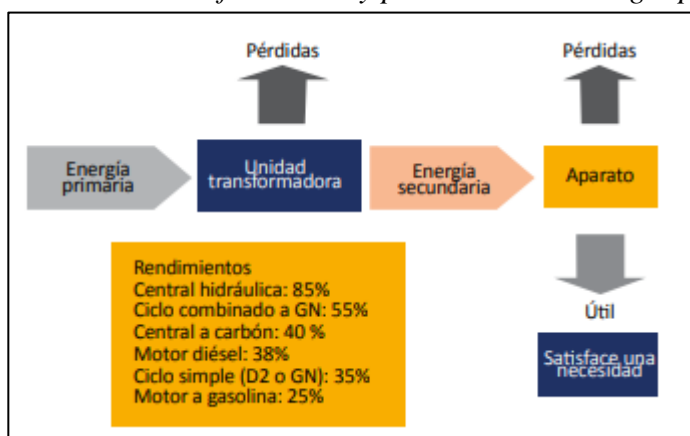


Figura 4:

Proceso de transformación y pérdidas de la energía primaria



Nota: El Sector Eléctrico en Perú (Osinerghmin, 2016).

Las Tablas 2, 3 y 4 presentan los datos recolectados acerca de la eficacia de los diferentes combustibles usados para generar electricidad (medidos en KWh/m³). Específicamente, la Tabla 2 destaca que Egasa logró el mayor rendimiento en el uso de combustible líquido, con un resultado de 5 863,67 KWh/m³. Esto se traduce en la producción de 1,39 GWh de electricidad utilizando 0,24 miles de m³ de combustible.

Tabla 2

Promedio de Eficiencia de Combustibles Líquidos por Organización

Tipo de Combustible	Empresas	Energía (GWh)	Consumo Miles de m ³	Rendimiento kWh/m ³
Líquidos	Engie	21.19	6.47	3,274.38
	Samay I	42.21	12.27	3,439.79
	Egasa	1.39	0.24	5,863.67
	Enel Generación Perú	10.69	3.37	3,172.34
	Enel Generación Piura	1.94	0.60	3,250.46
	Fénix	15.90	2.86	5,550.27
	Minera Cerro Verde	4.62	1.34	3,454.06
	Shougesa	24.79	9.16	2,707.48
	SDF Energía	3.49	1.11	3,130.47
	Planta Eten	0.74	0.22	3,417.19
	Electroperú	2.66	0.59	4,473.85
	IEP	5.67	1.82	3,112.28
Total		135.29	40.05	

Nota: Basado en la Estadística 2018 (COES, 2018).

La Tabla 3 ilustra de manera evidente que Engie logró el desempeño más destacado en términos de Gas Natural, alcanzando 5,674.09 KWh/m³. Esto resultó en una generación total de 3,773.6 GWh utilizando 665.1 mil m³ de Gas Natural.

Tabla 3

Promedio de Eficiencia Energética del Gas Natural por Compañía (Kilovatios-hora por Metro Cúbico)

Tipo de Combustible	Empresas	Energía (GWh)	Consumo Millones de m ³	Rendimiento kWh/Mm ³
Gas Natural	Kallpa	4,288.6	828.7	5,175.35
	Engie	3,773.6	665.1	5,674.09
	Enel Generación Perú	3,722.6	773.5	4,812.88
	Fénix	3,897.6	692.7	5,626.77
	Termochilca	1,791.7	336.2	5,329.85
	Enel Generación Piura	606.3	166.0	3,652.83
	Egasa	84.6	28.3	2,987.40
	Termoselva	370.7	127.0	2,918.33
	SDF Energía	213.5	61.4	3,477.85
	Egesur	148.0	32.6	4,533.59
Total		18,897.2	3,711.4	

Nota: Basado en la Estadística 2018 (COES, 2018).

La Tabla 4 presenta los rendimientos promedio de diversas variedades de combustibles, incluyendo carbón (en estado sólido), bagazo (también en estado sólido) y biogás.

Tabla 4

Promedio de Eficiencia en la Utilización de Distintos Combustibles por Compañía

Tipo De Combustible	Empresas	Energía GWh	Consumo Miles de Tn	Rendimiento KWh/Kg
Carbón	Engie	43.1	15.8	2.73
	Aipsa	89.6	298.2	0.30
	Aurora	4.2	23.6	0.18
Biogás	Petramas	50.6	33.0	1,535.32
Total		50.6	33.0	

Nota: Basado en la Estadística 2018 (COES, 2018).

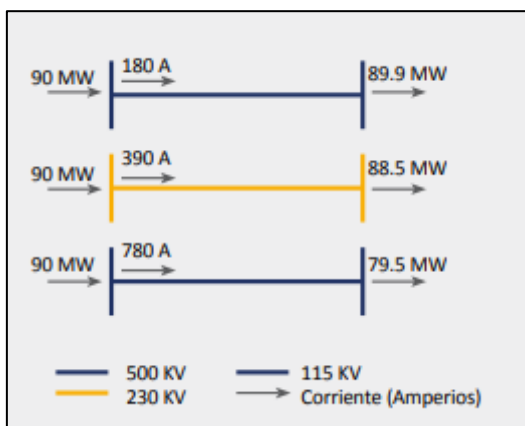
Transmisión Eléctrica

El sector de transmisión eléctrica permite llevar la electricidad desde los centros de producción hasta las áreas de consumo final. Estos sistemas están compuestos por cables de transmisión, estaciones de transformación, torres de transmisión y otras instalaciones similares. La transmisión eléctrica presenta características de monopolio natural debido a las importantes economías de escala en el diseño de sus instalaciones en relación con la capacidad de las líneas. En este sentido, el costo promedio de transportar electricidad por kilómetro de red instalada disminuirá a medida que aumente la capacidad de transmisión de la red. Estas economías de escala se deben a los considerables costos fijos y a los aumentos significativos de capacidad resultantes de cambios en el voltaje. Los costos fijos están relacionados con la complejidad de la planificación y operación de las líneas de transmisión, que incluyen el valor de las tierras, obras de acceso, montaje, estructuras de tamaño mínimo, contratación de operadores de instalaciones y equipos necesarios para el mantenimiento preventivo y correctivo, entre otros aspectos. (Osinerghmin, 2016)

La existencia del sector de transmisión en la industria eléctrica está intrínsecamente conectada con la localización de las fuentes primarias de energía. Esto influye significativamente en los costes asociados a la construcción de plantas generadoras y el transporte de energía. Es más económico transmitir electricidad que trasladar las fuentes de energía primaria a los lugares de consumo. Además, la transmisión de energía ofrece beneficios económicos por el uso eficiente de la capacidad de las líneas según la cantidad de energía transportada. Así, en lugar de construir nuevos sistemas, es más eficaz incrementar la carga en la infraestructura de transmisión existente, especialmente si hay capacidad no utilizada, que puede originarse por aspectos como el tamaño de las instalaciones o el empleo de niveles de voltaje estándar. Un elemento fundamental en este sector es la utilización de la transmisión de alta tensión a través de subestaciones para minimizar costos y reducir la pérdida de energía, mejorando así la eficiencia en el traslado de energía (Osinerghmin, 2016).

En la Figura 5, se muestra una representación gráfica de las pérdidas ocasionadas durante la transmisión de electricidad.



Figura 5:*Relación entre potencia y pérdida*

Nota: El Sector Eléctrico Peruano (Osinerghmin, 2016).

La Tabla 5, presenta información de las líneas de transmisión al cierre del 31 de diciembre de 2018, incluyendo detalles de los propietarios de estas líneas, las subestaciones y los equipos de transmisión correspondientes:

Tabla 5*Miembros del Equipo de Transmisión en el Año 2018.*

Nº	Razón Social	Tipo De Registrado	Integrante
1	ABY Transmisión Sur S.A.	Obligatorio	
2	ATN 2 S. A.	Obligatorio	
3	ATN S.A.	Obligatorio	
4	ATN1 S.A.	Obligatorio	
5	Compañía Transmisora Norperuana S.R.L.	Voluntario	
6	Concesionaria Línea De Transmisión CCNCM SAC	Obligatorio	
7	Conelsur LT SAC	Obligatorio	
8	Consortio Energético De Huancavelica S.A.	Obligatorio	
9	Consortio Transmantaro S.A.	Obligatorio	
10	Eteselva S.R.L.	Obligatorio	
11	Interconexión Eléctrica Isa Perú S.A.	Obligatorio	
12	Pomacocha Power S.A.C.	Voluntario	
13	Red De Energía Del Perú S.A.	Obligatorio	
14	Red Eléctrica Del Sur S.A.	Obligatorio	
15	Transmisora Eléctrica Del Sur 2 S.A.C.	Obligatorio	
16	Transmisora Eléctrica Del Sur S.A.C	Obligatorio	

Nota: Basado en la Estadística 2018 (COES, 2018).

La Tabla 6 presenta los datos mensuales de las pérdidas de transmisión durante 2018. La cantidad total de electricidad perdida a causa de la transmisión ascendió a 3,027,230 MWh.

Tabla 6

Las cantidades de electricidad perdida mensualmente en el Sistema de Transmisión (MWh) durante el año 2018.

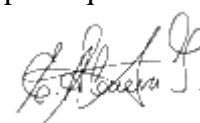
2018	Producción (MWh)	Pérdidas	Total Pérdidas
		(MWh)	(%)
Enero	4,255,247	291,994	6.86%
Febrero	3,919,541	199,843	5.10%
Marzo	4,315,874	279,138	6.47%
Abril	4,207,898	253,289	6.02%
Mayo	4,287,976	224,570	5.24%
Junio	4,134,921	210,845	5.10%
Julio	4,200,012	223,665	5.33%
Agosto	4,221,874	279,021	6.61%
Setiembre	4,143,359	248,719	6.00%
Octubre	4,354,589	295,489	6.79%
Noviembre	4,279,410	286,630	6.70%
Diciembre	4,496,084	234,028	5.21%
Total	50,816,785	3,027,230	5.95%

Nota: Basado en la Estadística 2018 (COES, 2018)

Distribución Eléctrica

Dentro del ámbito de la transmisión, la energía eléctrica se desplaza a través de grandes distancias utilizando niveles de tensión elevados. En contraste, el segmento de distribución se encarga de llevar la electricidad a los usuarios finales a través de redes que operan a tensiones medias y bajas. Un sistema de distribución está compuesto por componentes tales como líneas y redes primarias que operan a media tensión (MT), estaciones de distribución (SED), y redes secundarias de distribución (BT), además de incluir la infraestructura para el alumbrado público (AP) y las conexiones específicas para usuarios. Las líneas primarias son las encargadas de mover la energía desde el sistema de transmisión hacia las redes secundarias o directamente a usuarios de gran envergadura. Las redes secundarias, por su parte, distribuyen la energía a baja tensión hacia los consumidores finales. Finalmente, el segmento que conecta la red secundaria con el contador de electricidad del usuario se conoce como la acometida. (Osinermin, 2016)

En relación con las infraestructuras de distribución primaria y secundaria, se ha identificado que los gastos asociados a la distribución presentan una naturaleza subaditiva debido a la presencia de economías de alcance. Esto implica que es más



coste-eficiente llevar a cabo la distribución de electricidad y capacidad a través de un sistema unificado en comparación con la operación a través de múltiples sistemas separados. Cabe destacar que los principales servicios proporcionados por las compañías de distribución eléctrica se centran en dos aspectos fundamentales: la entrega de energía y la provisión de potencia. (Osinermin, 2016)

Comercialización eléctrica

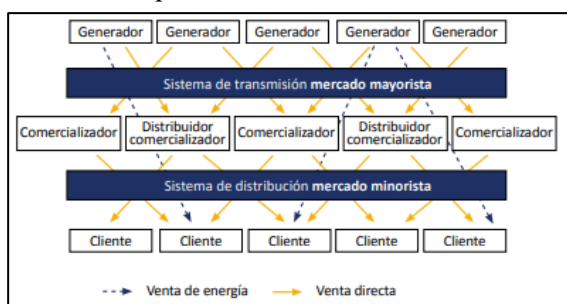
El ámbito de la comercialización de electricidad se considera una extensión del proceso de generación y distribución de energía. Esta área se encarga de facilitar la transferencia de electricidad desde su origen hasta los consumidores finales y se categoriza en dos niveles: el mayorista, que implica transacciones entre productores y distribuidores, y el minorista, que atiende a los consumidores que están sujetos a regulación del servicio. Como en la generación de energía, la comercialización es vista como un mercado con potencial competitivo, lo que podría resultar en la participación de numerosos actores en el mercado. No obstante, es crucial mencionar que, en el contexto peruano, la comercialización minorista todavía está fusionada con el sector de distribución eléctrica hasta la fecha mencionada.

En el sector mayorista, la comercialización introduce la opción para los consumidores de seleccionar sus propios proveedores de electricidad. El nivel de competencia que se desarrolle en este escenario dependerá de la variedad de precios ofrecidos, las diferencias en la calidad y otros servicios adicionales que los comercializadores puedan proporcionar a los consumidores, ya sean estos regulados o no regulados (libres). (Osinermin, 2016)

En la Figura 6 se ilustra un esquema de competencia en el ámbito minorista y mayorista, abarcando desde los productores hasta los consumidores finales.

Figura 6:

Modelo de competencia minorista



Nota: Historia eléctrica en Perú (Osinermin, 2016).

[Firma manuscrita]

1.2.5. Tipos de Generación Eléctrica

Los métodos de producción de electricidad se pueden categorizar según la fuente de energía primaria utilizada para impulsar la turbina del generador, como la energía hidráulica, derivados del petróleo, gas natural, carbón, uranio, y otros. De manera tradicional, se reconocen principalmente dos formas de producción de electricidad a nivel mundial: la generación a través de fuentes hidráulicas y la generación mediante procesos térmicos. Sin embargo, es posible identificar otras modalidades de generación eléctrica basadas en Fuentes de Energía Renovable No Convencional (FERNC), que incluyen el aprovechamiento de la energía eólica, solar y geotérmica, entre otras. (Osinergmin, 2011).

Generación hidráulica

La producción de electricidad en este contexto se lleva a cabo mediante instalaciones hidroeléctricas que aprovechan tanto la energía cinética como la potencial del agua debido a la gravedad para impulsar el rotor de un alternador, resultando en la generación de energía eléctrica. Además, estas instalaciones de generación hidroeléctrica se dividen en dos categorías basadas en su conexión con un reservorio de agua: las centrales de embalse y las centrales de flujo continuo, respectivamente. (Osinergmin, 2011)

Producción de Electricidad del SEIN en el año 2021

Producción de electricidad del SEIN por tipo de generaciones

La Figura 7 ilustra claramente la distribución y la naturaleza de la producción de energía eléctrica a lo largo del 2021. Se destaca que la energía proveniente de recursos hidráulicos constituyó la mayoría, representando un 56.8% del total generado. La energía termoeléctrica siguió en importancia, componiendo el 38.38%, mientras que la energía generada por el viento contribuyó con un 3.34%, situándose en tercer lugar.

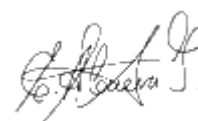


Figura 7:

Generación por tipo de fuente de energía durante el año 2021.

POR TIPO DE GENERACIÓN - 2021		
TIPO	ENERGÍA (GW.h)	PARTICIPACIÓN (%)
HIDROELÉCTRICA	30,664.41	56.80
TERMOELÉCTRICA	20,723.38	38.38
SOLAR	801.92	1.49
EÓLICO	1,800.64	3.34
TOTAL	53,990.35	100.00

Nota: Informe de Estadísticas del SEIN para 2021, COES.

Producción Mensual de Energía Eléctrica durante el año 2021

En la Figura 8, se observa la producción mensual diferenciada por tipo de energía eléctrica durante el año 2021. Destaca que la suma de energía generada a lo largo de ese periodo, utilizando como fuente los recursos eólicos y solares, alcanzó un total de 2602 GWh.

Figura 8:

Producción mensual por tipo de fuente de energía durante el año 2021.

PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021 (GW.h)															
MESES	HIDROELÉCTRICA			TERMOELÉCTRICA			SOLAR			EÓLICO			TOTAL		
	2021	2020	Inc %	2021	2020	Inc %	2021	2020	Inc %	2021	2020	Inc %	2021	2020	Inc %
ENERO	3.326.61	3.224.72	3.16	998.81	1.208.59	-17.36	72.94	57.71	26.39	159.07	112.79	41.03	4.557.44	4.603.82	-1.01
FEBRERO	2.905.10	3.030.97	-4.15	1.071.43	1.188.37	-9.84	63.76	54.23	17.58	114.05	124.22	-8.19	4.154.35	4.397.79	-5.54
MARZO	3.150.05	3.109.27	1.31	1.269.66	699.35	81.55	63.76	60.12	6.05	135.84	130.31	4.25	4.619.30	3.999.06	15.51
ABRIL	3.149.61	2.718.69	15.85	953.71	117.06	714.75	62.39	64.58	-3.40	161.13	141.28	14.05	4.326.83	3.041.61	42.25
MAYO	2.602.18	2.731.09	-4.72	1.709.98	424.20	303.11	57.12	58.92	-3.05	159.52	130.50	22.24	4.528.81	3.344.72	35.40
JUNIO	2.161.60	2.153.36	0.38	2.088.26	1.386.41	50.62	54.26	55.06	-1.47	134.09	161.88	-17.17	4.438.20	3.756.71	18.14
JULIO	2.018.70	2.043.44	-1.21	2.258.51	1.865.48	21.07	58.61	61.04	-3.98	147.35	169.47	-13.05	4.483.17	4.139.42	8.30
AGOSTO	1.895.25	1.903.05	-0.41	2.426.08	2.128.77	13.97	67.55	64.27	5.11	182.51	183.27	-0.41	4.571.39	4.279.35	6.82
SEPTIEMBRE	1.865.01	1.834.24	1.68	2.403.64	2.112.68	13.77	70.78	70.43	0.50	128.71	173.51	-25.82	4.468.15	4.190.85	6.62
OCTUBRE	2.250.49	2.050.49	9.75	2.113.14	2.165.79	-2.43	80.83	76.33	5.89	174.45	172.07	1.38	4.618.90	4.464.68	3.45
NOVIEMBRE	2.397.53	1.770.37	35.43	1.903.08	2.376.82	-19.93	76.36	81.51	-6.32	159.59	156.67	1.86	4.536.55	4.385.37	3.45
DICIEMBRE	2.942.29	2.747.87	7.08	1.527.09	1.614.51	-5.41	73.56	73.65	-0.12	144.33	147.23	-1.97	4.687.26	4.583.26	2.27
TOTAL	30.664.41	29.317.56	4.59	20.723.38	17.288.02	19.87	801.92	777.86	3.09	1.800.64	1.803.20	-0.14	53.990.35	49.186.64	9.77

Nota: Informe de Estadísticas del SEIN para 2021, COES.

Producción con Recursos Energéticos Renovables (RER) en el SEIN

Producción de energía con RER durante el año 2021

En la Figura 9, es observable que la producción de energía a través de fuentes renovables alcanzó los 5277.45GW. De este total, un 34.12% corresponde a la electricidad generada mediante la energía eólica, mientras que la energía solar contribuyó con un 15.20%.

Figura 9:

Producción de Energía con Recursos Energéticos Renovables durante el año 2021.

PRODUCCIÓN POR TIPO DE GENERACIÓN CON RER 2021		
TIPO	ENERGÍA (GW.h)	PARTICIPACIÓN (%)
HIDROELÉCTRICA	2,319.20	43.95
TERMOELÉCTRICA	355.69	6.74
SOLAR	801.92	15.20
EÓLICO	1,800.64	34.12
TOTAL RER	5,277.45	100.00

Nota: Informe de Estadísticas del SEIN para 2021, COES

Producción de energía con RER por tipo de tecnología durante el año 2021

En la Figura 10, se observa que la producción de energía a través de fuentes de energía renovable alcanzó los 5277.45 GWh.

Figura 10:

Producción de Energía con Recursos Energéticos Renovables por tipo de tecnología-2021.

PRODUCCIÓN ENERGÍA CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES (RER) POR TIPO DE TECNOLOGÍA - 2021		
TIPO DE TECNOLOGÍA	ENERGÍA GW.h	PARTICIPACIÓN (%)
AEROGENERADOR	1,800.64	34.12
PANEL FOTOVOLTAICO	801.92	15.20
PELTON	1,211.64	22.96
FRANCIS	1,014.49	19.22
KAPLAN	90.33	1.71
STREAMDIVER	2.73	0.05
TV	276.82	5.25
MCI	78.87	1.49
TOTAL	5,277.45	100.00

(*) CSFV: Celdas Solares Fotovoltaicas

Nota: Estadística del SEIN del año 2021, COES.

Producción de energía a partir de biomasa

La generación de biomasa mediante la utilización de energía solar se realiza a través del proceso conocido como fotosíntesis en las plantas. (Haro Bautista, 2018)

En la definición más precisa, biomasa se refiere directamente a los biocarburantes, es decir, combustibles obtenidos de recursos biológicos. Considerando una perspectiva más extensa, el término no solo incluye el material biológico empleado para la



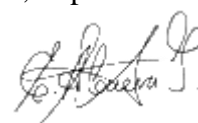
producción de biocombustibles, sino que también engloba las circunstancias sociales, económicas, científicas y técnicas vinculadas con la explotación de energías derivadas de fuentes biológicas. (Osinermin, 2017)

La producción de energía a partir de la biomasa se sustenta en tres pilares fundamentales, según Osinermin en 2017:

- **Insumos de Biomasa:** Los insumos utilizados para la producción de energía a partir de la biomasa difieren según la región geográfica, y cada tipo de materia prima presenta características únicas que influyen en su eficacia como fuente de energía.
- **Transformación de la Biomasa:** Este proceso implica la conversión de los insumos de biomasa en energía que puede ser empleada para la generación de calor y/o electricidad. Algunos métodos incluyen la gasificación, la pirolisis, la producción de biogás mediante digestión y la combustión directa.
- **Tecnologías para la Generación de Energía:** Hay una diversidad de tecnologías que han demostrado ser comercialmente factibles para aprovechar la energía producida por la biomasa y convertirla en combustible para la generación de energía.

En el contexto de las economías emergentes, las plantas de biomasa presentan una ventaja económica significativa. Los costos iniciales de establecimiento son notablemente menores que en los países de la OCDE, primordialmente debido a los bajos costos locales y la posibilidad de adquirir equipos a precios más accesibles. Esto último es facilitado por regulaciones ambientales menos estrictas. En cuanto a los costos operativos y de mantenimiento, estos se estiman en un rango del 2% al 6% del capital inicial anualmente. Además, los costos variables relacionados con la operación y mantenimiento son relativamente bajos, aproximadamente 0.005 dólares por kilovatio-hora. Los costos fijos incluyen aspectos como salarios, mantenimiento programado, reemplazo periódico de componentes o maquinaria, seguros y otros gastos similares. (Osinermin, 2017)

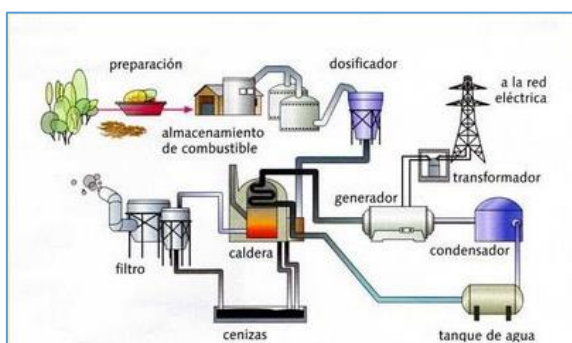
Desde una perspectiva técnica, se considera factible que las instalaciones de generación de energía a partir de biomasa logren tasas de capacidad entre el 85% y el 95%. Sin embargo, en términos prácticos, es inusual que estas plantas operen constantemente a tales niveles de eficiencia. La disponibilidad de materias primas puede representar una limitación para alcanzar estos factores de capacidad, especialmente



cuando las instalaciones que utilizan desechos agrícolas no cuentan con un suministro constante de insumos de bajo costo a lo largo del año. La adquisición de materias primas alternativas puede resultar en una operación económicamente inviable para la planta. Según Osinergmin (2017), la eficiencia eléctrica neta estimada del generador principal, tras considerar el manejo de las materias primas, tiene un promedio cercano al 30%, aunque esta cifra puede oscilar entre un mínimo del 25% y un máximo aproximado del 36%. En naciones en desarrollo, las soluciones más económicas y un mantenimiento ocasionalmente deficiente pueden llevar a una eficiencia global reducida, que podría estar cerca del 25%. No obstante, existen múltiples tecnologías que ofrecen eficiencias superiores disponibles en el mercado. (Osinergmin, 2017)

Figura 11:

Esquema de generación eléctrica a partir de biomasa



Nota: “<http://centralese.blogspot.com/2009/02/centrales-termicas-de-biomasa.html>”.

1.2.6. Centrales eléctricas a base de energías renovables no convencionales

En esta área de estudio particular, hemos localizado infraestructuras que utilizan diversas tecnologías. Estas incluyen, entre otras, la energía solar, la eólica, la biomasa y la geotérmica. A continuación, detallaremos aquellas que resultan ser las más notables en este campo.

Generación solar

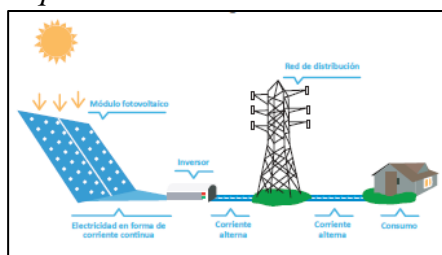
- La transformación fotovoltaica es un proceso que permite convertir la energía lumínica del sol en electricidad utilizando celdas solares. Estas celdas están compuestas principalmente de silicio, un elemento con propiedades fotosensibles que, al recibir luz solar, produce una carga eléctrica. Aunque cada celda genera

una cantidad mínima de electricidad, al agruparlas en un panel solar, la electricidad acumulada es significativa. La electricidad resultante de este proceso es en forma de corriente continua, pero puede ser convertida a corriente alterna mediante un inversor para su uso en combinación con otras tecnologías. Este mecanismo se basa en el efecto fotoeléctrico, donde los fotones solares al impactar el silicio en las células fotovoltaicas, generan una corriente eléctrica. Los paneles solares fotovoltaicos están diseñados con múltiples células de características similares, organizadas en serie o paralelo, para optimizar la producción de energía eléctrica en corriente continua. (Osinergmin, 2019)

En la figura 12, se exhibe el diagrama correspondiente al proceso de generación de energía fotovoltaica. Este proceso se compone de varios elementos clave: la fuente generadora, que es el recurso solar; los módulos fotovoltaicos junto con sus distintos componentes; y el sistema de distribución, que es el encargado de transportar la energía hasta el punto de consumo final.

Figura 12:

Esquema de la Generación Fotovoltaica



Nota: Fuentes de Energía Sostenibles (Osinergmin, 2019).

- La producción de energía mediante tecnología termosolar se caracteriza por su metodología directa. Este procedimiento comienza en una estructura central donde se deposita agua. La exposición directa al sol calienta el agua, gracias a un conjunto de espejos con capacidad de ajuste automático que concentran la luz solar hacia la estructura. Al alcanzar el punto de ebullición, el agua se transforma en vapor, el cual se emite a elevadas temperaturas y bajo gran presión. Este vapor impulsa las aspas de una turbina que, a su vez, activa el rotor de un alternador, resultando en la producción de energía eléctrica. (Osinergmin, 2011)

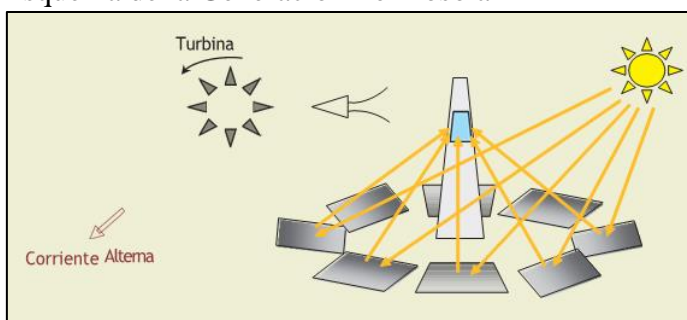
Basándose en el rango de temperatura útil, es posible categorizarla en tres niveles: bajo, medio y alto, tal como se presenta en la Tabla 7.

Tabla 7*Usos de la energía térmica proveniente del sol*

Tipo de energía solar térmica	Rango	Aplicaciones
Baja Temperatura	0-100°C	Consumo doméstico
Media Temperatura	100°C-250°C	Producción de vapor para procesos industriales, generación eléctrica en centrales pequeñas de 30 a 2000KW.
Alta temperatura	250°C a más	Generación eléctrica a gran escala.

Nota: Energías Renovables (Osinermin, 2019).

Seguidamente, la Figura 13 ilustra un diagrama representativo de la producción de energía termosolar.

Figura 13:**Esquema de la Generación Termosolar**

Nota: Bases Técnicas y Económicas del Sector Energético en Perú (Osinermin, 2011).

Debido a los progresos en la tecnología, la sofisticación y las economías de escala, se ha observado una disminución sostenida en el precio de la energía solar fotovoltaica desde la producción de las primeras células solares comerciales, lo cual ha llevado a un incremento en su eficiencia. Hoy en día, el coste medio de generar electricidad con esta tecnología es cada vez más competitivo en comparación con las fuentes de energía no renovables en un número creciente de lugares. Además, se ha registrado una reducción significativa en los costos asociados a otras tecnologías solares, como la termosolar. (Osinermin, 2017)

Dentro del espectro de tecnologías solares para la generación de electricidad se incluyen: (Osinermin, 2017)

- “La tecnología termosolar de concentración, que se emplea para generar electricidad mediante un ciclo termodinámico convencional utilizando un fluido que se calienta a altas temperaturas”.
- “La tecnología eólico-solar, que aprovecha el aire calentado por el sol que asciende por una chimenea donde se encuentran los generadores”.
- “La tecnología solar híbrida, que integra la energía solar con otro tipo de energía, ya sea renovable como la biomasa y la eólica, o no renovable como los combustibles fósiles”.

Las ventajas de los sistemas fotovoltaicos incluyen:

- Aspectos económicos: “El costo de los sistemas fotovoltaicos ha disminuido en una magnitud de diez en la última década, una tasa de reducción mayor que la de cualquier otra tecnología en el mismo periodo. Esta disminución en los costos se atribuye a avances tecnológicos, producción en masa, desarrollo de cadenas de suministro locales, reducción de costos financieros y una mayor madurez del sector”. (Osinermin, 2019)
- “Impacto en el cambio climático: La energía solar fotovoltaica se considera una de las estrategias clave para mitigar el cambio climático, dado que su utilización conlleva a una reducción en la emisión de gases de efecto invernadero”. (Osinermin, 2019)

- "La tecnología de energía termosolar de concentración, utilizada para producir electricidad a través de un proceso termodinámico estándar, emplea un fluido calentado a altas temperaturas".
- "La tecnología híbrida eólico-solar, que utiliza el aire calentado por el sol que sube por una chimenea equipada con generadores".
- "La tecnología solar combinada, que fusiona la energía solar con otras fuentes de energía, sean renovables como la biomasa y la eólica, o no renovables como los combustibles fósiles".

Las ventajas de los sistemas fotovoltaicos incluyen:

- Aspectos económicos: "En la última década, el costo de los sistemas fotovoltaicos ha disminuido diez veces, una tasa de reducción más rápida que



cualquier otra tecnología en el mismo período. Esta disminución de costos se debe a avances tecnológicos, producción en masa, desarrollo de cadenas de suministro locales, reducción de costos financieros y mayor madurez del sector". (Osinermin, 2019)

- Impacto en el cambio climático: Se considera que la energía solar fotovoltaica es una estrategia fundamental para contrarrestar el cambio climático, ya que su uso implica una disminución en la emisión de gases de efecto invernadero". (Osinermin, 2019)

Generación eólica

Las instalaciones de generación de energía que se valen de la dinámica del viento operan mediante la conversión de la energía cinética presente en las corrientes de aire en energía eléctrica, proceso que se lleva a cabo a través de las palas de los aerogeneradores. Es importante destacar que un solo aerogenerador tiene una producción eléctrica relativamente modesta, típicamente de 1 a 2 megavatios, lo que hace necesaria la agrupación de múltiples unidades en lo que se conoce como parques eólicos para lograr una producción de energía eléctrica a una escala significativa (Osinermin, 2011). En la actualidad, el mercado ha visto el desarrollo de aerogeneradores con capacidades de hasta 12 megavatios, y se está trabajando para incrementar aún más la potencia de estos dispositivos, especialmente en aplicaciones marinas (El Periódico de la Energía, 2019). En el parque eólico Marcona, por ejemplo, operamos con 8 aerogeneradores de 3,15 megavatios y 3 de 2,3 megavatios.

La energía eólica se genera a partir de las corrientes de viento, las cuales son el resultado de diferencias de temperatura entre diversas áreas geográficas. Esta energía se captura mediante aerogeneradores o turbinas eólicas, que consisten en aspas montadas en un eje rotatorio. Estas turbinas, cuando se instalan en conjunto y se conectan a la red eléctrica, conforman lo que se denomina un parque eólico. Estos pueden ser onshore (en tierra) u offshore (en el mar), dependiendo de su ubicación geográfica (Osinermin, 2019).

Los parques eólicos onshore se sitúan en tierra firme y han visto un incremento en el tamaño de las turbinas a lo largo del tiempo, con el objetivo de reducir el costo nivelado de la energía (LCOE), ya que turbinas más altas pueden capturar vientos más fuertes.

No obstante, el aumento en el tamaño de las turbinas puede presentar desafíos logísticos para el transporte de los componentes (Osinergmin, 2019).

Por otro lado, los parques eólicos offshore se establecen en el mar y tienen la capacidad de capturar más energía que sus contrapartes terrestres. El primer parque eólico marino se construyó en Suecia en 1990 con una capacidad de 220 kilovatios, y Dinamarca siguió poco después en 1991 con parques que contaban con turbinas de 450 kilovatios cada una (Osinergmin, 2019). Según Moreno (2010), los parques offshore ofrecen ventajas como mayor disponibilidad de espacio y menor impacto visual, dado que no se encuentran cerca de zonas pobladas y no requieren de turbinas tan altas debido a la ausencia de barreras que interfieran con el viento. Sin embargo, en comparación con la energía eólica onshore, los parques offshore presentaban para 2014 costos de conexión a la red y de construcción significativamente más altos, en promedio un 117.75% superiores, además de enfrentar mayores desafíos en la construcción, operación y mantenimiento. (Osinergmin, 2019)

1.2.7. Centrales Solares FV Conectadas al SEIN

En la Tabla 8 se detallan las características principales de las plantas solares fotovoltaicas en operación actualmente, incluyendo información como la cantidad de módulos y la capacidad instalada de cada una de estas centrales FV.

Tabla 8

Capacidad de generación eléctrica de las plantas de energía solar fotovoltaica en el año 2018.

Nombre de la Central	Cantidad de Módulos	Potencia Instalada (MW)
C.S. Rubí	560 880	144,5
C.S. Intipampa	138 120	40,5
C.S. Majes	55 584	20,0
C.S. Moquegua FV	63 480	16,0
C.S. Panamericana Solar	71 334	20,0
C.S. Repartición	56 208	20,0
C.S. Tacna Solar	74 988	20,0
C.S. Yarucaya	3070	1.25



Central Solar Rubí

La Central Solar Fotovoltaica Rubí, con una capacidad de 144,5 MW, es un proyecto significativo en Perú que contribuye energía verde al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) durante 20 años. Ubicada en el sur de Perú, una región con excelente exposición solar, esta central es pionera en el avance de un hub de energía renovable en esa zona. Logró un precio competitivo de US\$ 48/MWh en su adjudicación, estableciendo un récord global y destacando la reducción continua en los costos de la energía solar fotovoltaica. La construcción de la central y sus instalaciones de transmisión asociadas se completó en solo 13 meses.

En cuanto a las especificaciones técnicas, la potencia de las centrales solares fotovoltaicas se mide en Potencia Pico (Wp), que representa la energía generada bajo condiciones estándar de 1000 W/m² de irradiación solar y una temperatura de 25°C. La Central Solar Fotovoltaica Rubí cuenta con 560,880 módulos fotovoltaicos, cada uno de 320 Wp. Se conecta al SEIN mediante una línea de transmisión de 220 kV que va de la Subestación Eléctrica Rubí a la Subestación Eléctrica Montalvo, cubriendo una distancia de 21,51 km. (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)

La Tabla 9 siguiente muestra la ubicación y la información básica de la C.S. Rubí.

Tabla 9

Planta de Energía Solar Rubí

Ubicación	
Departamento	Moquegua
Provincia	Mariscal Nieto
Distrito	Moquegua
Altitud	1410 msnm
Datos de la central	
Potencia Instalada	144,48 MWp
N° de Módulos en serie	30
Tipo de Módulos	Reisen
Potencia de Módulos	320 Wp
N° de inversores	164
N° de Centros de Transformación	41
Datos de contrato	
Firma de Contrato	17/05/2016
Puesta en Operación Comercial (POC)	30/01/2018
Energía Anual Ofertada	415,00 GWh/año
Precio de la Energía Ofertada	47,98 US\$/MWh

Las Figuras 14 y 15 ilustran, respectivamente, la ubicación geográfica del Centro Solar Rubí y la disposición de sus paneles solares.

Figura 14:*Mapa de Ubicación de la C.S. Rubí*

Nota: Hallado en la Hoja de Datos Técnicos de la Central Solar Rubí.

Figura 15:*Vista de paneles solares de la C.S. Rubí*

Nota: Hallado en la Hoja de Datos Técnicos de la Central Solar Rubí

Seguidamente, la Figura N° 16 muestra la subestación de la C.S. Rubí.

Figura 16:*Subestación de la C.S. Rubí*

Nota: Ficha técnica de la C.S.

A handwritten signature in black ink.

Central Solar Intipampa

El proyecto solar Intipampa, que marca la primera incursión de Engie en el sector solar peruano, se encuentra ubicado en Pampa Lagunas, Moquegua, extendiéndose sobre 322 hectáreas. Esta central está equipada con 138,120 paneles solares y se estableció con una inversión cercana a los 52 millones de dólares. Su funcionamiento tendrá un rol significativo en la reducción de emisiones de carbono. (Engie, 2018)

La Figura 18 muestra a continuación una vista de los paneles solares de la Central Solar Intipampa.

Figura 17:

Vista de los paneles solares de la C.S. Intipampa.



Nota: Portal Web Engie (Engie, 2019)

El Centro de Energía Solar Intipampa está equipado con 138,120 paneles solares, cada uno con una capacidad de 320 Wp. Se conecta al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) mediante la línea de transmisión de 138 kV que va desde la Subestación Eléctrica Moquegua hasta la Subestación Eléctrica Mill Sit (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019).

La Tabla 10 a continuación muestra la ubicación y la información básica de la C.S. Intipampa.

Tabla 10

Planta de Energía Solar Intipampa

Ubicación	
Departamento	Moquegua
Provincia	Mariscal Nieto
Distrito	Moquegua
Altitud	1410 msnm
Datos de la central	
Potencia Instalada	40 MWp
N° de Módulos en serie	30
Tipo de Módulos	Policristalino
Potencia de Módulos	320-325 Wp
N° de inversores	18
Datos de contrato	
Firma de Contrato	17/05/2016
Puesta en Operación Comercial (POC)	31/03/2018
Energía Anual Ofertada	108,40 GWh/año
Precio de la Energía Ofertada	48,5 US\$/MWh

Las Figuras 18 y 19 ilustran el mapa de ubicación de la C.S. Intipampa y una vista de los paneles solares, respectivamente.

Figura 18:

Mapa de Ubicación de la C.S. Intipampa



Nota: Hoja de Datos Técnicos de la C.S. Intipampa.

Figura 19:

Montaje de paneles solares de la C.S. Intipampa



Nota: Hoja de Datos Técnicos de la C.S. Intipampa.

Central Solar Majes

Ubicada en La Joya, dentro de la provincia de Caylloma en Arequipa, esta Planta de Energía Solar se conecta al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional a través de la línea de transmisión de 138 kV en la Subestación Eléctrica de Majes. Esta planta tiene una capacidad efectiva de 20 MWp, como se detalla en el informe del MINEM de 2018. Los datos generales y la ubicación específica de la Central Solar Majes se detallan en la Tabla 11.

A handwritten signature in black ink, likely belonging to an official involved in the project.

Tabla 11*Planta de Energía Solar Majes*

Ubicación	
Departamento	Arequipa
Provincia	Caylloma
Distrito	Majes
Altitud	1 680 msnm
Datos de la central	
Potencia Instalada	20 MWp
Cantidad de Módulos FV	55 704
Cantidad de Centros de Transformación	16 (1 250KW c/u)
Cantidad de Inversores	32 (625KW c/u)
Factor de planta	21,5%
Datos de contrato	
Firma de Contrato	31/03/2010
Puesta en Operación Comercial (POC)	31/10/2012
Energía Anual Ofertada	37 630 MWh
Precio de la Energía Ofertada	22,25 Ctvs US\$/kWh

Las Figuras 20 y 21 muestran, respectivamente, la localización de la C.S. Majes y una perspectiva de los paneles solares instalados.

Figura 20:

Mapa de Ubicación de la C.S. Majes



Nota: Hoja de Datos Técnicos de la C.S. Majes.

Figura 21:

Montaje final de los paneles solares en C.S. Majes



Nota: Hoja de Datos Técnicos de la C.S. Majes.

A handwritten signature in black ink, likely belonging to a representative of the project or company.

Central Solar Moquegua FV

La Central Solar mencionada se encuentra en Moquegua, específicamente en el distrito del mismo nombre, dentro de la provincia de Mariscal Nieto. Está conectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional a través de la línea de transmisión de 23 kV de la Subestación Eléctrica Panamericana. Esta instalación solar tiene una capacidad de 16 MWp y, basándose en los datos de operación de agosto, se estableció que su factor de planta es del 35.33%, según informes del MINEM en 2018. Los detalles sobre la ubicación y características generales de la Central Solar Moquegua FV se encuentran en la Tabla 12.

Tabla 12

Planta de Energía Solar Moquegua FV

Ubicación	
Departamento	Moquegua
Provincia	Mariscal Nieto
Distrito	Moquegua
Altitud	1 410 msnm
Datos de la central	
Potencia Instalada	16 MWp
Cantidad de Centros de Transformación	16 (1 250KW c/u)
Cantidad de Inversores	26 (24 x 625kW + 2x500 kW)
Factor de planta	30,5%
Datos de contrato	
Firma de Contrato	30/09/2011
Puesta en Operación Comercial (POC)	31/12/2014
Energía Anual Ofertada	43 000 MWh
Precio de la Energía Ofertada	11,99 Ctsv US\$/kWh

Nota: Basado en la Ficha Técnica de la Central Solar Moquegua FV.

Las imágenes 22 y 23 representan, en su orden, la ubicación geográfica de la C.S. Moquegua FV y la vista de los paneles solares.

Figura 22:

Mapa de Ubicación de la C.S. Moquegua FV



Nota: Basado en la Ficha Técnica de la Central Solar Moquegua FV.

Figura 23

Vista de los paneles solares en C.S. Moquegua FV



Nota: Basado en la Ficha Técnica de la Central Solar Moquegua FV.

Central Solar Panamericana

La planta de energía solar en cuestión se encuentra situada en el distrito de Moquegua, dentro de la Provincia de Mariscal Nieto, Departamento de Moquegua. Esta planta está integrada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) mediante la línea de transmisión de 138 kV en la Subestación Eléctrica Ilo3. La capacidad instalada de esta central solar es de 20 MWp y, basándose en los datos de operación de agosto, se ha calculado un factor de planta del 30.16%. (MINEM, 2018)

A handwritten signature in black ink, likely belonging to a representative of the project or the Ministry of Energy and Mines (MINEM).

Seguidamente, la Tabla 13 muestra la ubicación y la información básica de la C.S.

Panamericana.

Tabla 13

Planta de Energía Solar Panamericana.

Ubicación	
Departamento	Moquegua
Provincia	Mariscal Nieto
Distrito	Moquegua
Altitud	1 410 msnm
Datos de la central	
Potencia Instalada	20 MWp
Cantidad de Centros de Transformación	16 (1 250KW c/u)
Cantidad de Inversores	32 (625 kW c/u)
Factor de planta	28,9%
Datos de contrato	
Firma de Contrato	31/03/2010
Puesta en Operación Comercial (POC)	31/12/2012
Energía Anual Ofertada	50 676 MWh
Precio de la Energía Ofertada	21,5 Cts US\$/kWh

En la Figura 24 y Figura 25, se presenta el mapa de ubicación de la C.S. Panamericana y la vista de los paneles solares, respectivamente.

Figura 24:

Mapa de Ubicación de la C.S. Panamericana



Nota: Hoja de especificaciones técnicas de la C.S. Panamericana.

A handwritten signature in black ink, likely belonging to a representative of the project or company.

Figura 25:

Vista de los paneles solares en C.S. Panamericana



Nota: Hoja de especificaciones técnicas de la C.S. Panamericana.

Central Solar Repartición

La planta solar mencionada se halla en La Joya, dentro de la Provincia de Caylloma en Arequipa. Se enlaza al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional a través de la línea de transmisión de 138 kV de la Subestación Eléctrica Repartición. Esta instalación posee una capacidad efectiva de 20 MW y, según los datos de agosto, registró un factor de planta del 25.27%. (MINEM, 2018)

Además, en la Tabla 14 se detallan la ubicación y las características principales de la Central Solar Repartición

Tabla 14

Planta de Energía Solar Rubí Repartición.

Ubicación	
Departamento	Arequipa
Provincia	Caylloma
Distrito	La Joya
Altitud	1 187 msnm
Datos de la central	
Potencia Instalada	20 MWp
Cantidad de Módulos FV	55 704
Cantidad de Centros de Transformación	16 (1 250KW c/u)
Cantidad de Inversores	32 (625 kW c/u)
Factor de planta	21,4%
Datos de contrato	
Firma de Contrato	31/03/2010
Puesta en Operación Comercial (POC)	31/10/2012
Energía Anual Ofertada	37 440 MWh
Precio de la Energía Ofertada	22,3 Ctps US\$/kWh

Nota: Basado en la Ficha Técnica de la C.S. Distribución.

Las Figuras 26 y 27 muestran, respectivamente, el mapa de localización de la C.S. Repartición y una vista de los paneles solares.

Figura 26:

Mapa de Ubicación de la C.S. Repartición.



Nota: Basado en la Ficha Técnica de la C.S. Distribución.

Figura 27:

Vista de los paneles solares en C.S. Repartición



Nota: Basado en la Ficha Técnica de la C.S. Distribución.

Central Solar Tacna Solar

Ubicada en el distrito de Tacna, que forma parte de la provincia y el departamento con el mismo nombre, la Central Solar Tacna se conecta al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional a través de la línea de 66 kV de la Subestación Eléctrica Los Héroes. Esta planta solar posee una capacidad efectiva de 20 MWp. Con base en las operaciones de agosto, el factor de planta fue calculado en un 25.51%, de acuerdo con los reportes del MINEM del año 2018 (MINEM, 2018).

Además, la Tabla 15 especifica la localización y detalles importantes de la Central Solar Tacna.

Tabla 15

Planta de Energía Solar Tacna.

Ubicación	
Departamento	Tacna
Provincia	Tacna
Distrito	Tacna
Altitud	560 msnm
Datos de la central	
Potencia Instalada	20 MW
Cantidad de Módulos FV	74 988
Cantidad de Centros de Transformación	16 (1 250KW c/u)
Cantidad de Inversores	32 (625 kW c/u)
Factor de planta	26,9%
Datos de contrato	
Firma de Contrato	31/03/2010
Puesta en Operación Comercial (POC)	31/10/2012
Energía Anual Ofertada	47 196 MWh
Precio de la Energía Ofertada	22,5 Ctps US\$/kWh

Nota: Basado en la Hoja de Datos Técnicos de la Central Solar Tacna

Las Figuras 28 y 29 ilustran, respectivamente, el mapa de localización de la C.S. Tacna Solar y una vista de sus paneles solares.

Figura 28:

Mapa de Ubicación de la C.S. Tacna Solar



Nota: Basado en la Hoja de Datos Técnicos de la Central Solar Tacna.

E. M. Caceres S.

Figura 29:*Vista de los paneles solares en C.S. Tacna Solar*

Nota: Basado en la Hoja de Datos Técnicos de la Central Solar Tacna (Osinerghmin, 2019).

Central Solar Yarucaya

La nueva planta de energía tendrá una capacidad de producción de 1.25 megavatios, lograda mediante la instalación de 3,070 paneles solares, cada uno con una potencia de 530 vatios pico. Para conectarla al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, se utilizará la infraestructura de la Central Hidroeléctrica Yarucaya. Esto implicará la necesidad de instalar una línea subterránea desde el transformador de la planta solar Yarucaya hasta la barra de 13.8 kV ya existente en la Central Hidroeléctrica Yarucaya. La planta solar Yarucaya, propiedad de COLCA SOLAR S.A.C., comenzó sus operaciones comerciales a medianoche el 26 de septiembre de 2021.

Figura 30:*Ficha Técnica de la C.S. Yarucaya*

EMPRESA CONCESIONARIA		EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA COLCA S.A.C.	
DESCRIPCIÓN			
La central tendrá una capacidad de 1,25 MW, que se obtendrá mediante la instalación de 3 070 módulos fotovoltaicos de 530 Wp. La conexión al SEIN será a través de la Central Hidroeléctrica Yarucaya. Será necesario trazar una línea subterránea desde el centro de transformación de la C.S.F. Yarucaya hasta la barra existente de 13,8 kV de la Central Hidroeléctrica Yarucaya.			
UBICACIÓN			
Región	Lima		
Provincia	Huaura		
Distrito	Sayan		
Altitud	1 031 msnm		
DATOS DE LA CENTRAL			
Potencia Instalada	1,25 MW		
N° de Módulos	3 070		
Tipo de Módulos	Silicio Monocristalino		
Potencia de Módulos	530 Wp		
N° de Inversores	7		
Tipo de Inversores	On-grid		
Potencia de Inversores	185 kVA		
Tensión de Salida de Inversores	0,35 kV – AC		
Tipo de Estructura	Fijas de Aluminio		
Ángulo de Seguimiento	-		
N° de Centros de Transformación	-		
Potencia por Centro de Transfor.	-		
Relación de Transformación	-		
DATOS DE CONTRATO		HITOS	
Tipo de Contrato	Concesión Definitiva con RER	POC	26.09.2021 (si)
N° de Contrato	-		
Firma de Contrato	-		
Puesta en Operación Comercial	26.09.2021		

Nota: Información Técnica de la Central Hidroeléctrica Yarucaya (Osinerghmin, 2021).

Figura 31:

Vista de los aerogeneradores de la C.S. Yarucaya



S.E. Yarucaya

Nota: Información Técnica de la Central Hidroeléctrica Yarucaya (Osinermin, 2021).

1.2.8. Parques eólicos

Parque Eólico Marcona

Se encuentra situado en el distrito de Marcona, que forma parte de la Provincia de Marcona, en el Departamento de Ica. Esta planta de generación de energía tiene una capacidad de 32 megavatios (MW) y cuenta con un conjunto de 11 turbinas eólicas. (Dirección de Supervisión-Osinermin, 2020)

A continuación, en la Figura 32, se presenta la localización y los datos generales de la C.E. Marcona.

Figura 32:

Ficha Técnica de la C.E. Marcona

DENOMINACIÓN	CENTRAL EÓLICA PARQUE EÓLICO MARCONA
EMPRESA CONCESIONARIA	PARQUE EÓLICO MARCONA S.R.L. (COBRA PERÚ)
TECNOLOGÍA	Energía Eólica
UBICACIÓN Departamento Provincia Distrito Altitud	Ica Marcona Marcona 200 msnm
DATOS TÉCNICOS Potencia Instalada Punto de Oferta Cantidad de Aerogeneradores Modelo de Aerogeneradores Potencia de Aerogenerador	32 MW Barra Marcona 220 kV 11 8 - SWT-3,15-108 y 3-SWT 2,3-108 8 x 3,15 MW + 3 x 2,3 MW
TRANSFORMADORES Cantidad de Transformadores Potencia Tensión	11 2,6 MVA y 3,4 MVA. 0,69 kV/20 kV
DATOS DE CONTRATO Firma de Contrato Puesta en Operación (POC) Energía Anual Ofertada Precio de la Energía Ofertado	31.03. 2010 25.04.2014 148 378 MWh 6,552 ctvs. US\$/kW.h

Nota: Información Técnica de la Central Eléctrica Marcona.

Las Figuras 33 y 34 exhiben la localización de la Central Eléctrica Marcona y la visualización de los aerogeneradores instalados, en ese orden.

Figura 33:

Mapa de Ubicación de la C.E. Marcona



Nota: Información Técnica de la Central Eléctrica Marcona.

Figura 34:

Vista de los aerogeneradores de la C.E. Marcona



Nota: Información Técnica de la Central Eléctrica Marcona.

E. M. S.

Parque Eólico Tres Hermanas

Está ubicado en el distrito de Marcona, Provincia de Nazca, Departamento de Ica. Es una central con una potencia instalada de 97.15 MW está conformado por 33 aerogeneradores (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020).

A continuación, en la Figura 35, se muestra la ubicación y la información general sobre la Central Eléctrica Tres Hermanas.

Figura 35:

Ficha Técnica de la C.E. Tres Hermanas

DENOMINACIÓN	CENTRAL EÓLICA PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS
EMPRESA CONCESIONARIA	PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS S.A.C.
TECNOLOGÍA	Generación Eólica
UBICACIÓN Departamento Provincia Distrito Altitud	Ica Nazca Marcona 496 msnm
DATOS TÉCNICOS Potencia Instalada Punto de Oferta Cantidad de Aerogeneradores Nivel de Tensión de Transformadores Modelo de Aerogenerador Velocidad	97,15 MW Subestación Marcona 220 kV 33 (8x2,3 MW-25x3.15 MW) 0,69/34,5 kV (2,6 MVA y 3,4 MVA) SWT-2.3-108, SWT-3.15-108 4 m/s
DATOS DE CONTRATO Firma de Contrato Puesta en Operación (POC) Precio de la Energía Ofertado Energía Anual	30.09.2011 11.03.2016 8,9 Ctps. US\$/kWh 415 760 MWh

Nota: Información Técnica de la Central Eléctrica Tres Hermanas.

Las Figuras 36 y 37 muestran la ubicación de la Central Eólica Tres Hermanas y una vista de los aerogeneradores instalados, respectivamente.

Figura 36:

Mapa de Ubicación de la C.E. Tres Hermanas.



Nota: Ficha Técnica de la C.E. Tres Hermanas.

[Firma manuscrita]

Figura 37:

Vista de los aerogeneradores de la C.E. Tres Hermanas



Nota: Hoja de Datos Técnica de la Central Eléctrica Tres Hermanas.

Parque Eólico Talara

Se encuentra situado en el distrito de Marcona, dentro de la Provincia de Marcona, en el Departamento de Ica. Esta planta de energía cuenta con una capacidad de 32 MW y está equipada con 11 turbinas eólicas. (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

La Figura 38 que sigue muestra tanto la ubicación como la información básica de la C.E. Talara.

Figura 38:

Ficha Técnica de la C.E. Talara

DENOMINACIÓN	CENTRAL EÓLICA TALARA
EMPRESA CONCESIONARIA	ENERGIA EOLICA S.A.
TECNOLOGÍA	Generación Eólica
UBICACIÓN	
Departamento	Piura
Provincia	Pariñas
Distrito	Talara
Altitud	11 msnm
DATOS TÉCNICOS	
Potencia Instalada	30 MW
Punto de Oferta	S.E. Pariñas
Cantidad de Aerogeneradores	17
Potencia de Aerogenerador	1,8 MW c/u
DATOS DE CONTRATO	
Firma de Contrato	31.03. 2010
Puesta en Operación (POC)	30.08.2014
Energía Anual Ofertada	119 673 MWh
Precio de la Energía Ofertado	8,7 Cts. US\$/kW.h

Nota: Hoja de Datos de la Central Eléctrica Talara.

Las Figuras 39 y 40 muestran, respectivamente, el mapa de localización de la C.E. Talara y la perspectiva de los aerogeneradores ya instalados.

Figura 39:

Mapa de Ubicación de la C.E. Talara



Nota: Hoja de Datos Técnica de la Central Eléctrica Tres Hermanas.

Figura 40:

Vista de los aerogeneradores de la C.E. Talara



Nota: Hoja de Datos de la Central Eléctrica Talara.

Parque Eólico Cupisnique

El parque eólico mencionado se encuentra en el distrito de Cupisnique, dentro de la Provincia de Pacasmayo en el Departamento de La Libertad. Esta instalación cuenta con una capacidad de generación de 80 megavatios y está equipada con 45 turbinas eólicas (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020).

A handwritten signature in black ink, likely belonging to a representative of the organization.

La Figura 41 muestra la ubicación y la información básica de la C.E. Cupisnique.

Figura 41:

Ficha Técnica de la C.E. Cupisnique

DENOMINACIÓN	CENTRAL EÓLICA CUPISNIQUE
EMPRESA CONCESIONARIA	ENERGIA EOLICA S.A.
TECNOLOGÍA	Generación Eólica
UBICACIÓN Departamento Provincia Distrito Altitud	La Libertad Pacasmayo Cupisnique 20 msnm
DATOS TÉCNICOS Potencia Instalada Punto de Oferta Cantidad de Aerogeneradores Potencia de Aerogenerador Cantidad de Circuitos de Aerogeneradores Nivel de Tensión de Transformadores Factor de Potencia de Generadores Factor de Planta	80 MW Barra Guadalupe 220 kV 45 x 1,8 MW (3 en reserva) 1,8 MW c/u 6 (4 x 12,6 MW, 1 x 14,4 MW y 1 x 16,9 MW) 0,69/30 kV (2,1 kVA) 0,95 43%
DATOS DE CONTRATO Firma de Contrato Puesta en Operación (POC) Energía Anual Ofertada Precio de la Energía Ofertado	31.03. 2010 30.08.2014 302 952 MWh 8,5 Ctsvs. US\$/kW.h

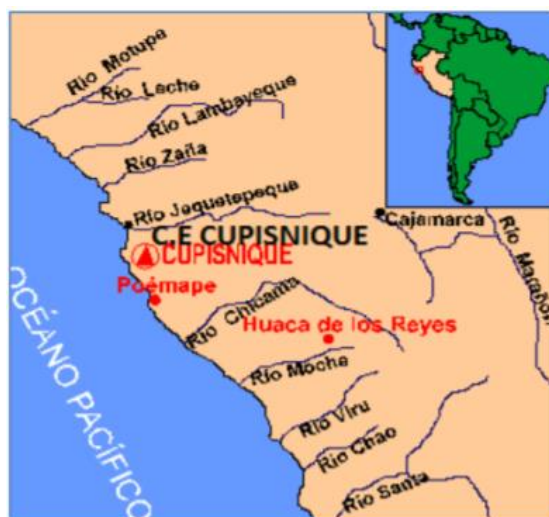
Nota: Hoja de Datos Técnicos del Centro Educativo Cupisnique

Las Figuras 42 y 43 ilustran, respectivamente, el mapa de localización del C.E.

Cupisnique y una vista de los aerogeneradores que se han instalado allí.

Figura 42:

Mapa de Ubicación de la C.E. Cupisnique



Nota: Hoja de Datos Técnicos del Centro Educativo Cupisnique.

[Firma manuscrita]

Figura 43:

Vista de los aerogeneradores de la C.E. Cupisnique



Nota: Hoja de Datos Técnicos del Centro Educativo Cupisnique.

Parque Eólico Wayra I

Se encuentra en el distrito de Marcona, dentro de la Provincia de Nazca y el Departamento de Ica. Esta planta cuenta con una capacidad instalada de 132.3 MW y está equipada con 42 turbinas eólicas. (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

La Figura 44 muestra a continuación la ubicación y la información básica de la C.E.

Wayra I.

Figura 44:

Ficha Técnica de la C.E. Wayra I

EMPRESA CONCESIONARIA		ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.	
DESCRIPCIÓN			
La central tiene una capacidad instalada nominal de 132,3 MW, que se obtiene mediante 42 aerogeneradores de 3,15 MW instalados. La conexión al SEIN se realiza a través de la L.T. 220 kV S.E. Flamenco - S.E. Poroma, de simple circuito de 0,685 km.			
UBICACIÓN			
Departamento	Ica		
Provincia	Nazca		
Distrito	Marcona		
Altitud	27 msnm		
DATOS DE LA CENTRAL			
Potencia Instalada nominal	132,3 MW		
N° de circuitos	7		
DATOS DEL AEROGENERADOR			
N° de unidades	42		
Potencia Nominal	3,15 MW		
Tensión de Generación	12 kV		
Factor de Potencia	-		
Marca	ACCIONA (Modelo AW3150)		
Año de Fabricación	2017		
DATOS DEL TRANSFORMADOR		Transformador de Potencia	Transformador del Aerogenerador
Potencia Nominal	120/150 MVA		42x3,4 MVA
Relación de Transformación	33/220 kV		12/33 kV
Marca	CHINT		CHINT
Año de Fabricación	2017		2017
DATOS DE CONTRATO		HITOS	
Tipo de Contrato	Suministro RER (4ta Subasta)	Cierre Financiero	15.12.2015 (si)
Firma de Contrato	17.05.2016	Llegada de Equipos	13.09.2017 (si)
Energía Ofertada	573,00 GWh/año	Inicio de Obras	16.01.2017 (si)
Precio de la Energía Ofertada	37,83 US\$/MWh	Inicio de Montaje	22.09.2017 (si)
Puesta en Operación Comercial	19.05.2018	POC	19.05.2018 (si)

Nota: Hoja de Datos Técnicos del Centro Educativo Wayra I.

Las Figuras 45 y 46 muestran, respectivamente, el mapa de localización de la C.E. Wayra I y una perspectiva de los aerogeneradores ya instalados.

Figura 45:

Mapa de Ubicación de la C.E. Wayra I



Nota: Hoja de Datos Técnicos del Centro Educativo Wayra I.

Figura 46:

Vista de los aerogeneradores de la C.E. Wayra I



Nota: Hoja de Datos Técnicos del Centro Educativo Wayra I.

E. A. Guerra S.

Parque eólico Huambos

La planta de energía posee una capacidad total de 18,4 megavatios, lograda a través de la implementación de siete turbinas eólicas, cada una con una capacidad de 2,625 megavatios. Anualmente, la planta está programada para suministrar aproximadamente 84.600 megavatios-hora de electricidad. La central eólica Huambos, que pertenece a GR PAINO S.A.C., comenzó su operación comercial exactamente a las 00:00 horas del 6 de mayo de 2021. Los detalles sobre la ubicación y características principales de la central eólica Huambos se pueden encontrar en la Figura 47.

Figura 47:

Mapa de Ubicación de la C.E. Huambo

EMPRESA CONCESIONARIA		GR PAINO S.A.C.	
DESCRIPCIÓN			
La central tiene una potencia instalada de 18,4 MW, que se obtiene mediante la instalación de 7 aerogeneradores de 2,625 MW. La energía ofertada anual adjudicada es de 84 600 MWh.			
UBICACIÓN			
Departamento	Cajamarca		
Provincia	Chota		
Distrito	Huambos		
Altitud	2 276 msnm		
DATOS DE LA CENTRAL			
Potencia Instalada	18,4 MW		
N° de circuitos	-		
DATOS DEL AEROGENERADOR			
N° de unidades	7		
Potencia Nominal	2,62 MW		
Tensión de Generación	0,69 kV		
Factor de Potencia	0,95		
Marca	GAMESA (Modelo G114)		
Año de Fabricación	-		
DATOS DEL TRANSFORMADOR		Transformador de Potencia	Transformador del Aerogenerador
Potencia Nominal		24-40/24-40/5,4-9 MVA (ONAN-ONAF)	7x2,5 MVA
Relación de Transformación		138/34,5/22,9 kV	0,69/34,5 kV
Marca		Siemens	Gamesa
Año de Fabricación		-	-
DATOS DE CONTRATO			HITOS
Tipo de Contrato	Suministro RER (4ta Subasta)	Cierre Financiero	04.06.2019 (si)
Firma de Contrato	17.05.2016	Llegada de Equipos	16.03.2020 (si)
Energía Ofertada	84,60 GWh/año	Inicio de Obras	07.08.2019 (si)
Precio de la Energía Ofertada	46,79 US\$/MWh	Inicio de Montaje	21.01.2020 (si)
Puesta en Operación Comercial	31.12.2018	POC	06.05.2021 (si)
INFORMACIÓN RELEVANTE			

Nota: Hoja de Datos Técnicos de la Central Eléctrica Huambo.

Figura 48:

Vista de los aerogeneradores de la C.E. Huambo



Aerogeneradores H1 y H2

Nota: Hoja de Datos Técnicos del Centro Eléctrico Huambo.

Parque eólico Duna

La planta de energía eólica Duna cuenta con una capacidad total de 18,4 megavatios, proporcionada por siete turbinas eólicas, cada una con una capacidad de 2,625 megavatios. La cantidad de energía asignada para suministro anual es de 81,000 megavatios-hora. La Central Eólica Huambos, que es propiedad de GR PAINO S.A.C., comenzó su funcionamiento comercial a partir de las 00:00 horas del 6 de mayo de 2021. Además, la Figura 49 muestra tanto la ubicación como la información general de la Central Eólica Duna.

Figura 49:*Mapa de Ubicación de la C.E. Duna*

EMPRESA CONCESIONARIA		GR TARUCA S.A.C.	
DESCRIPCIÓN			
La Central Eólica Duna Tiene una potencia instalada de 18,4 MW. que se obtiene mediante 7 aerogeneradores de 2,625 MW La energía ofertada anual adjudicada es de 81 000 MWh.			
UBICACIÓN			
Departamento	Cajamarca		
Provincia	Chota		
Distrito	Huambos		
Altitud	2 276 msnm		
DATOS DE LA CENTRAL			
Potencia Instalada	18,4 MW		
N° de circuitos	-		
DATOS DEL AEROGENERADOR			
N° de unidades	7		
Potencia Nominal	2,62 MW		
Tensión de Generación	0.69 kV		
Factor de Potencia	0,95		
Marca	GAMESA (Modelo G114)		
Año de Fabricación	-		
DATOS DEL TRANSFORMADOR		Transformador de Potencia	Transformador del Aerogenerador
Potencia Nominal	40/40/5 MVA		7x2,5 MVA
Relación de Transformación	138/34,5/22,9 kV		0,69/34,5 kV
Marca	Siemens		Gamesa
Año de Fabricación	-		-
DATOS DE CONTRATO			HITOS
Tipo de Contrato	Suministro RER (4ta Subasta)	Cierre Financiero	04.06.2019 (si)
Firma de Contrato	17.05.2016	Llegada de Equipos	12.03.2020 (si)
Energía Ofertada	81,00 GWh/año	Inicio de Obras	07.08.2019 (si)
Precio de la Energía Ofertada	51,79 US\$/MWh	Inicio de Montaje	13.03.2020 (si)
Puesta en Operación Comercial	31.12.2018	POC	06.05.2021 (si)

Nota: Hoja de Datos Técnicos del Centro Eléctrico Huambo.

Figura 50:*Vista de los aerogeneradores de la C.E. Duna***Aerogenerador D3**

Nota: Hoja de Datos Técnicos del Centro Eléctrico Duna.

1.2.9. Centrales térmicas de biomasa

Central térmica Maple Etanol

La instalación de Maple Etanol, situada en el distrito de La Huaca, perteneciente a la provincia de Paita en la región de Piura, dispone de una capacidad de producción de 37.52 megavatios. Esta planta emplea biomasa como fuente de energía, categorizándose dentro de las fuentes de energía renovable (RER) (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020).

Figura 51:

Ficha Técnica de la C.T. Maple Etanol

CENTRAL	C.T. MAPLE ETANOL
EMPRESA	AGROAURORA
TIPO DE CENTRAL	BIOMASA
UBICACIÓN DEPARTAMENTO PROVINCIA DISTRITO ALTITUD	PIURA SULLANA LA HUACA 1000 msnm
TIPO DE COMBUSTIBLE	BAGAZO
POTENCIA EFECTIVA	20.39 MW
TIPO DE UNIDADES	TURBINAS A VAPOR
N.º DE UNIDADES	1
PUESTA EN SERVICIO	2012
DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL	
Es una central típica de cogeneración que suministra la energía eléctrica y térmica (vapor) al complejo agroindustrial que produce etanol. Esta central está integrada al Sistema Interconectado Nacional SEIN y está conformada por una caldera acuotubular que utiliza bagazo como combustible, una turbina a vapor de condensación con extracción y un generador eléctrico cuya potencia nominal es de 37,52 MW.	

Nota: Hoja de Datos Técnicos de la Central Térmica Maple Etanol.

Figura 52:*Vista de la central térmica Maple Etanol*

Nota: Hoja de Datos Técnicos de la Central Térmica Maple Etanol.

Central térmica Paramonga

El diseño se basa en una caldera preexistente en el complejo azucarero agroindustrial de Paramonga, situado en Barranca, Lima. Esta caldera es capaz de producir vapor sobrecalentado a una tasa de 120 toneladas por hora, funcionando a una presión de 620 psi y generando vapor a una temperatura de 400 °C. El combustible utilizado para este proceso es el bagazo de la caña de azúcar. (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020).

Figura 53:*Ficha Técnica de la C.T. Paramonga*

CENTRAL	C.T. PARAMONGA
EMPRESA	AIPSAA
TIPO DE CENTRAL	BIOMASA
UBICACIÓN DEPARTAMENTO PROVINCIA DISTRITO ALTITUD	LIMA BARRANCA PARAMONGA 14 msnm
TIPO DE COMBUSTIBLE	BAGAZO
POTENCIA EFECTIVA	13.54 MW
TIPO DE UNIDADES	TURBINAS A VAPOR
N.º DE UNIDADES	1
PUESTA EN SERVICIO	2010

Nota: Ficha Técnica de la C.T. Paramonga.

Figura 54:*Vista de la central térmica Paramonga**Nota:* Hoja de Datos Técnicos de la Central Térmica Paramonga.**Central térmica Caña Brava**

La planta de energía Caña Brava representa un ejemplo clásico de cogeneración, proporcionando tanto electricidad como vapor térmico al conglomerado de agroindustrias y formando parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Esta planta está equipada con una caldera que quema bagazo para generar energía, además de una turbina de vapor y dos unidades generadoras con capacidades nominales de 12 y 5 MVA respectivamente (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020).

Figura 55:*Ficha Técnica de la C.T. Caña Brava*

CENTRAL	C.T. CAÑA BRAVA
EMPRESA	BIOENERGIA DEL CHIRA
TIPO DE CENTRAL	BIOMASA
UBICACIÓN	
DEPARTAMENTO	PIURA
PROVINCIA	SULLANA
DISTRITO	IGNACIO ESCUDERO
ALTITUD	Msnm
TIPO DE COMBUSTIBLE	BAGAZO
POTENCIA EFECTIVA	11.68 MW
N.º DE UNIDADES	2
PUESTA EN SERVICIO	2019

Nota: Hoja de Datos Técnicos de la Central Térmica Caña Brava.

Figura 56:*Vista de la C.T. Caña Brava*

Nota: Hoja de Datos Técnicos de la Central Térmica Caña Brava.

Central térmica Callao

La planta de energía de Callao, con una capacidad operativa de 2.4 megavatios (MW), comenzó a funcionar en 2020. Esta instalación se alimenta de biogás derivado del tratamiento de residuos urbanos. Produce aproximadamente 14,500 megavatios-hora (MWh) de energía anualmente, a través de dos generadores térmicos, cada uno con una potencia de 1.2 MW. (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020).

Figura 57:*Ficha Técnica de la C.T. Callao*

CENTRAL	C.T. CALLAO
EMPRESA	PETRAMAS
TIPO DE CENTRAL	BIOMASA
UBICACIÓN	
DEPARTAMENTO	CALLAO
PROVINCIA	CALLAO
DISTRITO	VENTANILLA
ALTITUD	60 msnm
TIPO DE COMBUSTIBLE	BIOGAS
POTENCIA EFECTIVA	2.4 MW
N.º DE UNIDADES	2
PUESTA EN SERVICIO	2020

Nota: Hoja de Datos Técnicos de la Central Térmica Callao.

Figura 58:

Vista de la C.T. Callao

BOMBAS DE SUCCION DEL BIOGAS



Nota: Hoja de Datos Técnicos de la Central Térmica Callao.

Central térmica Doña Catalina

La planta de conversión de energía térmica Doña Catalina, también conocida como Huaycoloro II, aprovecha el biogás generado por el relleno sanitario de Huaycoloro. Esta planta tiene una capacidad instalada de 2.4 megavatios (MW) y se espera que genere aproximadamente 14.5 gigavatios-hora (GWh) de energía anualmente. Esto es posible gracias a sus dos unidades de generación térmica, cada una con una capacidad de 1.2 MW. La planta comenzó a operar comercialmente el 29 de agosto de 2018. (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

Figura 59:

Ficha Técnica de la C.T. Doña Catalina

CENTRAL	C.T. DOÑA CATALINA
EMPRESA	PETRAMAS
TIPO DE CENTRAL	BIOMASA
UBICACIÓN	
DEPARTAMENTO	LIMA
PROVINCIA	HUAROCHIRI
DISTRITO	SAN ANTONIO
ALTITUD	615 msnm
TIPO DE COMBUSTIBLE	BIOGAS
POTENCIA EFECTIVA	2.32 MW
N.º DE UNIDADES	2
PUESTA EN SERVICIO	2018

Nota: Hoja de Datos Técnicos de la Central Térmica Doña Catalina.

Figura 60:

Vista de la C.T. Doña Catalina

C.T. DOÑA CATALINA

Nota: Hoja de Datos Técnicos de la Central Térmica Doña Catalina.

Central térmica Huaycoloro

El biogás producido a partir de la descomposición de residuos en el Relleno Sanitario Huaycoloro sirve como fuente de energía para la planta. Esta instalación está equipada con tres unidades de generación que operan mediante motores de combustión interna. (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

Figura 61:

Ficha Técnica de la C.T. Huaycoloro

CENTRAL	C.T. HUAYCOLORO
EMPRESA	PETRAMAS
TIPO DE CENTRAL	BIOMASA
UBICACIÓN DEPARTAMENTO PROVINCIA DISTRITO ALTITUD	LIMA HUARACHIRI SAN ANTONIO 615 msnm
TIPO DE COMBUSTIBLE	BIOGAS
POTENCIA EFECTIVA	4.2 MW
N.º DE UNIDADES	3
PUESTA EN SERVICIO	2011

Nota: Hoja de Datos Técnicos de la Central Térmica Huaycoloro.

Figura 62:*Vista de la C.T. Huaycoloro*

Nota: Hoja de Datos Técnicos de la Central Térmica Huaycoloro.

Central térmica La Gringa

La planta energética emplea biogás como fuente de energía y está equipada con dos unidades generadoras que funcionan mediante motores de combustión interna, específicamente de la marca Caterpillar. (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020).

Figura 63:*Ficha Técnica de la C.T. La gringa*

CENTRAL	C.T. LA GRINGA V
EMPRESA	PETRAMAS
TIPO DE CENTRAL	BIOMASA
UBICACIÓN	
DEPARTAMENTO	LIMA
PROVINCIA	HUAROCHIRI
DISTRITO	SAN ANTONIO
ALTITUD	614.7 msnm
TIPO DE COMBUSTIBLE	BIOGAS
POTENCIA EFECTIVA	2.78 MW
N.º DE UNIDADES	2
PUESTA EN SERVICIO	2015
DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL	
La central utiliza como combustible el biogás. Cuenta con dos unidades de generación del tipo motor de combustión interna de marca CATERPILLAR.	

Nota: Hoja de Datos Técnicos de la Central Térmica La Gringa.

Figura 64:*Vista de la C.T. La Gringa*

Nota: Hoja de Datos Técnicos de la Central Térmica La Gringa.

Central térmica San Jacinto

Esta planta de cogeneración, que proporciona tanto electricidad como calor al complejo industrial, forma parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Se compone de dos calderas que emplean bagazo como fuente de energía, con una capacidad nominal total de 21.71 megavatios (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020).

Figura 65:*Ficha Técnica de la C.T. San Jacinto*

CENTRAL	C.T. SAN JACINTO
EMPRESA	AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO
TIPO DE CENTRAL	BIOMASA
UBICACIÓN	
DEPARTAMENTO	ANCASH
PROVINCIA	SANTA
DISTRITO	NEPEÑA
ALTITUD	144 msnm
TIPO DE COMBUSTIBLE	BAGAZO DE CAÑA
POTENCIA EFECTIVA	6.83 MW
TIPO DE UNIDADES	TURBO VAPOR
N.º DE UNIDADES	1
PUESTA EN SERVICIO	2019
DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL	
La Central es de cogeneración que suministra la energía eléctrica y térmica (vapor) al complejo agroindustrias y está integrada al Sistema Interconectado Nacional SEIN. Está conformada por dos calderas acuotubular que utiliza bagazo como combustible, una turbina a vapor y un generador eléctrico cuya potencia nominal es de 21.71 MW.	

Nota: Hoja de Datos Técnicos de la Central Térmica San Jacinto.

Figura 66:*Vista de la C.T. San Jacinto*

Nota: Hoja de Datos Técnicos de la Central Térmica San Jacinto.

1.2.10. Comité de Operación Económica Del Sistema (COES)

El COES es una organización privada, no lucrativa y con reconocimiento legal público. Está integrado por los participantes del SEIN, incluyendo productores, transmisores, distribuidores y usuarios autónomos. Sus decisiones son mandatorias para estos actores. Su propósito es coordinar las operaciones a corto, mediano y largo plazo del SEIN de manera eficiente en costos, garantizando la seguridad del sistema y la óptima utilización de los recursos energéticos. Además, se encarga de la planificación del desarrollo de la red de transmisión del SEIN y de la gestión del mercado a corto plazo. (Comité de Operación Económica del Sistema, s.f.)

1.2.11. Despacho Económico

En los sistemas eléctricos, es crucial mantener un equilibrio constante entre la oferta y la demanda. Esto se debe a que la electricidad no se puede almacenar de manera económica. Por lo tanto, se deben hacer elecciones de operación a corto plazo basadas en la demanda anticipada y la capacidad de generación de cada tecnología, considerando limitaciones como la capacidad de transmisión entre nodos. En sistemas exclusivamente térmicos, las decisiones de producción de bajo costo se centran en clasificar las plantas de acuerdo a sus costos para satisfacer la demanda en cada intervalo de tiempo. Sin embargo, en sistemas hidrotérmicos, la habilidad de almacenar agua implica que las decisiones óptimas varían con el tiempo. Esto requiere

técnicas de optimización adicionales, como la programación dinámica. (García Carpio, Dammert Lira, & Molinelli Aristondo, 2008)


1.2.12. Demanda de Energía Eléctrica

En los sistemas eléctricos, existe una necesidad fundamental de equilibrio donde la potencia producida debe coincidir con la potencia utilizada en cada momento. Esto implica que la red eléctrica actúa como un conducto pasivo, donde la energía inyectada en ciertos puntos debe ser igual a la energía extraída en otros, ya que la red no puede almacenar electricidad. Sin embargo, este equilibrio no es absolutamente preciso en intervalos de tiempo muy cortos. Esto se debe a que la generación de campos eléctricos y magnéticos en estos procesos consume energía. Además, en sistemas que utilizan principalmente corriente alterna, la constante variación de estos campos conlleva a transferencias y acumulaciones de energía entre los distintos componentes de la red. (Ruiz, 2010)

Características de la demanda de energía eléctrica

Desde una perspectiva energética, la misma cantidad de energía puede ser utilizada de diferentes formas en un tiempo establecido. Por ejemplo, se podría usar una potencia constante durante todo el período o una potencia baja durante la mayor parte del tiempo y luego una potencia alta durante un breve momento. Esta variación temporal es importante tanto para la generación de energía como para el diseño de las redes de transporte. Por un lado, la generación de energía necesita adaptarse a estas fluctuaciones, y por otro, las redes deben ser capaces de generar y transportar la máxima potencia requerida. (Ruiz, 2010)

El consumo de energía eléctrica está vinculado a las actividades humanas. A lo largo del tiempo, se observa generalmente un incremento en este consumo, impulsado por el desarrollo y la intensificación de ciertos usos eléctricos. Además, el consumo de energía eléctrica varía estacionalmente. Por ejemplo, las necesidades de calefacción y refrigeración fluctúan con las estaciones, ya que dependen de la temperatura ambiente, que varía en la mayoría de las regiones. Igualmente, los patrones de trabajo semanal y diario afectan el consumo eléctrico. Otro aspecto importante es la distribución geográfica de la demanda de energía. En cuanto a la transmisión, es crucial la



ubicación de la demanda en relación a las fuentes de generación, ya que esto impacta en el diseño de la red de transmisión y en sus costos. Desde la perspectiva de la distribución, es relevante la densidad de carga, es decir, cómo se distribuye la carga energética en un área geográfica. Es evidente que los costos son mucho mayores para abastecer una demanda dispersa en un territorio extenso que para una demanda de igual magnitud pero concentrada en una zona más reducida. (Ruiz, 2010)

1.2.13. Despacho eléctrico

En los sistemas eléctricos, es crucial mantener un equilibrio constante entre la oferta y la demanda, ya que almacenar electricidad de manera económica es inviable. Esto requiere que se tomen decisiones operativas económicas a corto plazo, considerando la demanda anticipada en cada instante y la capacidad de generación de las distintas tecnologías disponibles. Además, es importante tener en cuenta otras limitaciones, como la capacidad de transmisión entre diferentes puntos del sistema. (Alfredo Dammert, 2010)

Cuando el sistema de generación de energía se basa únicamente en fuentes térmicas, las estrategias para producir energía al menor costo posible se centran en clasificar las plantas energéticas de acuerdo a su eficiencia en costos. Este ordenamiento se realiza para cumplir con las necesidades energéticas de cada intervalo temporal de manera eficiente. (Alfredo Dammert, 2010)

En la literatura relacionada, es común encontrar que el problema de la generación de energía se divide en dos aspectos principales: el despacho económico y la asignación de unidades. El despacho económico se enfoca en la distribución óptima de la generación de energía entre las unidades disponibles para reducir los costos. Por otro lado, la asignación de unidades implica seleccionar las máquinas más eficientes en términos de costos para la generación de energía. En términos generales, estos problemas de despacho son casos de optimización con restricciones, donde se busca asignar valores a un conjunto de variables de control para minimizar (o maximizar) una función previamente definida, respetando ciertas relaciones entre las variables. En este contexto, el objetivo principal suele ser minimizar la suma total de los costos asociados a la satisfacción de la demanda de energía, teniendo en cuenta que una



restricción fundamental es igualar la energía generada con la demanda de energía. (Ruiz, 2010)

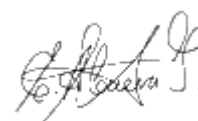
Perú: Despacho Diario con RER

En el sector eléctrico de Perú, el costo variable de operación es un factor crucial para determinar cuándo y cómo se produce la energía. Las decisiones de producción no son tomadas por los generadores eléctricos, sino que dependen de la convocatoria del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). Este organismo prioriza las plantas con menores costos variables, siguiendo un orden específico que comienza con las hidroeléctricas y termina con las que usan diesel o residual. Además, la demanda y los costos variables influyen en el proceso, lo que significa que durante periodos de baja demanda, las plantas con costos variables altos no son utilizadas. Recientemente, se ha establecido que la generación de energía a través de Recursos Energéticos Renovables (RER) tiene prioridad en el despacho diario del COES, considerándoseles con un costo variable de producción nulo. Esto coloca a las tecnologías basadas en RER al frente de la fila para la generación de energía. (Lira)

Perú: Subasta de Energía Eléctrica Producida con RER

Una subasta funciona como un método para distribuir bienes o servicios, donde varios interesados compiten siguiendo reglas específicas. Al final, se determina un ganador y un precio. En el caso de la subasta de energía eléctrica generada por fuentes renovables, esta fue promovida por el Decreto Legislativo 1002. Según este decreto, la subasta es autorizada por el Ministerio de Energía y Minas, mientras que Osinergmin gestiona la subasta, establece los precios límite y calcula las Primas a través de liquidaciones anuales. (Ramírez-Osinergmin, 2011).

La inaugural subasta de energía eléctrica utilizando Recursos Energéticos Renovables (RER) se realizó recientemente, específicamente entre los días 15 y 16 de este año. Durante este evento, se licitó la generación de energía a través de diversas tecnologías basadas en RER. El contrato adjudicado abarca un lapso de 20 años, comenzando desde 2012. (Lira)



1.2.14. Mecanismo De Desarrollo Limpio (MDL)

El Protocolo de Kyoto es una iniciativa en la que los países desarrollados y aquellos en transición se comprometen a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un promedio de 5.2% en comparación con los niveles de 1990, durante el periodo 2008-2012. Para facilitar el cumplimiento de estos objetivos, se introdujeron mecanismos de mercado que reducen los costos de implementación. Entre ellos destaca el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), que permite a los países con objetivos de reducción adquirir créditos de emisiones de proyectos en países en desarrollo. Perú, habiendo ratificado el Protocolo de Kyoto, puede beneficiarse de este mecanismo.

El MDL tiene dos metas clave: ayudar a los países desarrollados (Anexo I) a alcanzar sus objetivos de reducción de GEI y apoyar a los países en desarrollo en la adquisición de tecnología y fomentar su desarrollo sostenible. Las reducciones de emisiones de GEI de los proyectos se cuantifican en toneladas de CO₂ equivalente, generando certificados de emisiones reducidas (CERs). Estos certificados pueden venderse en el mercado de carbono a países industrializados. Esto no solo ayuda a estos países a cumplir con sus compromisos de reducción y mitigación de emisiones de GEI, sino que también fomenta el desarrollo sostenible en los países en desarrollo. (FONAM, s.f.)

1.2.15. Mercado De Carbono

De acuerdo con un estudio del Banco Mundial, el "mercado de carbono" no es homogéneo, sino que consiste en una diversidad de transacciones de reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero. Este mercado se caracteriza por la variedad en productos, contratos y participantes. A pesar de la escasez de información centralizada, especialmente en precios, es posible identificar dos principales ámbitos de transacción de carbono. Uno de ellos está alineado con el Protocolo de Kyoto, mientras que el otro incluye esfuerzos independientes como iniciativas voluntarias y medidas adoptadas por EE.UU., que no forma parte del Protocolo de Kyoto. (CEPAL, 2004)

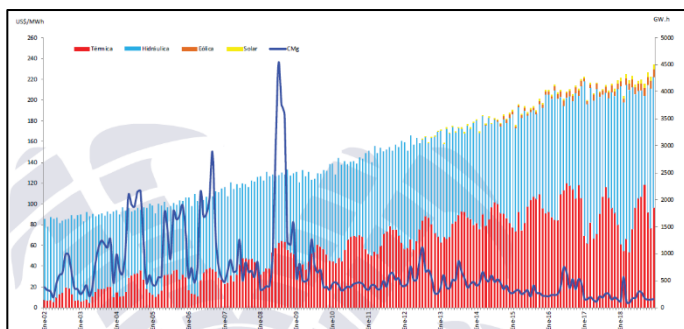


El despacho eléctrico en el Perú

La Figura 67 muestra cómo se relaciona la producción de energía con los costos marginales promedios vinculados a dicha producción. Se observa claramente que, en el período comprendido entre 2002 y 2018, los costos marginales promedio han experimentado variaciones, mostrando una tendencia general a la baja en los últimos años.

Figura 67:

Costo Marginal vs. Producción de Energía

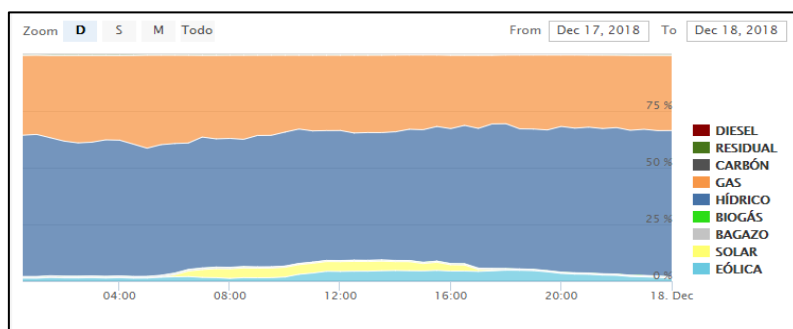


Nota: Informe Anual de Estadísticas 2018 (COES, 2018)

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) proporciona información actualizada sobre el despacho eléctrico diario en su sitio web, lo cual se observa en la Figura 68. En esta figura, específicamente en la parte derecha y destacado en un cuadro rojo, se muestra el orden del despacho eléctrico. Es crucial señalar que el tipo de planta que determina el despacho puede variar entre diferentes periodos del día, dependiendo de los costos de generación en esas horas, ya sea durante los periodos de mayor demanda o en los de menor demanda.

Figura 68:

Orden de Despacho Eléctrico del Día de Máxima Demanda (17/12/2018)



Nota: Página Web del COES (COES,2020).

[Firma manuscrita]

1.3. Definiciones Conceptuales

1.3.1. Dióxido De Carbono

Entre los gases de efecto invernadero vinculados a acciones humanas, el dióxido de carbono destaca como el más significativo después del vapor de agua en su contribución al calentamiento global, según IDEAM en 2007. Aunque este gas no se considera un contaminante en el sentido tradicional debido a que es un elemento natural de la atmósfera, presente en una proporción de 0,033%, y juega un papel crucial en el desarrollo vegetal. (Kiely, 1999)

Actualmente, se reconoce que el dióxido de carbono (CO_2) generado por actividades humanas es el gas de efecto invernadero más significativo. En cuanto al CO_2 , se le asigna un valor de referencia de 1 en el Potencial de Calentamiento Global (PCG). (Foster, 2007).

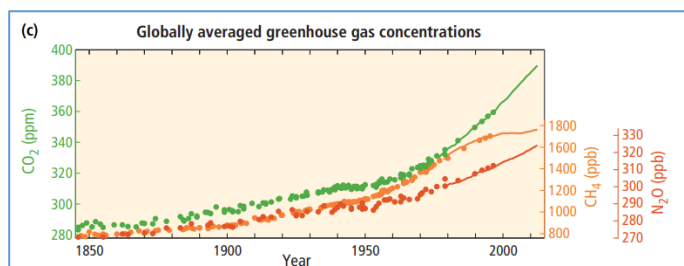
1.3.2. Emisiones de CO_2

Una forma esencial de evaluar cómo nuestras acciones afectan al medio ambiente, y en particular al cambio climático, es mediante la determinación de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), tanto directas como indirectas. Estas emisiones se originan y liberan a la atmósfera debido a las operaciones de una empresa, a lo largo del ciclo de vida de un producto, en la planificación y realización de eventos, o a través de las actividades cotidianas de las personas. (García, 2013)

Las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero (GEI) desde la era preindustrial han generado grandes aumentos en la atmósfera, concentraciones de dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O) (IPCC, 2014).

Figura 69:

Concentraciones de gases de efecto invernadero promediadas a nivel mundial.



Nota: Cambios Climáticos 2014: Reporte Consolidado.

1.3.3. CO₂ Equivalente y Poder Calórico Global (PCG)

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se miden en términos de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq). Este concepto se refiere a la cantidad de dióxido de carbono que causaría un efecto similar en el forzamiento radiactivo durante un período específico, igual al efecto que tendría la emisión de un GEI de larga duración o una combinación de varios GEI. Para calcular las emisiones de CO₂-equivalente de un GEI específico, se multiplica la cantidad emitida de ese GEI por su potencial de calentamiento global (PCG) para un horizonte temporal establecido. (IPPC, 2007).

El Potencial de Calentamiento Global (PCG) se refiere a una métrica que mide la influencia en el calentamiento global de un kilogramo de un gas de efecto invernadero específico, en comparación con un kilogramo de dióxido de carbono. Esta comparación se realiza considerando distintos horizontes temporales, lo que permite entender cómo los diferentes tiempos de permanencia de estos gases en la atmósfera afectan sus impactos. (IPPC, 2001)

1.3.4. Energía Eléctrica

La electricidad tiene las siguientes características principales: (Osinermin, 2011)

- La electricidad no se puede almacenar.

Desde una perspectiva técnico-económica, una característica esencial de la electricidad es su limitada capacidad de almacenamiento debido al alto costo que esto implicaría. Es crucial entender que esta limitación surge tanto de factores técnicos como económicos. Aunque técnicamente es posible almacenar electricidad en dispositivos como pilas y baterías, esta opción solo es viable para cantidades muy reducidas de energía. En cambio, para cantidades más grandes, como las requeridas en sistemas de distribución eléctrica, el almacenamiento se vuelve prohibitivamente caro. (Osinermin, 2011)

- La electricidad se produce en el momento en el que se demanda

Dado que la electricidad no se puede almacenar fácilmente, es crucial producirla justo cuando se necesita. Sin embargo, sincronizar la generación de electricidad con la



demanda es un desafío complejo, que puede abordarse de múltiples maneras. (Osinergmin, 2011)

1.4. Operacionalización de Variables

Variables	Definición de la Variable	Dimensión	Indicadores	Instrumento
Variable Dependiente	Cantidad de emisiones de dióxido de carbono (CO ₂) evitado por el despacho eléctrico de los parques eólicos, centrales solares FV y de biomasa en el SEIN en el año 2021.	<ul style="list-style-type: none"> - Tipo de combustible. - Tecnología disponible. - Factores de emisión. 	Toneladas de dióxido de carbono (CO ₂) evitadas por MWh	Directrices del IPCC para los factores de emisión por combustible
Variable Independiente	Despacho eléctrico de los parques eólicos, centrales solares FV y de biomasa interconectadas al SEIN durante el año 2021.	<ul style="list-style-type: none"> - Irradiancia solar - Factor de planta - Velocidad de Viento 	Energía despachada por los parques eólicos (MWh) Energía despachada por centrales solares FV (MWh) Energía despachada por centrales de biomasa (MWh)	Base de datos del COES

1.5. Hipótesis

Hipótesis General

La energía generada por las centrales eólicas, solares y biomasa reduce las emisiones de carbono en el despacho eléctrico del SEIN del Perú en el año 2021.

Hipótesis Específicos

- Se analizará el papel de las plantas de energía eólica en la reducción de las emisiones de carbono en el sistema de gestión eléctrica del SEIN a lo largo de 2021.

- Se investigará cómo las instalaciones de energía solar fotovoltaica han contribuido a la reducción de las emisiones de carbono en el sistema de gestión eléctrica del SEIN durante 2021.
- La disminución de las emisiones de carbono se debe a la energía producida por las plantas eólicas, que han reemplazado a otras fuentes en la producción de electricidad.
- -La disminución en las emisiones de carbono está vinculada a la energía generada por las instalaciones solares fotovoltaicas, que tomaron el lugar de otras fuentes en la producción de energía.

A handwritten signature in black ink, located in the bottom right corner of the page. The signature is stylized and appears to be a personal name.

Capítulo II. Métodos y Materiales

2.1 Tipo de Investigación

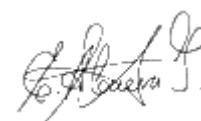
El estudio en cuestión se clasifica como exploratorio, dado que se adentra en un campo novedoso: la comparación de la disminución de emisiones resultante de la integración de parques eólicos y centrales solares en el SEIN, un tema con escasa información previa. Además, es descriptivo, ya que detalla y examina la diferencia en la reducción de toneladas de CO₂.

2.2 Método de Investigación

Este estudio se enfoca en métodos de investigación tanto cualitativos como cuantitativos. A través del enfoque cualitativo, se realiza un estudio comparativo que examina la contribución de la integración de parques eólicos, plantas solares fotovoltaicas y centrales de biomasa en la reducción de emisiones de CO₂ en el sistema de despacho eléctrico. En lo cuantitativo, se efectúa la recopilación y análisis de información detallada acerca de la producción de energía eléctrica por medio de parques eólicos y plantas solares fotovoltaicas. Dicha información proviene de la base de datos de despacho eléctrico de COES del año 2021.

2.3 Diseño de Contrastación

El método para probar la hipótesis será mediante experimentación. Para comprobar las hipótesis propuestas, es necesario analizar cómo se produce la energía eléctrica utilizando parques eólicos, plantas solares fotovoltaicas y centrales de biomasa. Así, se evaluará la cantidad total de emisiones que se evitan utilizando cada tipo de recurso energético renovable (RER).



2.4 Población, Muestra y Muestreo

Este estudio se enfoca en una amplia gama de instalaciones de generación de energía renovable, incluyendo todas las plantas de energía solar fotovoltaica (FV), parques eólicos y plantas de biomasa conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Para propósitos específicos de este análisis, se eligieron centrales solares FV y parques eólicos que jugaron un papel activo en la generación de energía durante el año 2021. La elección de estas instalaciones se realizó identificando aquellas que mostraron actividad en la generación de energía en registros de la base de datos, abarcando las fuentes de energía eólica, solar fotovoltaica y de biomasa.

2.5 Técnicas, Instrumentos, Equipos y Materiales de Recolección de Datos

Para realizar la investigación, se emplearon métodos cuantitativos y cualitativos. El enfoque cuantitativo se centró en el estudio del despacho eléctrico, mientras que el aspecto cualitativo se enfocó en evaluar la reducción de emisiones de CO₂. Para la recopilación de datos, se utilizó la base de datos de despacho eléctrico proporcionada por el COES, junto con sus informes anuales. El análisis de estos datos se realizó mediante una laptop y el acceso al portal web del COES fue crucial para la recolección de la información necesaria.

2.6 Procesamiento y Análisis de Datos

La UNFCCC ha desarrollado un sistema para hacer que la generación de energía eléctrica sea más amigable con el medio ambiente. Esto implica incorporar energía eólica y solar en la red eléctrica nacional. Este proceso se rige por dos documentos



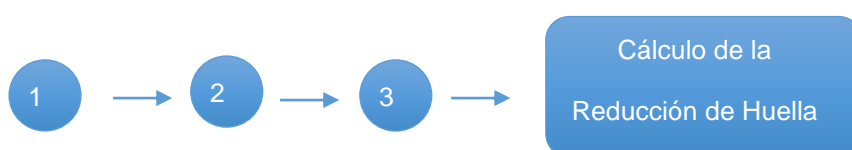
importantes: la metodología ACM 002, que trata sobre la producción de electricidad usando energías renovables, y la Tool 007 Versión 07, una herramienta diseñada para medir la reducción de emisiones de carbono lograda mediante estas fuentes de energía renovable.

Siguiendo estas metodologías, se han establecido siete etapas para calcular el factor de emisión en un sistema eléctrico. No obstante, nuestra investigación se centrará únicamente en los tres primeros pasos. Estos pasos se aplicarán para evaluar la reducción de la huella de carbono, alineándose con el margen operativo definido.

- Paso 1: Determinar el sistema eléctrico pertinente
En nuestro estudio, se enfoca en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).
- Paso 2: Evaluar la inclusión de generadores no conectados a la red (opcional)
Para los fines de esta investigación, no se tomarán en cuenta las plantas generadoras que no estén integradas a la red.
- Paso 3: Elegir el procedimiento para establecer el margen operativo
En este caso específico, se aplica el Método de Análisis de Despacho.
- Paso 4: Cálculo de la Reducción de la Huella de Carbono a través de los parques enlazados al SEIN.

Figura 70:

Resumen de las fases de la metodología



Margen De Operación (OM)

El cálculo del margen operativo se fundamenta en la energía que habrían generado las plantas alternativas si no se hubiera implementado el proyecto MDL. Esto requiere evaluar las emisiones promedio de CO₂ de las plantas de energía existentes conectadas a la red, cuya producción posiblemente disminuya debido a la entrada en funcionamiento de un proyecto MDL, que suministrará o disminuirá el consumo de electricidad en la red. Para calcular este margen, la herramienta proporcionada incluye varias metodologías, tales como OM Promedio, OM Simple, OM Simple Ajustado y OM Análisis de Despacho.

Método De Análisis De Despacho

El cálculo del factor de emisión del margen operativo, realizado mediante un análisis de despacho, se establece en función de las unidades de generación que están operando marginalmente durante la hora en la que el proyecto está inyectando electricidad en la red. Este método implica la necesidad de realizar un seguimiento anual de dicho valor. La fórmula para su cálculo es la siguiente:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \times EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}}$$

Donde:

- $EF_{grid,OM-DD,y}$ = Factor de emisión de CO₂ del margen de operación calculado. Mediante análisis de despacho en el año y (tCO₂/MWh)."
- $EG_{PJ,h}$ = Electricidad desplazada por el proyecto en la hora h del año y (MWh).
- $EF_{EL,DD,h}$ = Factor de emisión CO₂ de las unidades con prioridad de despacho en la hora h del año y (tCO₂/MWh).
- h = "Horas en el año y donde el proyecto está desplazando electricidad".
- y = Año relevante a la data seleccionada.

Además

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_h EG_{n,h} \times EF_{EL,n,y}}{\sum_n EG_{n,h}}$$

Donde:

$EF_{EL,DD,h}$ = Factor de emisión CO₂ de las unidades con mayor prioridad de despacho en la hora h en el año y (tCO₂/MWh).

$EG_{n,h}$ = Electricidad generada y despachada a la red por la unidad de generación n en la hora h (MWh).

$EF_{EL,n,y}$ = Factor de emisión CO₂ de la unidad n en el año y (tCO₂/MWh).

h = Horas en el año y donde el proyecto está desplazando electricidad.

n = Unidades de generación con mayor prioridad de despacho (ver líneas abajo).

Para establecer cuáles son las unidades de generación que se ubican en el nivel más alto de prioridad para el despacho, es necesario

- “El orden de despacho en la operación de cada unidad de generación de la red”, y
- “La cantidad de energía (MWh) que es despachada por todas las unidades en la red en cada hora h en la que el proyecto se encuentra desplazando electricidad”.

Durante cada hora determinada, h , se debe organizar la producción de cada planta generadora siguiendo un criterio de prioridad en el despacho. Este conjunto de plantas generadoras, identificado como grupo n , comprende aquellas que se encuentran en el percentil superior de $X\%$ en cuanto a la cantidad total de electricidad distribuida en la hora h , donde este $X\%$ es igual o mayor a.

(a) “10% ó”

(b) “La cantidad de electricidad desplazada por el proyecto durante la hora h dividido por el total de la electricidad generada por las unidades de la red durante dicha hora h ”.

Esta Base de Datos se enfocará en recopilar y procesar información de todos los parques eólicos que están integrados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Para ello, se adoptará una metodología específica que permitirá recolectar



datos de la actividad eléctrica proporcionados por el COES. Estos datos serán sometidos a un exhaustivo análisis para evaluar la operatividad eléctrica. Posteriormente, se aplicará la misma técnica para calcular la reducción de la huella de carbono asociada al SEIN, teniendo en cuenta las operaciones de los parques eólicos y las instalaciones solares fotovoltaicas que estuvieron activas en el año 2020.

A handwritten signature in black ink, appearing to be "E. J. Benavides S.", located in the bottom right corner of the page.

Capítulo III. Resultados

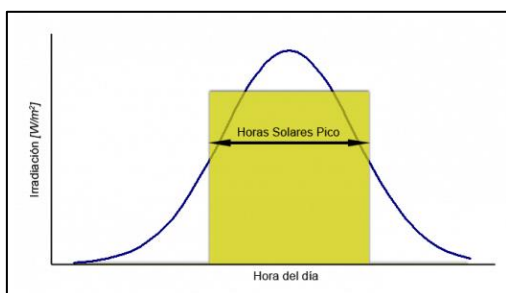
3.1. Generación Solar FV

La cantidad de energía solar que llega a la Tierra es un factor fundamental, ya que constituye la principal fuente de energía para la mayoría de los procesos terrestres. No obstante, su seguimiento es insuficiente debido a los altos costos vinculados con el equipo especializado necesario y su mantenimiento, lo cual conlleva a una red de monitoreo restringida en Perú y en muchos otros países. Adicionalmente, la notable diversidad en la topografía y el clima del Perú requiere el establecimiento de redes de monitoreo más amplias y estratégicamente ubicadas a nivel nacional para realizar una valoración más exacta y detallada de este recurso vital. (Senamhi, 2020)

El estudio de la energía solar que llega a nuestro planeta implica analizar y medir su intensidad a medida que atraviesa la atmósfera. Esta intensidad se conoce como irradiancia y se define como la cantidad de energía recibida por unidad de superficie. Para expresar esto en el marco del Sistema Internacional de Unidades, utilizamos vatios por metro cuadrado (W/m^2), que representa la potencia distribuida sobre una superficie determinada. (Díaz Reyes, 2013)

Se pueden determinar las horas del día con la mayor intensidad de radiación solar, definidas como aquellos momentos en los que se registra una irradiación solar de 1,000 vatios por metro cuadrado. Cada hora de esta intensa radiación solar, también conocida como HRS (Hora de Radiación Solar), corresponde a 1 kilovatio-hora por metro cuadrado o, lo que es lo mismo, 3.6 mega julios por metro cuadrado. Esto facilita la medición de la energía solar, organizándola en bloques de una hora, durante los cuales se recibe una irradiación de 1,000 vatios por metro cuadrado. (Lorenzo, 2019)



Figura 71:*Gráfico de las Horas Solares Pico en un día*

Nota: Horas de Sol Pico-portal Web de SUNFIELDS (José Alonso Lorenzo, 2019)

Los atlas solares del Perú, incluidos en el Atlas de Energía Solar, muestran el promedio de radiación solar diaria en kilovatios-hora por metro cuadrado. Estos atlas son esenciales para evaluar la efectividad de los sistemas solares en diferentes ubicaciones, entre otros usos. Compilados durante un largo periodo, fueron publicados en 2003 por el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI) y la Dirección General de Electrificación Rural (DGER-MEM) perteneciente al Ministerio de Energía y Minas (MINEM) (Deltavolt, 2020).

C. J. García S.

Figura 72:

Atlas de Energía Solar del Perú (Senamhi - Minem, 2003)



Nota: Horas de Sol Pico-portal Web de SUNFIELDS (José Alonso Lorenzo, 2019)

Según el análisis realizado por el COES en 2015 sobre la Capacidad Máxima de Generación No Convencional, se anticipaba que para el año 2018, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) observaría un incremento significativo en la generación de Energías Renovables No Convencionales (RER), particularmente durante los periodos de demanda media. Esto sería especialmente evidente alrededor del mediodía, coincidiendo con el pico de radiación solar. En consecuencia, se esperaba una reducción en la cantidad de unidades de generación térmica convencional en funcionamiento hasta el nivel técnico mínimo de la planta. No obstante, con el cambio en la demanda hacia las horas pico y las de menor demanda, se preveía una

[Handwritten signature]

disminución en la generación de energía solar, lo que conduciría a un mayor uso de la generación térmica convencional, en particular de las fuentes eólicas de las RER (Husson, 2015).

El mínimo técnico se refiere a la cantidad mínima de potencia que una unidad debe generar para mantener un funcionamiento estable y alcanzar su máxima capacidad de carga. (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, 2012)

3.2. Producción total diaria de Energía Solar FV

En el año 2021, las siete centrales solares fotovoltaicas (FV) conectadas al SEIN produjeron un total de 801.92 gigavatios-hora (GWh) de energía solar.

Tabla 16

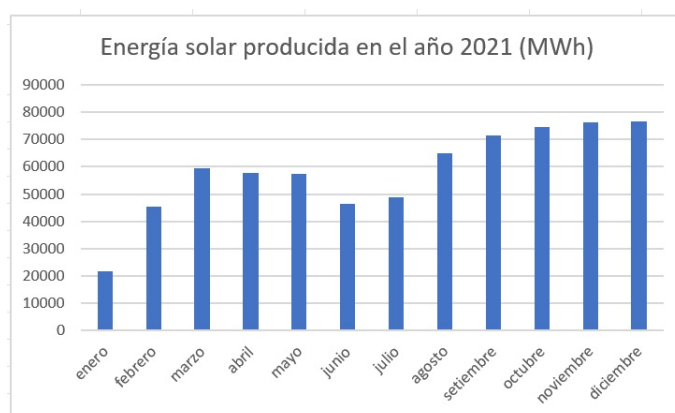
Generación de Electricidad a partir de Energía Solar (Gigavatios-hora) en el Año 2021 mediante Instalaciones Solares Fotovoltaicas (FV).

EMPRESA	CENTRAL	TOTAL
COLCA SOLAR	C.S. YARUCAYA (1)	0.98
		0.98
ENEL GREEN POWER PERU	C.S. RUBI	216.93
		226.70
		443.63
ENGIE	C.S. INTIPAMPA	108.63
		108.63
MAJES	C.S. MAJES SOLAR	44.22
		44.22
MOQUEGUA FV	C.S. MOQUEGUA FV	48.61
		48.61
PANAMERICANA SOLAR	C.S. PANAMERICANA SOLAR	58.77
		58.77
REPARTICION	C.S. REPARTICION	43.50
		43.50
TACNA SOLAR	C.S. TACNA SOLAR	53.57
		53.57
TOTAL		801.92

La Figura 73 muestra los datos de producción de energía solar obtenidos de las operaciones de las centrales solares fotovoltaicas (FV) durante el año 2021.

Figura 73:

Producción diaria de energía solar (MWh) durante el año 2021



3.3. Producción total diaria de Energía Eólica

Durante el año 2021, los cinco parques solares conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) generaron un total de 1,800.64 GWh de energía solar fotovoltaica. Además, la generación de energía eólica, desglosada por cada uno de los siete parques eólicos vinculados al SEIN en ese período, se detalla en la Tabla 17.

Tabla 17

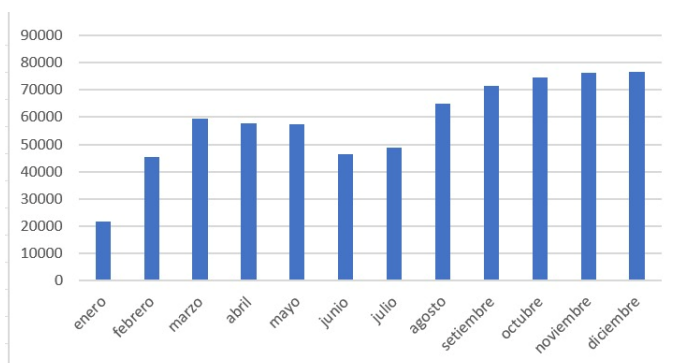
Generación de Energía Eólica (Gigavatios-hora) durante el año 2021 desglosada por cada parque de generación eólica.

EMPRESA	CENTRAL	TOTAL
ENEL GREEN POWER PERU	C.E. WAYRA I	618.83
		618.83
ENERGÍA EÓLICA	C.E. CUPISNIQUE	317.82
	C.E. TALARA	134.73
		452.56
GR PAINO	C.E. HUAMBOS (1)	43.14
		43.14
GR TARUCA	C.E. DUNA (2)	56.01
		56.01
P.E. MARCONA	C.E. MARCONA	169.61
		169.61
P.E. TRES HERMANAS	C.E. TRES HERMANAS	460.49
		460.49
TOTAL		1,800.64

La Figura 74 muestra los datos de producción de energía generada por parques eólicos durante el año 2021.

Figura 74:

Producción diaria de energía eólica (GWh) durante el año 2021



3.4. Producción total diaria de Energía Biomasa

En 2021, las ocho centrales de biomasa conectadas al SEIN produjeron un total de 355.69 MWh de energía a partir de biomasa.

Tabla 18

Generación de Energía a partir de Biomasa (Gigavatios-hora) en el año 2021, desglosada por central eléctrica.

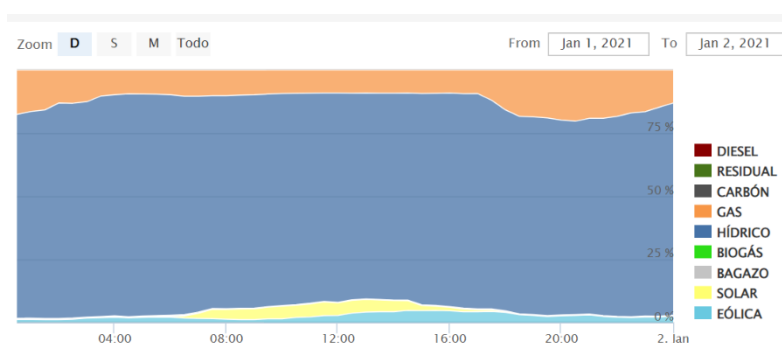
EMPRESA	CENTRAL	TOTAL
AGROAURORA	C.T. MAPLE ETANOL	54.89
		54.89
AIPSA	C.T. PARAMONGA	98.07
		98.07
BIOENERGIA	C.T. CAÑA BRAVA	67.46
		6.68
		74.14
PETRAMAS	C.T. CALLAO	6.72
		7.26
	C.T. DOÑA CATALINA	7.91
		7.76
	C.T. HUAYCOLORO	11.78
		11.78
		9.02
	C.T. LA GRINGA	7.30
SAN JACINTO		9.34
		78.87
	C.T. SAN JACINTO	49.73
TOTAL		49.73
		355.69

3.5. Energía solar, eólica y de biomasa del año 2021 por tipo de combustible desplazado

La generación de electricidad mediante plantas fotovoltaicas solares, parques eólicos y plantas de biomasa ha ido sustituyendo gradualmente a métodos convencionales basados en combustibles como el gas natural, el petróleo residual, el diésel y el carbón. Esta transición está en consonancia con las políticas del COES, que dan preferencia a las fuentes de energía más ecológicas. En 2021, la creciente adopción de energías renovables resultó en una reducción en el uso de combustibles fósiles para la generación eléctrica. Durante ese año, la producción de energía solar alcanzó los 776,801.92 GWh, la eólica los 1,800.64 GWh y la biomasa contribuyó con 355.69 GWh. Estos números reflejan la cantidad de energía que habría sido generada mediante gas natural si no se hubieran utilizado estas fuentes renovables. La Figura 75 muestra la producción de energía solar y eólica en 2021 mes a mes, evidenciando lo que se habría generado usando combustibles fósiles en su ausencia. Un caso notable es la sustitución del gas natural en enero de 2021, que marcó su última integración en el sistema de despacho eléctrico.

Figura 75.

Energía que se hubiese producido a partir de Gas Natural- Enero 2021



[Handwritten signature]

3.6. Generación termoeléctrica en el SEIN

Tecnología de las centrales térmicas utilizadas en el SEIN

La Tabla 19 muestra las diferentes tecnologías usadas en las plantas de energía térmica que forman parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Estas tecnologías incluyen Turbinas de Vapor, Diesel, Turbinas de Gas, y Ciclos Combinados. La tabla también detalla los variados tipos de combustibles empleados por cada planta térmica, que abarcan bagazo, Petróleo Diesel 2, Petróleo Residual y Gas Natural.

Tabla 19

Centrales Térmicas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) - Tecnología

Central	Tecnología	Tipo De Recurso Energético	Potencia Instalada (MW)
C.T. Paramonga	TV	Bagazo	23
C.T. Maple Etenol	TV	Bagazo	38
C.T. Recka	TG	Diesel 2	181
C.T. Chilina	DIESEL	Diesel 2	5
C.T. Independencia	DIESEL	Gas Natural (Camisea)	6
C.T. Tumbes	DIESEL	Residual 6	9
C.T. Santa Rosa	TG	Gas Natural (Camisea)	60
C.T. Malacas 1	TG	Gas Natural (Malacas)	53
C.T. Chilca 1	CC	Gas Natural (Camisea)	852
C.T. Fénix	CC	Gas Natural (Camisea)	575
C.T. R.F. Pucallpa	DIESEL	Diesel 2	40
C.T. Kalpa	CC	Gas Natural (Camisea)	979
C.T. Doña Catalina Huanca (8)	DIESEL	Biogás	1
C.T. Reserva Fria	TG	Diesel 2	219
Planta Eten	TG	Diesel 2	154
C.T. Puerto Bravo	TG	Gas Natural (Camisea)	31
C.T. Oquendo	TG	Diesel 2	1
C.T. San Nicolás	DIESEL	Gas Natural (Camisea)	317
C.T. Santo Domingo De Los Oileros (4)	C	Gas Natural (Aguaytia)	96
C.T. Aguaytia	TG	TOTAL	3 640

Nota: Adaptado de Estadística Anual 2020, (COES, 2020)

Tipo de Tecnología de las centrales térmicas

En la mayoría de los casos, el procedimiento común en las tecnologías de generación de energía eléctrica consiste en aprovechar una fuente de energía primaria para generar energía mecánica mediante un motor. Posteriormente, esta energía mecánica se emplea

para accionar un generador encargado de producir la energía eléctrica necesaria. (Ruiz, 2010)

Claro, aquí tienes una paráfrasis en español:

En diversas tecnologías, se utilizan turbinas como motores principales, por lo que es importante realizar una explicación sobre ellas: Una turbina es un dispositivo rotativo a través del cual fluye un fluido sin estar completamente confinado (conocido como una turbomáquina), y su función es convertir la energía mecánica presente en ese fluido en energía mecánica que se extrae a través del eje. En resumen, las turbinas son motores que suministran energía mecánica a través del eje de la máquina. (Ruiz, 2010)

Ciclos de Vapor

El proceso termodinámico que permite generar energía mecánica a partir de calor utilizando una turbina de vapor se denomina Ciclo Rankine. Este ciclo consta de las siguientes fases: (Ruiz, 2010)

- Calentamiento y cambio de fase de un fluido mediante la adición de calor.
- Expansión del vapor, lo que resulta en la realización de trabajo mecánico.
- Condensación del vapor, liberando calor en el proceso.
- Aumento de la presión del líquido condensado a través de la aportación de trabajo adicional.

En la aplicación de este procedimiento, varios componentes esenciales son empleados. Inicialmente, un fluido, típicamente agua, es calentado hasta su evaporación a alta presión dentro de un dispositivo denominado generador de vapor o caldera. Seguidamente, el vapor generado se dirige a través de una turbina especialmente diseñada para su uso con vapor, generando así la energía útil deseada. Después, este

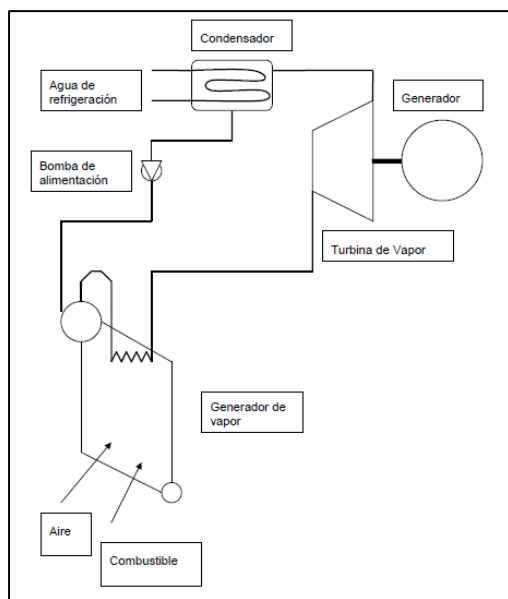


vapor se enfría y condensa en un intercambiador de calor, llamado condensador. Por último, el agua resultante de esta condensación es devuelta a la caldera, donde una bomba de alimentación aumenta su presión. Durante esta fase del ciclo se añade potencia, aunque en una magnitud significativamente menor en comparación con la producida en la turbina (Ruiz, 2010).

En este contexto, se hace referencia a máquinas que son denominadas como motores de combustión externa, en las cuales la combustión ocurre de manera externa al ciclo, y el calor generado durante este proceso se transfiere al fluido que participa en la realización del ciclo. (Ruiz, 2010)

Figura 76:

Esquema de un Ciclo de Vapor



Nota: Regulación Económica de la Generación de Energía y del Mercado Mayorista (Ruiz, 2010)

Turbina de Gas

La turbina de gas se compone esencialmente de tres componentes principales: (Ruiz, 2010)

- “Compresor”
- “Cámara de combustión”
- “Turbina propiamente dicha”

El nombre del ciclo termodinámico se origina en el hecho de que el fluido empleado en el proceso es un gas, principalmente aire, y no está vinculado al tipo de combustible que puede ser de diversas variedades. (Ruiz, 2010)

El funcionamiento teórico de estas máquinas es generalmente conocido como el Ciclo Brayton, que también se refiere como Ciclo Joule o Ciclo Joule-Brayton, e incluye las siguientes etapas en su proceso: (Ruiz, 2010)

- “Una compresión del gas”
- “Un calentamiento del gas a presión constante”
- “Una expansión del gas”
- “Un enfriamiento a presión constante”

En este proceso que se repite continuamente, la suma total del trabajo realizado y el calor suministrado es efectivamente cero, ya que el fluido regresa a su estado original al completar el ciclo. Sin embargo, el trabajo generado durante la fase de expansión supera al que se necesita en la compresión. Esta diferencia equivale a la variación entre el calor añadido durante la etapa de calentamiento y el que se libera en la fase de enfriamiento. En términos prácticos, este ciclo se lleva a cabo de la siguiente manera. (Ruiz, 2010)

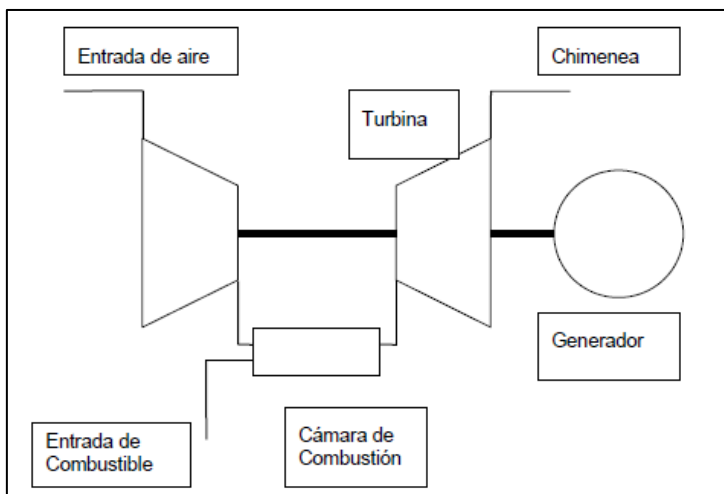
El compresor absorbe el aire atmosférico y lo presuriza hasta alcanzar niveles que pueden superar varias atmósferas. A continuación, se introduce combustible en la cámara de combustión, donde el aire se calienta significativamente. Este aire, ahora mezclado con gases de combustión, se expande en una turbina. Esta expansión permite generar potencia mecánica, una parte de la cual se emplea para operar el compresor



que forma parte de la máquina, mientras que el excedente se utiliza para accionar un generador. Como resultado, se logran eficiencias en torno al 35%.

Figura 77:

Esquema de una Turbina de Gas



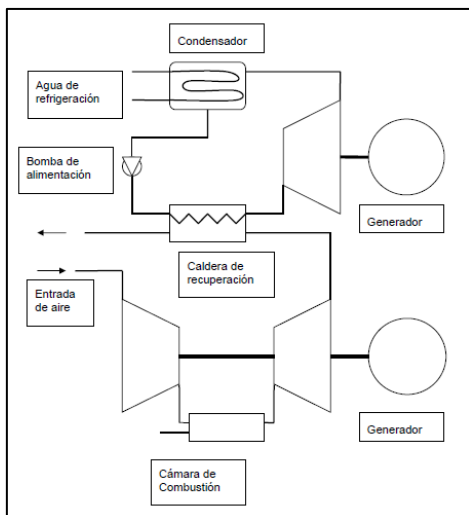
Nota: Regulación Económica de la Generación de Energía y del Mercado Mayorista (Ruiz, 2010)

La quema del combustible se realiza dentro de la propia máquina que realiza el ciclo termodinámico. Estas máquinas funcionan mediante lo que se conoce como ciclos abiertos, donde el "cierre" del ciclo ocurre en la atmósfera exterior. Esto implica que, en lugar de enfriar y reutilizar los gases de escape de la turbina dentro del sistema, estos gases se expulsan al ambiente, y el compresor toma aire nuevo del entorno para mantener el ciclo en funcionamiento (Ruiz, 2010).

Ciclos Combinados

Debido a que los gases emitidos por una turbina de gas alcanzan temperaturas altas, aproximadamente 500 grados Celsius, surge la propuesta de utilizar estos gases calientes para continuar generando energía mecánica. Por lo tanto, un ciclo combinado consiste en la integración de un ciclo de turbina de gas y un ciclo de vapor, donde los gases calientes que emanan de la turbina de gas sirven como la fuente de calor para el ciclo de vapor. (Ruiz, 2010)

C. J. García J.

Figura 78:*Esquema de un ciclo combinado*

Nota: Economía de Regulación (Ruiz, 2010)

Se emplea una caldera de recuperación, que básicamente funciona como un intercambiador de calor donde los gases de escape se utilizan para calentar agua, produciendo vapor que impulsa el ciclo de vapor. El ciclo de gas en un ciclo combinado es el mismo que en un ciclo de gas abierto, empleando los mismos equipos. Similarmente, el ciclo de vapor funciona de la misma manera, con la diferencia de que el generador de vapor no realiza una combustión propia, sino que aprovecha los gases calientes provenientes del ciclo de gas. Esto resulta en eficiencias cercanas al 55%. (Ruiz, 2010)

Motor Reciprocante-Ciclo Diesel

Estos aparatos funcionan con pistones que se desplazan en cilindros para realizar su labor. Este proceso termina cuando la energía es transferida a un eje, a través de la conexión de bielas con un cigüeñal. Aunque 'reciprocante' es un término de origen inglés, en este caso se utiliza como sinónimo de 'alternante' o 'alternativo'. Estos aparatos son motores de combustión interna que generan el calor necesario mediante una combustión interna. Adicionalmente, funcionan en ciclos abiertos, que se completan en el ambiente atmosférico. (Ruiz, 2010)

El ciclo Diesel:

Rudolf Diesel (1858-1913) fue el creador de este ciclo, cuya idea original era emplear carbón en polvo como fuente de energía. Según Ruiz (2010), el proceso teórico incluye cuatro etapas principales: compresión, calentamiento a presión constante, expansión, y enfriamiento a volumen fijo. Este proceso teórico es la base de los motores Diesel de los automóviles. En estos motores, el aire es admitido y comprimido en el cilindro, luego se inyecta gradualmente el combustible para mantener una combustión constante mientras el pistón se mueve. Al final, las válvulas de escape se abren para liberar los gases resultantes de la combustión. Con el uso de ciclos Diesel en aplicaciones de alta potencia, se pueden lograr eficiencias de más del 45%. (Ruiz, 2010)

Parque de Centrales Térmicas Representativas en el SEIN

En la Tabla 20 se muestra una relación de las tecnologías utilizadas en las principales centrales térmicas conectadas al SEIN. Estas centrales se destacan por su alta frecuencia en la producción de energía, utilizando principalmente combustibles fósiles, excluyendo biocombustibles como bagazo y biogás. No se consideran en este estudio las reservas frías ni rotantes. Además, las turbinas de gas no se tratan de forma individual, ya que forman parte de sistemas de ciclos combinados. Las reservas rotantes se definen como la diferencia entre la capacidad total disponible de las unidades en sincronización y la energía efectivamente suministrada al sistema en un momento específico. Por su parte, las reservas frías corresponden a la capacidad total de generación de las unidades en reserva que no están en servicio activo. (COES-SINAC, 2019).



Tabla 20

Registro de Centrales de Generación Térmica por Compañía y Tipo de Tecnología

Conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Porcentaje

Empresa	Tecnología	Tipo de combustible
Engie	Turbina a Vapor	Carbón
Egasa	Diesel	Diesel
Egasa	Diesel	Diesel
Shougesa	Diesel	Diesel
Fénix Power	Ciclo Combinado	Gas Natural
Fénix Power	Ciclo Combinado	Gas Natural
Fénix Power	Ciclo Combinado	Gas Natural
Enel Perú	Ciclo Combinado	Gas Natural
Enel Perú	Ciclo Combinado	Gas Natural
Enel Perú	Ciclo Combinado	Gas Natural
Enel Perú	Ciclo Combinado	Gas Natural
Enel Perú	Ciclo Combinado	Gas Natural
Enel Perú	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Fénix Power	Ciclo Combinado	Gas Natural
Fénix Power	Ciclo Combinado	Gas Natural
Fénix Power	Ciclo Combinado	Gas Natural
Electroperú	Diesel	Residual
Shougesa	Turbina a Vapor	Residual
Shougesa	Turbina a Vapor	Residual
Shougesa	Turbina a Vapor	Residual

Nota: Adaptado de la Estadística Anual 2020 (COES, 2020)

Energía sustituida en el despacho eléctrico a costo marginal

En este análisis, se calculó la cantidad de energía eléctrica adicional (MWh) generada a partir de diferentes tipos de combustibles durante diciembre de 2021. Se puso especial atención al 13 de diciembre, fecha que registró la máxima demanda energética. Para esto, se empleó un método que examinó los datos de distribución eléctrica del COES de ese año. La energía eléctrica adicional, que corresponde a la última unidad de energía incorporada al sistema de distribución, se identificó a través de un gráfico de distribución eléctrica encontrado en la página web del COES, lo cual facilitó la identificación de la fuente específica de esta energía.

La Tabla 21 muestra la cantidad de energía eléctrica, expresada en gigavatios-hora (GWh), que se hubiera producido con combustibles fósiles en ausencia de las instalaciones de energía solar fotovoltaica, los parques eólicos y las plantas de biomasa durante el año 2021. Se detalla la generación de energía a partir de fuentes solares, eólicas y biomasa. La energía solar se produce aproximadamente desde las 5 de la mañana hasta las 6 de la tarde, con una producción que varía a lo largo del año, dependiendo principalmente del nivel de irradiación solar diario. Por otro lado, la generación de energía eólica y de biomasa ocurre continuamente, las 24 horas del día.

Tabla 21

La energía generada a lo largo del año 2021 a partir de fuentes como la radiación solar, el viento y la biomasa.

TIPO	ENERGÍA (GW.h)	PARTICIPACIÓN (%)
TERMOELÉCTRICA	355.69	12.02
SOLAR	801.92	27.11
EÓLICO	1,800.64	60.87
TOTAL RER	2,958.25	100.00

Nota: Adaptado de la Estadística Anual 2021 (COES, 2021)

La Tabla 22 revela los totales de generación de energía solar, eólica y de biomasa a lo largo de 2021. Es notorio que, durante ese año, la energía solar fotovoltaica reemplazó 801.92 gigavatios-hora (GWh), mientras que la generación eólica contribuyó con 1800.64 GWh y la biomasa con 355.69 GWh. Estos números representan la cantidad de electricidad que no necesitó ser producida mediante el uso de gas natural gracias a estas fuentes renovables.

Tabla 22

La energía generada mediante la utilización de la energía solar y eólica en el año 2021.

Tipo de fuente	Energía generada (GWh)	Generación con Gas Natural (GWh)	Generación con Gas Natural (GJoule)
Biomasa	355.69	355.69	1,280,490.62
Solar	801.92	801.92	2,886,904.36
Eólica	1,800.64	1,800.64	6,482,284.06
Total	2,958.25	2,958.25	10,649,679.04

3.7. Eficiencia de las centrales térmicas en el SEIN

En este estudio, se emplearon los datos de la publicación "Estadística Operacional 2021" del COES para calcular las eficiencias térmicas medias, clasificadas por tipo de combustible. La metodología incluyó la identificación del combustible usado en diversas centrales térmicas clave y el cálculo del promedio de eficiencia térmica para cada tipo de combustible en distintas tecnologías. Como resultado, se determinaron las eficiencias térmicas medias para cada tipo de combustible, que se detallan en la Tabla 23: Gas Natural (54.9%), Petróleo Diesel (37.4%), Petróleo Residual (31%) y Carbón (39.3%).

Tabla 23

Promedio de Rendimiento según el Tipo de Combustible

Empresa	Tecnología	Tipo de Combustible	Eficiencia Térmica %	Eficiencia Térmica Promedio %
Engie	TV	Carbón	39.3%	39.3%
E gasa	D	Petróleo Diesel	40.2%	
E gasa	D	Petróleo Diesel	39.7%	
Shougesa	D	Petróleo Diesel	38.4%	
Fénix Power	CC	Gas Natural	56.5%	54.9%
Fénix Power	CC	Gas Natural	56.2%	
Fénix Power	CC	Gas Natural	55.9%	
Enel Perú	CC	Gas Natural	54.9%	
Enel Perú	CC	Gas Natural	54.6%	
Enel Perú	CC	Gas Natural	54.1%	
Enel Perú	CC	Gas Natural	53.8%	
Enel Perú	CC	Gas Natural	53.7%	
Enel Perú	CC	Gas Natural	53.3%	
Engie	CC	Gas Natural	57.0%	
Engie	CC	Gas Natural	56.3%	
Engie	CC	Gas Natural	55.5%	
Engie	CC	Gas Natural	55.5%	
Engie	CC	Gas Natural	55.4%	
Engie	CC	Gas Natural	55.1%	
Engie	CC	Gas Natural	53.2%	
Engie	CC	Gas Natural	52.4%	
Kallpa	CC	Gas Natural	56.2%	
Kallpa	CC	Gas Natural	55.8%	
Kallpa	CC	Gas Natural	55.8%	
Kallpa	CC	Gas Natural	55.7%	
Kallpa	CC	Gas Natural	54.9%	
Kallpa	CC	Gas Natural	54.6%	
Kallpa	CC	Gas Natural	54.0%	
Fénix Power	CC	Gas Natural	53.8%	
Fénix Power	CC	Gas Natural	53.7%	
Fénix Power	CC	Gas Natural	53.6%	
Electroperú	D	Petróleo Residual	44.3%	31.0%
Shougesa	TV	Petróleo Residual	27.4%	
Shougesa	TV	Petróleo Residual	27.2%	
Shougesa	TV	Petróleo Residual	25.3%	

Nota: TV (Turbina de Vapor), CC (Ciclo Combinado), D (petroDiesel).

3.8. Consumo de combustible sustituido por la producción de energía solar, eólica y biomasa

La Tabla 24 ilustra los datos sobre el consumo anual de combustible en términos de terajulios (TJ) para el año 2021. Esta tabla especula sobre el consumo que habría ocurrido en ausencia de la generación de energía a partir de fuentes solares fotovoltaicas, eólicas y de biomasa. Se estima que, sin estas fuentes de energía renovable, el consumo total de Gas Natural habría alcanzado 19,363.07 TJ. Este cálculo toma en cuenta una eficiencia del 55% para las centrales térmicas que operan con gas natural.

Tabla 24

Total de energía solar, eólica y biomasa que reemplazó la cantidad de combustible consumido (en terajulios, TJ) en el año 2021.

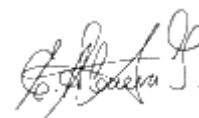
Tipo de fuente	Energía generada (GWh)	Generación con Gas Natural	Generación con Gas Natural	Combustible de Gas Natural consumido (TJ)
		(GWh)	(TJoule)	
Biomasa	355.69	355.69	1,280.49	2,328.17
Solar	801.92	801.92	2,886.91	5,248.92
Eólica	1,800.64	1,800.64	6,482.29	11,785.98
Total	2,958.25	2,958.25	10,649.69	19,363.07

También se presenta la cantidad de energía calórica de los combustibles que se sustituyeron en 2021 con la introducción de energías renovables como la solar fotovoltaica, eólica y biomasa. Conforme a lo informado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la Tabla 25 muestra el poder calorífico inferior del Gas Natural.

Tabla 25

Poder calorífico inferior de los combustibles fósiles

Tipo de combustible	Poder Calorífico
Gas Natural	8 300 (Kcal/m ³)
Carbon	7 000 (Kcal/Kg)
Petróleo Residual	9 800 (Kcal/Kg)
Petróleo Diesel	10 200 (Kcal/Kg)



3.9. Emisiones de Dióxido de Carbono Evitadas por Unidad de Energía Solar FV, Eólica y Biomasa Producida

Emisiones diarias evitadas por unidad de energía solar, eólica y biomasa producida

La Tabla 26 muestra datos clave sobre el impacto ambiental positivo en el año 2021, incluyendo la reducción de emisiones de CO₂ y la generación de energías renovables. Se observa cómo la producción combinada de energía solar fotovoltaica, eólica y de biomasa no solo generó 2958.25 GWh de energía, sino que también suplantó la necesidad de gas natural, resultando en una notable disminución de 1 086 268.13 toneladas en las emisiones de dióxido de carbono.


Tabla 26

Comparativa de las reducciones de emisiones de dióxido de carbono por cada unidad de energía generada a partir de fuentes solares FV, eólicas y de biomasa en el año 2021.

Tipo de fuente	Energía generada (GWh)	Generación con Gas Natural (GWh)	Generación con Gas Natural (TJoule)	Combustible de Gas Natural consumido (TJ)	Factor de emisión de CO ₂ eficaz (kg/TJ)	EMISIONES CO ₂ (Ton)
Biomasa	355.69	355.69	1,280.49	2,328.17	56,100.00	130,610.15
Solar	801.92	801.92	2,886.91	5,248.92	56,100.00	294,464.48
Eólica	1,800.64	1,800.64	6,482.29	11,785.98	56,100.00	661,193.50
Total	2,958.25	2,958.25	10,649.69	19,363.07	56,100.00	1,086,268.13

Emisiones anuales evitadas por unidad de energía solar FV, eólica y biomasa producida

La cantidad de emisiones de dióxido de carbono que se evitó durante el año 2021 debido a la generación de energía solar fotovoltaica (FV), eólica y de biomasa, se determinó principalmente en función de la cantidad de energía producida por estas fuentes en el sistema eléctrico. Se estimaron las emisiones de CO₂ evitadas durante todo el año a partir de la generación de energía solar, eólica y biomasa. Además, se calculó un factor global de reducción de emisiones de CO₂ (en toneladas de CO₂ por megavatio-hora) para el año 2021. Este cálculo se basó en la cantidad de emisiones de CO₂ evitadas y la producción total de energía eléctrica a partir de la energía solar FV, eólica y de biomasa en ese año.



El cálculo consiste en realizar la siguiente relación:

$$Factor\ Global\ \left(\frac{TonCO_2}{MWh}\right) = \frac{Emisiones\ de\ Dióxido\ de\ Carbono\ evitadas\ en\ el\ año\ 2021\ (Ton)}{Producción\ de\ Energía\ Eléctrica\ Solar\ en\ el\ año\ 2021\ (MWh)}$$

Aplicando la relación, el factor global es:

$$Factor\ Global\ \left(\frac{TonCO_2}{MWh}\right) = \frac{1086268.13\ (Ton)}{2958250\ (MWh)} = 0.37$$

Durante 2021, se observó que la contribución de las centrales solares fotovoltaicas, los parques eólicos y las centrales de biomasa en la reducción de emisiones de CO₂ en el despacho eléctrico fue significativa. Se estableció que el factor de reducción fue de 0.37, lo que implica que por cada megavatio-hora (MWh) de energía generada por estas fuentes renovables, se logró evitar la emisión de 370 kilogramos de dióxido de carbono. Este dato es específico al despacho eléctrico realizado en el año 2021.

3.10. Costo de Mitigación de Emisiones de Carbono

Posteriormente, se procederá a estimar los costes asociados con la reducción de emisiones de carbono que se logran mediante la producción de electricidad utilizando fuentes de energía solar, eólica y biomasa.

3.10.1 Costo de mitigación para energía solar

A fecha de 2021, el SEIN dispone de ocho centrales solares integradas. A continuación, en la Tabla 27, se detalla la producción anual de energía de cada central solar, así como la inversión económica realizada en cada una.

Tabla 27

Comparación entre la generación de energía y la inversión requerida en una instalación de energía solar.

RER	Descripción	Energía anual 2021 GWh	Inversión MM US\$
Solar	C.S. Yarucaya	980	1.42
	C.S. Rubi	216930	165
	C.S. Intipampa	108630	52.3
	C.S. Majes Solar	44220	73.6
	C.S. Moquegua FV	48610	43
	C.S. Panamericana Solar	58770	43
	C.S. Repartición	43500	73.5
	C.S. Tacna Solar	53570	94.6



Para calcular los costos asociados con la mitigación a través de centrales solares, se realiza una evaluación de la cantidad de emisiones de carbono que se evitan mediante el uso de cada central solar. De acuerdo con esto, la Tabla 28 muestra los datos correspondientes a las emisiones de carbono que se han prevenido gracias a las centrales solares conectadas al SEIN durante el año 2021.

Tabla 28

Reducción de emisiones lograda por cada planta solar que se encuentra conectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

RER	Descripción	Energía anual 2021 MWh	Inversión MM US\$	Emisiones Evitadas TonCO2
Solar	C.S. Yarucaya	980	1.42	360
	C.S. Rubi	443630	165	162901
	C.S. Intipampa	108630	52.3	39889
	C.S. Majes Solar	44220	73.6	16238
	C.S. Moquegua FV	48610	43	17850
	C.S. Panamericana Solar	58770	43	21580
	C.S. Repartición	43500	73.5	15973
	C.S. Tacna Solar	53570	94.6	19671

Debido a que las plantas solares contribuyen a la reducción de emisiones de carbono, se lleva a cabo la estimación del costo de mitigación de estas emisiones, derivado de la inversión efectuada en el desarrollo de cada una de estas plantas.

- La planta solar Yarucaya, con una inversión de 1.42 millones de dólares, genera 980 MWh de energía cada año y contribuye a reducir 360 toneladas de emisiones de carbono anualmente. Al calcular el costo de estas emisiones de carbono evitadas durante un periodo de 20 años y considerando una tasa de interés del 12%, se estima que el costo por tonelada de emisión de carbono mitigada por la planta Yarucaya es de 529 dólares.

- La planta de energía solar Rubí, con una inversión de 165 millones de dólares, genera 443,630 MWh de electricidad anualmente y reduce la emisión de carbono en 162,901 toneladas cada año. Considerando un periodo operativo de 20 años y un interés del 12%, se calcula que el costo por la reducción de emisiones de carbono de Rubí es de 135 dólares por tonelada.
- La inversión en la planta solar Intipampa fue de 52 millones de dólares. Esta planta genera 108,630 MWh de electricidad al año y reduce las emisiones de carbono en 39,889 toneladas anuales. Para calcular el costo de estas emisiones de carbono evitadas, se consideró un período de funcionamiento de la planta de 20 años y una tasa de interés del 12%. Con estos datos, se determinó que el costo por tonelada de emisión de carbono evitada en Intipampa es de 176 dólares.
- La central solar Majes Solar tuvo una inversión de 73 millones de USD, esta central solar produce anualmente 44 220 MWh de energía, evita 16 238 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central solar de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central solar Majes Solar es de 607 USD/Ton.
- La central solar Moquegua FV tuvo una inversión de 43 millones de USD, esta central solar produce anualmente 48 610 MWh de energía, evita 17 850 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central solar de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central solar Moquegua FV es de 323 USD/Ton.



- La central solar Panamericana Solar tuvo una inversión de 43 millones de USD, esta central solar produce anualmente 58 770 MWh de energía, evita 21 580 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central solar de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central solar Panamericana Solar es de 267 USD/Ton.
- La central solar Repartición tuvo una inversión de 73.5 millones de USD, esta central solar produce anualmente 43 500 MWh de energía, evita 15 973 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central solar de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central solar Repartición es de 616 USD/Ton.
- La central solar Tacna Solar tuvo una inversión de 94.6 millones de USD, esta central solar produce anualmente 53 570 MWh de energía, evita 19 671 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central solar de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central solar Tacna Solar es de 644 USD/Ton.

En línea con lo mencionado, en la Tabla 29, se presenta el resumen de los costos de mitigación de emisiones de carbono por cada central solar.

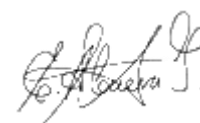


Tabla 29

Gastos asociados a la reducción de emisiones de carbono mediante la utilización de una planta de energía solar.

RER	Descripción	Energía anual 2021 MWh	Inversión MM US\$	Emisiones Evitadas TonCO2	Costo de mitigación USD/Ton
Solar	C.S. Yarucaya	980	1.42	360	529
	C.S. Rubi	443630	165	162901	135
	C.S. Intipampa	108630	52.3	39889	176
	C.S. Majes Solar	44220	73.6	16238	607
	C.S. Moquegua FV	48610	43	17850	323
	C.S. Panamericana Solar	58770	43	21580	267
	C.S. Repartición	43500	73.5	15973	616
	C.S. Tacna Solar	53570	94.6	19671	644

A partir de los resultados obtenidos, se evidencia que la central solar que tiene menor costo de mitigación es la C.S. Rubí seguida de la C.S. Intipampa.

3.10.2. Costo de mitigación para energía eólica

El SEIN cuenta con siete centrales eólicas conectadas al 2021, por ellos a continuación se presenta en la Tabla 30, el detalle de la cantidad de energía anual producida por cada central y la inversión económica de cada una de ellas.

Tabla 30

Comparación entre la Generación de Energía y la Inversión en Centrales Eólicas

RER	Descripción	Energía anual 2021 MWh	Inversión MM US\$
Eólico	C.E. Wayra I	618830	165.8
	C.E. Cupisnique	317820	242
	C.E. Talara	134730	101
	C.E. Huambos	43140	26.1
	C.E. Duna	56010	25.9
	C.E. Marcona	169610	61.1
	C.E. Tres Hermanas	460490	185.7

Con el objetivo de establecer los costos de mitigación asociados con cada central eólica, se lleva a cabo la estimación de las emisiones de carbono que se han prevenido



gracias a cada central. Así, los resultados de estas emisiones de carbono evitadas por cada central eólica que forma parte del SEIN en 2021 se detallan en la Tabla 31.

Tabla 31

Reducción de emisiones lograda por cada instalación de energía eólica conectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

RER	Descripción	Energía anual 2021 MWh	Inversión MM US\$	Emisiones Evitadas TonCO2
Eólico	C.E. Wayra I	618830	165.8	227234
	C.E. Cupisnique	317820	242	116704
	C.E. Talara	134730	101	49473
	C.E. Huambos	43140	26.1	15841
	C.E. Duna	56010	25.9	20567
	C.E. Marcona	169610	61.1	62281
	C.E. Tres Hermanas	460490	185.7	169092

Por lo tanto, como las centrales eólicas evitan emisiones de carbono se procede a realizar el cálculo del costo de mitigación de las emisiones de carbono gracias a la inversión realizada en la creación de cada una de las centrales.

- La central eólica Wayra I tuvo una inversión de 165 millones de USD, esta central solar produce anualmente 618 830 MWh de energía, evita 227 234 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central eólica Wayra I es de 98 USD/Ton.
- La central eólica Cupisnique tuvo una inversión de 242 millones de USD, esta central solar produce anualmente 317 820 MWh de energía, evita 116 704 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central eólica Cupisnique es de 278 USD/Ton.

- La central eólica Talara tuvo una inversión de 101 millones de USD, esta central solar produce anualmente 134 730 MWh de energía, evita 49 473 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central eólica Talara es de 273 USD/Ton.
- La central eólica Huambos tuvo una inversión de 26 millones de USD, esta central solar produce anualmente 43 140 MWh de energía, evita 15 841 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central eólica Huambos es de 221 USD/Ton.
- La central eólica Duna tuvo una inversión de 25 millones de USD, esta central solar produce anualmente 56 010 MWh de energía, evita 20 567 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central eólica Duna es de 169 USD/Ton.
- La central eólica Marcona tuvo una inversión de 61 millones de USD, esta central solar produce anualmente 169 610 MWh de energía, evita 62 281 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central eólica Marcona es de 131 USD/Ton.



- La central eólica Tres Hermanas tuvo una inversión de 186 millones de USD, esta central solar produce anualmente 460 490 MWh de energía, evita 169 092 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central eólica Tres Hermanas es de 147 USD/Ton.

En línea con lo mencionado, en la Tabla 32, se presenta el resumen de los costos de mitigación de emisiones de carbono por cada central eólica.

Tabla 32

Costes de reducción de emisiones de CO₂ por planta de energía eólica

RER	Descripción	Energía anual 2021 MWh	Inversión MM US\$	Emisiones Evitadas TonCO2	Costo de mitigación USD/Ton
Eólico	C.E. Wayra I	618830	165.8	227234	98
	C.E. Cupisnique	317820	242	116704	278
	C.E. Talara	134730	101	49473	273
	C.E. Huambos	43140	26.1	15841	221
	C.E. Duna	56010	25.9	20567	169
	C.E. Marcona	169610	61.1	62281	131
	C.E. Tres Hermanas	460490	185.7	169092	147

A partir de los resultados obtenidos, se evidencia que la central eólica que tiene menor costo de mitigación es la C.E. Wayra I seguido de la C.E. Tres hermanas.

3.10.3. Costo de mitigación para energía de biomasa

El SEIN cuenta con ocho centrales de biomasa conectadas al 2021, por ellos a continuación se presenta en la Tabla 33, el detalle de la cantidad de energía anual producida por cada central de biomasa y la inversión económica de cada una de ellas.



Tabla 33

Energía generada en comparación con la inversión para una planta de biomasa

RER	Descripción	Energía anual 2021 MWh	Inversión MM US\$
Biomasa	C.T. Paramonga	98070	31
	C.T. San Jacinto	49730	9
	C.T. Caña Brava	74140	8
	C.T. Maple Etanol	54890	25
	C.T. Huaycoloro	32580	10.5
	C.T. Doña Catalina (Huaycoloro II)	15670	2.5
	C.T. La Gringa	16640	5.1
	C.T. Callao	13980	2.5

Para determinar los costos de mitigación por central de biomasa se procede a realizar el cálculo de las emisiones de carbono evitadas por central. En este sentido, en la Tabla 34, se presenta los resultados de las emisiones de carbono evitadas por cada central de biomasa conectada al SEIN en el 2021.

Tabla 34

Reducción de emisiones lograda por cada planta de biomasa conectada a la red eléctrica nacional

RER	Descripción	Energía anual 2021 MWh	Inversión MM US\$	Emisiones Evitadas TonCO2
Biomasa	C.T. Paramonga	98070	31	36011
	C.T. San Jacinto	49730	9	18261
	C.T. Caña Brava	74140	8	27224
	C.T. Maple Etanol	54890	25	20156
	C.T. Huaycoloro	32580	10.5	11963
	C.T. Doña Catalina (Huaycoloro II)	15670	2.5	5754
	C.T. La Gringa	16640	5.1	6110
	C.T. Callao	13980	2.5	5133

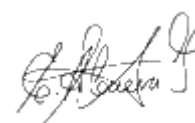
Por lo tanto, como las centrales de biomasa evitan emisiones de carbono se procede a realizar el cálculo del costo de mitigación de las emisiones de carbono gracias a la inversión realizada en la creación de cada una de las centrales.

- La central de biomasa Paramonga tuvo una inversión de 31 millones de USD, esta central produce anualmente 98 070 MWh de energía, evita 36 011 Toneladas de



emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central de biomasa Paramonga es de 115 USD/Ton.

- La central de biomasa San Jacinto tuvo una inversión de 9 millones de USD, esta central produce anualmente 49 730 MWh de energía, evita 18 261 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central de biomasa San Jacinto es de 66 USD/Ton.
- La central de biomasa Caña Brava tuvo una inversión de 8 millones de USD, esta central produce anualmente 74 140 MWh de energía, evita 27 224 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central de biomasa Caña Brava es de 39 USD/Ton.
- La central de biomasa Maple Etanol tuvo una inversión de 25 millones de USD, esta central produce anualmente 54 890 MWh de energía, evita 20 156 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central de biomasa Maple Etanol es de 166 USD/Ton.
- La central de biomasa Huaycoloro tuvo una inversión de 10 millones de USD, esta central produce anualmente 32 580 MWh de energía, evita 11 963 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono



evitadas, se considera un horizonte de la central de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central de biomasa Huaycoloro es de 118 USD/Ton.

- La central de biomasa Doña Catalina tuvo una inversión de 2.5 millones de USD, esta central produce anualmente 15 670 MWh de energía, evita 5 754 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central de biomasa Doña Catalina es de 58 USD/Ton.
- La central de biomasa La Gringa tuvo una inversión de 5 millones de USD, esta central produce anualmente 16 640 MWh de energía, evita 6 110 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central de biomasa La Gringa es de 111 USD/Ton.
- La central de biomasa Callao tuvo una inversión de 2.5 millones de USD, esta central produce anualmente 13 980 MWh de energía, evita 5 133 Toneladas de emisiones de carbono al año. Para el cálculo del costo de las emisiones de carbono evitadas, se considera un horizonte de la central de 20 años y una tasa de interés del 12%, a partir de ello se obtiene que el costo de mitigación de emisiones de carbono de la central de biomasa Callao es de 65 USD/Ton.

En línea con lo mencionado, en la Tabla 35, se presenta el resumen de los costos de mitigación de emisiones de carbono por cada central de biomasa



Tabla 35*Expensas para Reducir las Emisiones de Carbono en una Planta de Biomasa*

RER	Descripción	Energía anual 2021 MWh	Inversión MM US\$	Emisiones Evitadas TonCO2	Costo de mitigación USD/Ton
Biomasa	C.T. Paramonga	98070	31	36011	115
	C.T. San Jacinto	49730	9	18261	66
	C.T. Caña Brava	74140	8	27224	39
	C.T. Maple Etanol	54890	25	20156	166
	C.T. Huaycoloro	32580	10.5	11963	118
	C.T. Doña Catalina (Huaycoloro II)	15670	2.5	5754	58
	C.T. La Gringa	16640	5.1	6110	111
	C.T. Callao	13980	2.5	5133	65

A partir de los resultados obtenidos, se evidencia que la central de biomasa que tiene menor costo de mitigación es la central Caña Brava seguida de la central Doña Catalina o Huaycoloro II.

3.10.4. Costo de mitigación para energía solar, eólica y de biomasa

A continuación, se detallan los gastos relacionados con la reducción de emisiones de carbono que se han llevado a cabo en el Perú como resultado de la incorporación de centrales solares, eólicas y de biomasa en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) durante el año 2021. Para ello, se proporciona en la Tabla 36 una descripción de las inversiones realizadas en las centrales solares, eólicas y de biomasa que están conectadas al SEIN hasta el año 2021.

Tabla 36*Inversión en millones de dólares estadounidenses por tipo de proyectos de Energías**Renovables*

RER	Descripción	Inversión MM US\$	Inversión MM US\$
Solar	C.S. Yarucaya	1.42	546.42
	C.S. Rubi	165	
	C.S. Intipampa	52.3	
	C.S. Majes Solar	73.6	
	C.S. Moquegua FV	43	
	C.S. Panamericana Solar	43	
	C.S. Repartición	73.5	
	C.S. Tacna Solar	94.6	
Eólico	C.E. Wayra I	165.8	807.6
	C.E. Cupisnique	242	
	C.E. Talara	101	
	C.E. Huambos	26.1	
	C.E. Duna	25.9	
	C.E. Marcona	61.1	
	C.E. Tres Hermanas	185.7	
Biomasa	C.T. Paramonga	31	93.6
	C.T. San Jacinto	9	
	C.T. Caña Brava	8	
	C.T. Maple Etanol	25	
	C.T. Huaycoloro	10.5	
	C.T. Doña Catalina (Huaycol)	2.5	
	C.T. La Gringa	5.1	
	C.T. Callao	2.5	

En la Tabla 37 se presenta los costos de mitigación por tipo de generación de energía eléctrica. Obteniéndose un coste de mitigación mayor (1855.64 US\$/TonCO₂) por el aprovechamiento del recurso solar en las centrales solares FV interconectadas al SEIN y un costo menor (716 US\$/TonCO₂) por el aprovechamiento del recurso biomasa en las centrales térmicas de biomasa.

Si consideramos la totalidad de las emisiones evitadas por los tres recursos energéticos renovables como la energía solar, eólica y de biomasa (10 86268.13 Ton CO₂) y el costo de inversión de las centrales solares, parques eólicos y las centrales térmicas de biomasa (1447.62 MMUS\$) obtenemos un costo de mitigación de 1332.65 US\$ / Ton CO₂.

Tabla 37

Costos de Mitigación en Dólares Estadounidenses por Tonelada de CO₂

Central	Inversión MM US\$	Emisiones evitadas TonCO ₂	Costo de mitigación MM US\$/TonCO ₂	Costo de mitigación US\$/TonCO ₂
Solar	546.42	294464.48	0.001856	1855.64
Eólica	807.6	661193.5	0.001221	1221.43
Biomasa	93.6	130610.15	0.000717	716.64
Total	1447.62	1086268.13	0.001333	1332.65



Capítulo IV. Discusión

1. Para realizar un estudio sobre la generación de energías renovables en Perú, incluyendo solar, eólica y biomasa, es crucial reconocer que la producción diaria de estas fuentes de energía varía constantemente. Estas variaciones dependen de diversos factores, tales como la intensidad de la luz solar, la fuerza y orientación del viento, y la cantidad de biomasa procesada y conectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú.
2. En 2020, el 31 de diciembre, se pusieron en funcionamiento dos parques eólicos: Huambos y Duna. Para este estudio, se incluyó la producción de energía de estas centrales en el cálculo total de la producción de energía del año 2021, conforme a los datos reportados en el sitio web del COES.
3. A finales del año 2021, Perú contaba con ocho plantas de energía solar fotovoltaica conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), sumando una capacidad instalada total de 282.3 megavatios.
4. Para finales del año 2021, las siete plantas de energía eólica conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú lograron una capacidad total instalada de 412.2 megavatios.
5. Para el final del 2021, ocho (8) centrales de biomasa enlazadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú alcanzaron una capacidad instalada total de 109 megavatios.
6. Durante el año 2021, las fuentes de energía renovable como la solar fotovoltaica, la eólica y la de biomasa reemplazaron a la generación de electricidad basada en gas natural. Esto significa que, gracias al uso de plantas solares FV, plantas eólicas y plantas de energía térmica de biomasa, se redujo la necesidad de emplear gas natural para generar electricidad. La elección entre estos combustibles para la generación de electricidad depende de su incorporación en la secuencia de despacho eléctrico, tal como lo determina el COES. Si no se hubiera optado por estas fuentes renovables, se habría consumido un total de 19,363.07 TJ de gas natural.
7. Durante 2021, el uso de gas natural en lugar de otras fuentes de energía llevó a una disminución en la emisión de dióxido de carbono, con una reducción específica de 0.37 toneladas de CO₂ por megavatio-hora de energía generada. Esta cifra se basa en un factor de emisión para el gas natural de 56.1 toneladas de CO₂ por terajulio,



según las pautas del IPCC de 2006. Además, se tomó en cuenta una eficiencia promedio del 54.9% para las centrales térmicas que utilizan gas natural como combustible.

8. La reducción de emisiones lograda a través del uso de energías renovables como la solar, eólica y biomasa está influenciada por las decisiones de distribución eléctrica del COES. La producción de electricidad varía en función de la demanda futura. Por lo tanto, en los años venideros, la cantidad de dióxido de carbono (CO₂) que se logre evitar dependerá de qué tipo de generación energética se reemplace, usualmente sustituyendo a las plantas térmicas. Esto, a su vez, está determinado por el combustible que se deje de utilizar. El COES decide qué fuente de energía se integra a la red eléctrica, basándose en los costos marginales a corto plazo, los cuales son proporcionados por las plantas térmicas. Los costos de mitigación están relacionados directamente con el costo de inversión en MM US\$ y las emisiones de CO₂ evitadas en Ton. Obteniéndose un coste de mitigación mayor (1855.64 US\$/TonCO₂) por el aprovechamiento del recurso solar en las centrales solares FV interconectadas al SEIN y un costo menor (716 US\$/TonCO₂) por el aprovechamiento del recurso biomasa en las centrales térmicas de biomasa.
9. La generación de energía solar ocurre principalmente durante el día, específicamente desde tempranas horas de la mañana (alrededor de las 5:00) hasta el atardecer (aproximadamente a las 18:30). En este intervalo, la energía solar contribuye a reducir la dependencia de los combustibles fósiles para la producción de energía. Sin embargo, debido a que la producción solar se alinea con las horas de luz solar y no con las horas punta de demanda energética en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de Perú (que son de 18:00 a 23:00), la energía solar fotovoltaica no compensa la demanda energética en estas horas de mayor consumo.
10. La generación de energía eólica ocurre continuamente, día y noche, influenciada principalmente por la velocidad y dirección del viento. Esta forma de energía, al ser generada, reemplaza a la obtenida de fuentes fósiles. En particular, en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de Perú, la energía eólica se integra al sistema principalmente en las horas de mayor demanda, que son entre las 18:00 y 23:00 horas. Durante este periodo de alta demanda, la energía eólica actúa como un sustituto de otras formas de energía producidas en estas horas pico.



11. En el futuro, la incorporación de mayor capacidad de generación a través de centrales solares fotovoltaicas, parques eólicos y plantas de biomasa contribuirá a reducir las emisiones de carbono. Esto se debe a que estas fuentes de energía renovable reemplazarán en parte a las centrales térmicas que utilizan gas natural. Aunque el gas natural emite menos dióxido de carbono en comparación con otros combustibles fósiles como el petróleo residual, el diesel y el carbón, su reemplazo por energías renovables es preferible de acuerdo con las normativas del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC). Este cambio es especialmente relevante en el contexto del orden de despacho eléctrico, donde las fuentes renovables como la solar fotovoltaica, la eólica y la biomasa tendrán prioridad sobre el gas natural.



Conclusiones

1. Durante el año 2021, la producción de energía solar fue de 801.92 GWh, El uso de gas natural para producir esa cantidad de energía hubiese emitido 294 464.48 Ton de dióxido de carbono (CO_2), la producción de energía eólica fue de 1800.64 GWh, el uso de gas natural para producir esa cantidad de energía hubiese emitido 661 193.50 Ton de dióxido de carbono (CO_2).y la producción de energía por biomasa fue de 355.69 GWh, El uso de gas natural para producir esa cantidad de energía hubiese emitido 130 610.15 Ton de dióxido de carbono (CO_2), haciendo un total de producción de energía de 2958.25 GWh, siendo las emisiones totales evitadas en el año 2021, de 969 268.13 Ton de dióxido de carbono (CO_2).
2. El índice de reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) asociada al ingreso de las centrales solares FV, centrales eólicas y centrales de biomasa al despacho eléctrico es de 0,37 Ton (CO_2)/MWh; es decir por cada unidad de energía (MWh) producida por las centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas se evitó, en promedio, la emisión de 0.37 Ton de dióxido de carbono (CO_2).
3. Las emisiones evitadas por los tres recursos energéticos renovables como la energía solar, eólica y de biomasa (969 268.13 Ton CO_2) y el costo de inversión de las centrales solares, parques eólicos y las centrales térmicas de biomasa (1447.62 MMUS\$\$) generaron un costo de mitigación de 1332.65 US\$ / Ton CO_2 evitado.
4. A lo largo del año 2021, la energía solar fotovoltaica, energía eólica y energía de biomasa desplazó a la generación eléctrica proveniente del Gas Natural; es decir, gracias a la energía producida por las centrales solares FV, parques eólicos y centrales de biomasa se evitó la utilización de dicho combustible para la generación eléctrica. La utilización de dicho combustible depende del ingreso de centrales térmicas en el orden de despacho eléctrico según establecido por el COES. El total de combustible de Gas Natural que se hubiese consumido es de 19 363.07 TJ.



Recomendaciones

- Se recomienda realizar el análisis de (CO₂) evitadas considerando la central térmica marginal específica que margina en el despacho eléctrico, a fin de obtener un resultado aún más preciso sobre las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) evitadas por el ingreso de centrales solares FV, parques eólicos u otras fuentes de generación a partir de recursos energéticos renovables (RER).
- Mantener un seguimiento anual sobre la disminución de las emisiones de dióxido de carbono evitadas gracias al ingreso de las centrales solares FV al despacho eléctrico, con la finalidad de construir una línea base para posterior seguimiento.
- Tomar en cuenta las cantidades de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) que se han dejado de emitir por cada unidad de energía generada a través de la tecnología solar fotovoltaica (FV) para la planificación de futuras plantas solares que se integrarán al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).
- Llevar a cabo un estudio de viabilidad económica respecto al ahorro en costos que representa evitar las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) que se habrían generado de optar por centrales térmicas en lugar de la incorporación de centrales solares FV al SEIN.
- Calcular las reducciones en otras emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que resultan de la inclusión de centrales solares FV en la programación de distribución eléctrica del SEIN.
- Establecer la cantidad de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) que se han prevenido gracias a la integración de otras fuentes de generación de energía basadas en recursos energéticos renovables (RER) al SEIN.



Referencias Bibliográficas

- Alfaro, D., & Guerrero, E. (2013). *Brecha de género en el ingreso: una mirada mas allá de la media en el sector agropecuario*. Consorcio de Investigación Económica y Social, Universidad de San Andrés. Lima: CIES.
- Alfredo Dammert, e. a. (2010). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Arian Aghajanzadeh, P. T. (2019). Agricultural demand response for decarbonizing the electricity grid. *Journal of Cleaner Production*, 827-835.
- Avila Macedo, J. J. (2006). *Economía*. México: Lumbral. Recuperado el 2 de julio de 2017
- Castillo, O. (2011). *Economía Agraria: apuntes de clase*. (F. d. Agrícolas, Ed.) Monteria, Monteria, Colombia: Universidad de Córdoba.
- CEPAL. (2004). *El mercado de carbono en América Latina y el Caribe: balance y perspectivas*. Chile.
- Chang, J. (2007). Administración de la inversión pública. Recuperado el 02 de julio de 2017, de https://esa.un.org/techcoop/documents/soereform_spanish.pdf
- Chu Rubio, M. (2003). *Fundamentos de Finanzas* (Segunda ed.). Lima, Perú: Colegio de Economistas de Lima.
- Climate Change 2007: The Physical Science Basis. (2012). *The physical science basis*.
- Comité de Operación Económica del Sistema. (s.f.). *PORTAL WEB DEL COES*. Obtenido de <http://www.coes.org.pe/Portal/Organizacion/QuienesSomos>
- Corbetta, P. (2007). *Metodología y técnicas de investigación social*. Bogotá, Colombia: Mc Graw Hill.
- Decreto Legislativo N° 1002, Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables . (s.f.).

Decreto Supremo N° 012, Nuevo Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables. (2011).

Decreto Supremo N°050, Reglamento de la Generación de Eletricidad con Energías Renovables. (2008).

Decreto Supremo N°058, Ratificación del Acuerdo de París. (2016).

Del Pozo, C. (2014). *Transferencias monetarias condicionadas, crédito agropecuario y acumulación de activos productivos de los hogares rurales en el Perú*. Centro de Estudios Regionales Andinos Bartolomé de las Casas, Consorcio de Investigación Económica y Social. Lima: CIES.

Del Pozo, C. (2016). *Brecha de género en el valor económico de las unidades agropecuarias en el Perú*. Universidad Nacional de la Plata, Departamento de Economía. Lima: CIES.

Dirección de Supervisión-Osinergmin. (2019). *Ficha Técnica Central Solar Intipampa*.

Dirección de Supervisión-Osinergmin. (2019). *Ficha Técnica Central Solar Rubí*.

Echevarría, S. (1994). *Teoría de la economía de la empresa*. España.
https://books.google.com.pe/books?id=4Quf0YnWVfYC&pg=PA97&dq=teoria+de+la+produccion+concepto&hl=es19&sa=X&ved=0ahUKEwii5I_g2uvUAhXFKi

El Periodico de la Energía. (2019). *La turbina eólica más potente del mundo de 20 MW*.

Enel. (2018). *ENEL*. Obtenido de <https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/rubi-la-central-solar-de-enel-mas-grande-del-peru.html>

Engie. (2018). *ENGIE*. Obtenido de <https://engie-energia.pe/?noticias=engie-pone-en-operacion-comercial-la-central-solar-intipampa-en-peru-con-la-presencia-de-la-ceo-mundial-del-grupo-isabelle-kocher>

- Entraigas, I., Varni, M., Rivas, R., & Usunoff, E. (1994). *Gestión integral de los recursos hídricos en el partido de Salliquelo Argentina 2. Regionalización ecológica y vulnerabilidad del acuífero*. Buenos Aires.
- Fairlie, A. (2008). *Asociación de pequeños productores y exportaciones de banano orgánico en el valle del Chira*. Consorcio de Investigación Económica y Social, Programa de Comercio y Pobreza de Latinoamerica. Lima: CIES.
- FONAM. (s.f.). *PORTAL WEB Fondo Nacional del Ambiente-Perú*. Obtenido de <http://fonamperu.org.pe/que-es-el-mecanismo-de-desarrollo-limpio/>
- Forbes, K. F. (2019). Energía eólica, precio de los derechos de emisión de carbono y emisiones de CO2: evidencia de Irlanda. *Energy Policy*.
- Foster, P. e. (2007). Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing. *The Physical Science Basics*, 211-216.
- García Carpio, R., Dammert Lira, A., & Molinelli Aristondo, F. (2008). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*.
- García Howell, D. (2011). *Evaluación del uso de diferentes metodologías para el cálculo del factor de emisión de gases de efecto invernadero del SEIN para su aplicación en proyectos de reducción de carbono en proyectos de hidroeléctricos de pequeña escala*. Lima.
- García, G. (2013). *Huella de Carbono*.
- Gavidia, P. (2015). *Determinantes y efectos del riego tecnificado: un análisis económico para la sierra norte de La Libertad*. Universidad de San Martín de Porres - Instituto Perú, Consorcio de Investigación Económica y Social. Lima: CIES.
- Hernández R, Fernández, C., & Baptista, M. (2014). *Metodología de la investigación* (Sexta ed.). México., México D.F., México: McGraw-Hill.



- Higgins, P. (2014). Impacto del error de pronóstico de energía eólica marina en un mercado de electricidad con restricciones de carbono. *Energy*, 1-11.
- Huamani, A., & Franco, Y. (2012). *Plan de desarrollo para el turismo alternativo en Concesión Castañera del sector Santa Julia, distrito de Las Piedras, Tambopata, margen derecha de la carretera interoceánica de Madre de Dios*. Tesis , Universidad Nacional Amazónica de Madre de Dios, Departamento de Ecoturismo, Puerto Maldonado.
- Instituto Nacional de Estadística e Informática. (2015). *Población 2010-2015 Instituto Nacional de Estadística e Informática*. Recuperado el 02 de 07 de 2017, de <http://proyectos.inei.gob.pe/web/poblacion/>
- IPCC. (2014). Cambio climático 2014 "Informe de Síntesis".
- IPCC. (2014). Sumary for polycimakers, climate change 2014:mitigation of climate change.Contribution of working Group III to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. *Intergovermental Panel on Climate Change*.
- IPPC. (2001). *Tercer informe de evaluación Cambio Climatico 2001.La Base cientifica.Resumen para responsables de políticas y resumen tecnicos*. Shangai, China.
- IPPC. (2007). *Informe de Sintesis.Contribucion de los Grupos de trabajo I,II Y IIIal cuarto Informe de evaluación del Grupo Interghbernamental de Expertos sobre el Cambio Climático*. Ginebra.
- Isaza, J. (2008). *Cadenas productivas enfoques y precisiones conceptuales*. Facultad de Administración de Empresas de la Universidad Externado de Colombia, Observatorio de Entorno de los Negocios, Colombia.
- Kiely, G. (1999). Fundamentos, entornos,tecnologías y sistemas de gestión. *II*, 453-489.



- Lenin, H., & Oscullo, J. (2016). Factor Anual de Emisión de CO₂ Producido por el Parque Generador del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, Mediante la Aplicación de la Metodología de la Convención Marco sobre el Cambio Climático UNFCCC, para el Periodo 2009-2014. *Revista Politécnica*.
- Li, J. (2020). Investigación sobre el beneficio de reducción de emisiones de carbono del proyecto de energía eólica basada en la teoría de evaluación del ciclo de vida. *Renewable Energy*, 456-468.
- Lira, A. D. (s.f.). *Generación eléctrica con energías renovables no convencionales: el mecanismo de subastas*.
- López, M., Veigas, M., & G.Iglesias. (2015). On the wave energy resource of Peru. *Energy Conversion and Management*, 34-40.
- Mankiw, G., & Taylor, M. (2014). *Economía*. España: Paraninfo.
<https://books.google.com.pe/books?id=DV5IDgAAQBAJ&pg=PA104&dq=concepto+de+la+oferta+economia+mankiw&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwi19>
- Mattos, J. L. (15 de 06 de 2015). *Aprovechamiento económico de los recursos arqueológicos de la costa norte del Perú como alternativa de crecimiento del producto turístico*.
<http://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/123456789/594>
- Méndez, J. (2011). *La economía en la empresa*. México, D. F., México: Mc Graw Hill.
- MINAM. (2019). *Reglamento de la Ley N° 30754, Ley Marco sobre Cambio Climático*.
- MINEM. (2012). Electricity subsector-promotion document 2012.
- MINEM. (2014). Anuario ejecutivo de electricidad 2013.
- MINEM. (2018). *Boletín Mensual de Energías Renovables*.
- Minem, M. d. (2019). *Balance Nacional de Energía*. Lima.
- Ministerio de Comercio Exterior y Turismo. (06 de 2004). *Perx_Ancash Plan Estratégico*.
 Recuperado el 02 de 07 de 2017, de Ministerio de Comercio Exterior y Turismo:

[http://www.mincetur.gob.pe/wp-](http://www.mincetur.gob.pe/wp-content/uploads/documentos/comercio_exterior/Sites/Pecex/avance_regiones/Ancash/PERX_Ancash.pdf)

[content/uploads/documentos/comercio_exterior/Sites/Pecex/avance_regiones/Ancash/PERX_Ancash.pdf](http://www.mincetur.gob.pe/wp-content/uploads/documentos/comercio_exterior/Sites/Pecex/avance_regiones/Ancash/PERX_Ancash.pdf)

Ministerio de Transportes y Comunicaciones. (10 de 2003). *"PVPP_Huari Plan Vial Provincial de Huari"*. Recuperado el 07 de 2017, de Ministerio de Transportes y Comunicaciones:

http://www.proviasdes.gob.pe/planes/ancash/pvpp/PVPP_Huari.pdf

Municipalidad Provincial de Huari. (s.f.). *provincia-de-huari-y-sus-distritos*.

<http://www.munihuari.gob.pe/web/index.php/provincia/distritos/252-provincia-de-huari-y-sus-distritos>

Municipalidad Provincial de San Marcos. (02 de 2008).

PlanDesarrolloLocal2007_2021DistritoSanMarcos *Macrogestión*.

[http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con4_uibd.nsf/C0ED386942F5113405257D16005A24E8/\\$FILE/PlanDesarrolloLocal2007_2021DistritoSanMarcos.pdf](http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con4_uibd.nsf/C0ED386942F5113405257D16005A24E8/$FILE/PlanDesarrolloLocal2007_2021DistritoSanMarcos.pdf)

Navarro, S. (2006). *Las TICs y el enfoque de Sen: identificando nuevas capacidades en el medio rural*. Universidad de Piura. Piura: Consorcio de Investigación Económica y Social.

Noura, Y. (2013). Una proyección del consumo de energía y las emisiones de dióxido de carbono en el sector de la electricidad para Arabia Saudita: el caso de la captura y almacenamiento de carbono y la energía solar fotovoltaica. *Energy Policy*, 681-695.

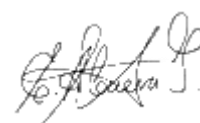
Olivieri, L. (2020). Contribución de la generación distribuida fotovoltaica a la transición hacia un suministro libre de emisiones al campus universitario: técnico,viabilidad



- económica y reducción de emisiones de carbono en la Universidad Politécnica de Madrid. *Renewable Energy* 162, 1703-1714.
- Osinermin. (2016). *La Industria de la Electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento del país*. Lima.
- Osinermin. (2017). *La Industria de la Energía Renovable en el Perú: 10 años de Contribución a la Mitigación al Cambio Climático*.
- Osinermin. (2019). *Energías Renovables: Experiencia y Perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética*.
- Osinermin, O. S. (2011). *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*.
- Paris, A. d. (s.f.). Paris.
- Perú, R. d. (2015). Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional de La República del Perú. 12. Perú.
- Pindyck, R., & Rubinfeld, D. (2013). *Microeconomía*. España: Pearson. Recuperado el 02 de julio de 2017
- Programa Redes Sostenibles para la Seguridad Alimentaria -REDESA de CARE Perú. (2005). *formación y fortalecimiento de cadenas productivas agrarias en Ancash*. (M. E. Trujillo, Ed.) Lima: SINCO EDITORES.
<http://www.care.pe/pdfs/cinfo/libro/FormacionFortalecimientoCadenasProductivas.pdf>
- Protocolo de Kyoto. (1997). Kyoto, Japón.
- Ramírez-Osinermin, R. M. (2011). PERÚ: SUBASTA DE ENERGÍAS RENOVABLES.
- Ren, F.-r. (2020). Análisis de la contribución y la eficiencia de la reducción de las emisiones de CO₂ de la industria solar fotovoltaica de China: basado en la perspectiva Input-Output. *Energy*, 117493.



- Ruiz, A. (2010). *Economía de la Regulación de la Actividad de Generación y Mercado Mayorista*. Montevideo, Uruguay.
- Salas, V. (2016). *El rol de la asociatividad en la participación comercial de los productores agrarios: el caso de Piura*. Universidad de San Martín de Porres, Consorcio de Investigación Económica y Social. Lima: CIES.
- Song, Y. (2020). Vinculación del mercado del carbono y el mercado de la electricidad para promover la paridad de red de la electricidad fotovoltaica en China. *Energy*.
- Trivelli, C. (1997). *Crédito en los hogares rurales del Perú*. Consorcio de Investigación Económica y Social. Lima: CIES.
- Vithayasrichareon, P., & MacGill, I. F. (2013). Evaluación del valor de la generación eólica en futuras industrias eléctricas con limitaciones de carbono. *Energy Policy*, 400-412.
- Wang, M. (2018). Potencial de reducción de emisiones de carbono y viabilidad financiera de generación de energía fotovoltaica en tejados urbanos en Beijing. *Journal of Cleaner Production* 203, 1119-1131.
- Wenham, Green, & Watt. (2012). *Applied Photovoltaics. UK AND USA: Science Publisher*.
- Xie, J. (2020). Evaluaciones de huella de carbono y análisis energético de tres parques eólicos. *Journal of Cleaner Production*.



Anexos

- Anexo 1:** Mapa de Irradiancia Solar promedio anual
- Anexo 2:** Mapa Eólico del Perú -Viento Medio Anual
- Anexo 3:** Primera Subasta RER-Adjudicados Biomasa, Eólica y Solar
- Anexo 4:** Segunda Subasta RER-Adjudicados Biomasa, Eólica y Solar
- Anexo 5:** Tercera Subasta RER-Adjudicados Hidroeléctricas
- Anexo 6:** Cuarta Subasta RER-Adjudicados Biomasa, Eólica y Solar

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'C. J. Guerra S.', located in the bottom right corner of the page.

Anexo 1

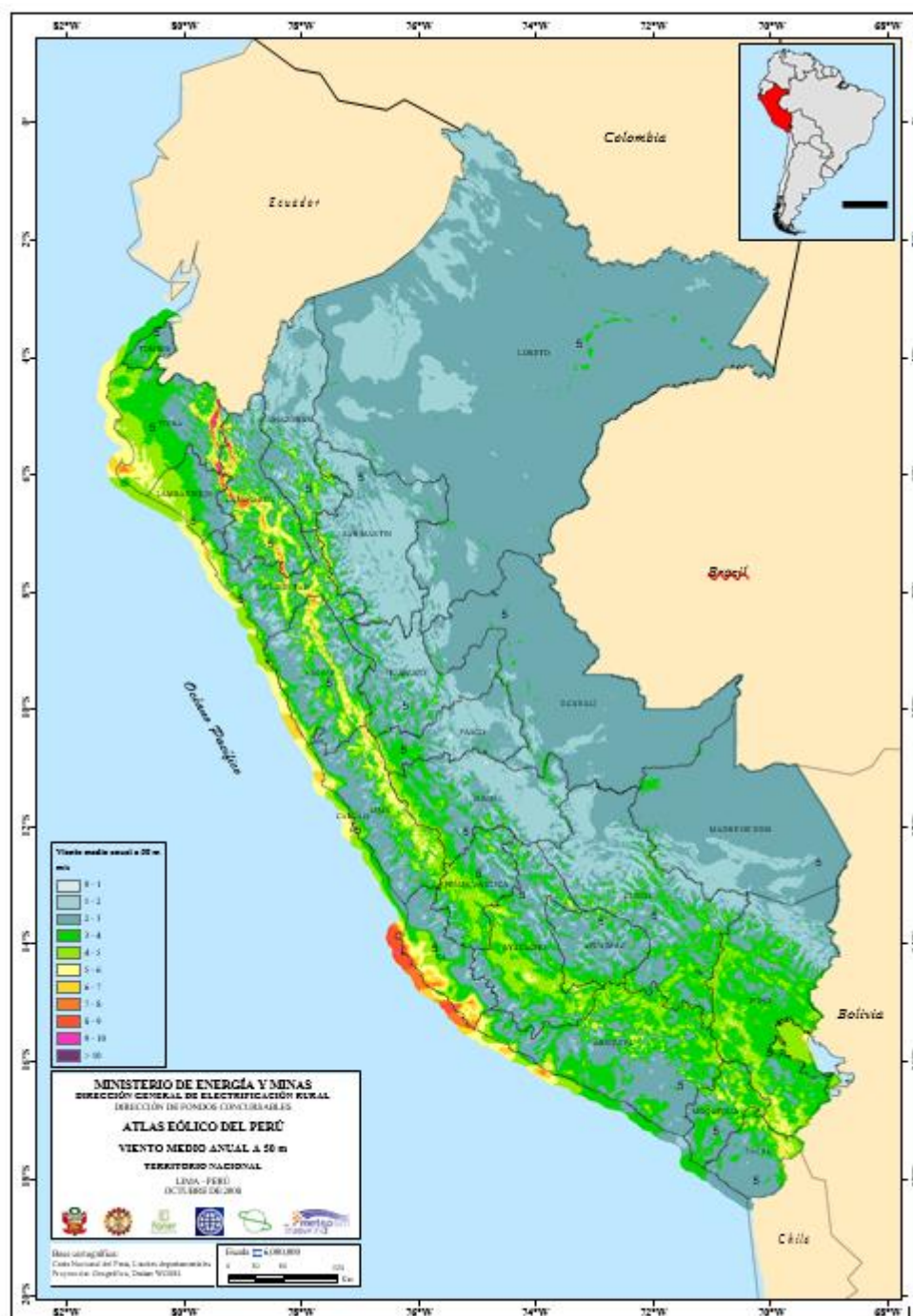
Mapa de Irradiancia Solar promedio anual



[Firma manuscrita]

Anexo 2

Mapa Eólico del Perú - Viento Medio Anual



L. Alvarado S.

Anexo 3

Primera Subasta RER-Adjudicados Biomasa, Eólica y Solar

ANEXO 2: ADJUDICATARIOS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR

Tecnología	Postor	Proyecto	Punto de Suministro	Precio Ofertado (Ctv US\$/kWh)	Potencia a instalar (MW)	Factor de planta (%)	Energía Ofertada (GWh/año)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% mín Energía Adjudicación Parcial	Fecha de Puesta en operación comercial	Condición
Biomasa	Agro Industrial Paramonga S.A.A.	Central de Cogeneración Paramonga I	Paramonga Existente 138 kV	5,200	23,000	57,000%	115,000	115,000		31/03/2010	Adjudicado en 1ª Ronda
Biomasa	Petramas S.A.C.	Huaycoloro	Cajamarquilla 220 kV	11,000	4,400	73,000%	28,295	28,295		01/07/2011	Adjudicado en 1ª Ronda
Eólica	Consorcio "Cobra Perú S.A. / Perú Energía Renovable S.A."	Marcona	Marcona 220 kV	6,552	32,000	52,930%	148,378	148,378		01/12/2012	Adjudicado en 1ª Ronda
Eólica	Energía Eólica S.A.	Central Eólica Talara	Talara 220 kV	8,700	30,000	46,000%	119,673	119,673		29/06/2012	Adjudicado en 1ª Ronda
Solar	Consorcio Panamericana Solar 20TS (Grupo T-Solar Global, S.A. / Solarpack Corporación Tecnología, S.L.)	Panamericana Solar 20TS	Ilo ELP 138 kV	21,500	20,000	28,900%	50,676	50,676		30/06/2012	Adjudicado en 1ª Ronda
Solar	Grupo T-Solar Global, S.A.	Majes Solar 20T	Repartición 138 kV	22,250	20,000	21,500%	37,630	37,630		30/06/2012	Adjudicado en 1ª Ronda
Solar	Grupo T-Solar Global, S.A.	Repartición Solar 20T	Repartición 138 kV	22,300	20,000	21,400%	37,440	37,440		30/06/2012	Adjudicado en 1ª Ronda
Solar	Consorcio Tacna Solar 20TS (Grupo T-Solar Global, S.A. / Solarpack Corporación Tecnología, S.L.)	Tacna Solar 20TS	Tacna (Los Héroes) 66 kV	22,500	20,000	26,900%	47,196	47,196		30/06/2012	Adjudicado en 1ª Ronda
Eólica	Energía Eólica S.A.	Central Eólica Cupisnique	Guadalupe 220 kV	8,500	80,000	43,000%	302,952	302,952	75,000%	29/06/2012	Adjudicado en 2ª Ronda

ANEXO 4: ADJUDICATARIOS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR

Tecnología	Postor	Proyecto	Punto de Suministro	Precio Ofertado (Ctv US\$/kWh)	Potencia a instalar (MW)	Factor de planta (%)	Energía Ofertada (GWh/año)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% mín Energía Adjudicación Parcial	Fecha de Puesta en operación comercial	Condición	Observación
Solar	Wind & Alternative Energy, - W&AE	Plan Solar Piura	Piura Oeste 220 kV	29,500	1,000	24,000%	2,100		50,000%	30/06/2012	Descartado	(A)
Solar	Energía Alternativa Solar S.A.	Central Solar Fotovoltaica Arequipa	Arequipa 138 kV	35,000	20,000	20,550%	36,000			29/06/2012	Descartado	(A)
Eólica	Andina Energías Renovables E.I.R.L.	Central Eólica Cañón Charcani	Santuario 138 kV	12,710	15,000	77,120%	88 891 074,190		80,000%	01/07/2011	Descartado	(C) (F)
Eólica	Eólica Troy S.A.C.	Yauca Norte	Marcona 220 kV	122,000	18,000	30,000%	47,304			31/12/2012	Descartado	(A)
Eólica	Consorcio "Cobra Perú S.A. / Perú Energía Renovable S.A."	Talara	Talara 220 kV	9,870	14,400	45,130%	56,938			01/12/2012	Descartado	(B)

- (A) Supera Precio Máximo
 (B) Supera Máxima Inyección de Potencia en la Barra
 (C) Barra no comprendida en cuadro del Anexo 8-1
 (D) Barra no comprendida en cuadro del Anexo 8-2
 (E) Supera Fecha Máxima de Puesta en Operación Comercial
 (F) Garantía de Seriedad de Oferta (No Equivalente)

Anexo 4

Segunda Subasta RER- Adjudicados Biomasa, Eólica y Solar

ANEXO 2: ADJUDICATARIOS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (US\$/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Factor de Planta (%)	Energía Ofertada Anual (GWh)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% mín Energía Adjudicación Parcial	Fecha de Puesta en Operación Comercial	Condición
Biomasa Residuos Urbanos	CONSORCIO ENERGIA LIMPIA	La Gringa V	Lima 220 kV	99,99	2,00	80,00%	14,02	14,02	50,00%	31/07/2014	Adjudicado
Eólica	CONSORCIO TRES HERMANAS	Parque Eólico Tres Hermanas	Marcona 220 kV	69,00	90,00	52,73%	415,76	415,76		31/12/2014	Adjudicado
Solar	SOLARPARK CORPORATION TECNOLÓGICA S.L.	MOQUEGUA FV	Ilo ELP 138 kV	119,90	16,00	30,50%	43,00	43,00	50,00%	31/12/2014	Adjudicado

ANEXO 4: NO ADJUDICATARIOS BIOMASA, EÓLICAS, SOLAR E HIDROELÉCTRICAS

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (US\$/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Factor de Planta (%)	Energía Ofertada Anual (GWh)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% mín Energía Adjudicación Parcial	Condición	Observación
Biomasa Residuos Agroindustriales	MAPLE BIOCOMBUSTIBLE S.R.L.	Planta de Cogeneración de Maple Bicomcombustibles	Pura Oeste 220 kV	69,50	37,50	88,00%	227,76		77,00%	Descartado	(F)
Eólica	GENERADORA EOLICA INKA I S.A.	PE Inka I-A	Talara 220 kV	69,50	32,00	47,50%	128,16		50,00%	Descartado	(A)
Eólica	GENERADORA EOLICA INKA II S.A.	PE Inka II	Guadalupe 220 kV	73,00	34,20	46,30%	131,92		25,00%	Descartado	(A)
Eólica	ENERGIA RENOVABLE DEL CENTRO S.A.	San Juan de Marcona	Marcona 220 kV	76,90	78,00	43,74%	298,87			Descartado	(A)
Eólica	NORWIND S.A.C	Cerro de Chocan	Pura Oeste 220 kV	79,90	60,00	51,20%	238,68			Descartado	(A)
Eólica	ENERGIA RENOVABLE DEL NORTE S.A.	Talara II	Talara 220 kV	91,60	39,00	40,41%	138,06		94,26%	Descartado	(A)
Solar	SUNEDISON	Perú Monquegua Solar 1	Montalvo 138 kV	139,07	17,80	28,96%	43,00			Descartado	(A)
Solar	SOLARG N-GAGE S.A.	Planta Solar Fotovoltaica Repartición I	Repartición 138 kV	169,45	20,00	22,00%	43,00		60,00%	Descartado	(A)
Solar	GRUPO T SOLAR GLOBAL S.A.	TOLAR LA JOYA 20	Repartición 138 kV	190,00	20,00	21,40%	37,50		50,00%	Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 1	Montalvo 138 kV	206,54	3,02	25,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 2	Montalvo 138 kV	207,48	3,02	25,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 3	Montalvo 138 kV	208,43	3,02	25,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 4	Montalvo 138 kV	209,37	3,02	25,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 5	Montalvo 138 kV	210,42	3,02	25,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 6	Montalvo 138 kV	210,53	3,02	25,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 7	Montalvo 138 kV	210,95	3,02	25,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 8	Montalvo 138 kV	210,95	3,02	25,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO CELEO-INTEC	Marcona Fotovoltaica del Perú	Marcona 220 kV	297,00	20,00	21,93%	38,42			Descartado	(A)
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA JUNIN SAC	Central Hidroeléctrica Runtallu II	Huayucachi 220 kV	56,45	19,10	70,00%	95,00			Descartado	(A)
Hidroeléctrica	AGUAS Y ENERGIA PERU SA	CH PIAS 1	Huailanca 138 kV	56,99	12,60	85,00%	72,00		50,00%	Descartado	(A)
Hidroeléctrica	MPJ CONSULTING S.A.C	C.H. Campanayoc	Manitara 220 kV	58,40	3,40	85,00%	25,32			Descartado	(A)
Hidroeléctrica	CONSORCIO ELECTRICO DE VILLAGUAY S.A.C	COELVIDORO1	Huacho 220 kV	58,99	1,60	89,50%	12,17		80,00%	Descartado	(A)
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	Central Hidroeléctrica Santa Cruz III	Huailanca 138 kV	59,50	3,00	63,50%	16,00			Descartado	(A)
Hidroeléctrica	EMP. DE GENER. HIDROELECTRICA DE CHANCAY SAC	Minicentral Hidroeléctrica Patate	Chilayo Oeste 220 kV	59,50	1,00	75,00%	7,00			Descartado	(A)
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA LANGUI S.A.	Langui II	Combapata 138 kV	61,00	2,90	72,30%	15,70			Descartado	(A)
Hidroeléctrica	VELCAN ENERGY PERU S.A.C	Central Hidroeléctrica Ullucano	Cajamarca 220 kV	62,50	15,00	70,00%	78,84			Descartado	(A)
Hidroeléctrica	ALUZ C&O PERU S.A.C.	SAN LORENZO	Cartujquero 138 kV	69,50	6,00	72,00%	42,00			Descartado	(A)



Ruth Mercedes Ramos Rivas
NOTARIA DE LIMA

- (A) Excede Energía Requerida y/o Capacidad Admisible de Potencia
(B) Supera Máxima Inyección de Potencia en la Barra
(C) Barra no comprendida en cuadro del Anexo 5-1
(D) Barra no comprendida en cuadro del Anexo 5-2
(E) Supera Fecha Máxima de Puesta en Operación Comercial
(F) Supera Precio Máximo

[Firma]

Anexo 5

Tercera Subasta RER-Adjudicados Hidroeléctricas



ANEXO 2: RELACIÓN DE POSTORES ADJUDICADOS

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (US\$/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Factor de Planta (%)	Energía Ofertada Anual (GWh)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% min Energía Adjudicación Parcial	Condición
Hidroeléctrica	HUALUPA POWER GROUP S.A. C.H. YARUCAYA	Huachó 220 kV		50.50	16.50	0.80	115.00	115.00	0.9	Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA ELECTRICA AGUA A C.H. POTOSI	Cajamarca 220 kV		51.77	19.90	0.80	134.21	134.21	0.8	Adjudicado
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS A/ C.H. HYDRIKA 5	Huallanca 138 kV		53.90	10.00	0.84	57.93	57.93	0.8	Adjudicado
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS A/ C.H. HYDRIKA 3	Huallanca 138 kV		53.90	10.00	0.78	50.81	50.81	0.8	Adjudicado
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS A/ C.H. HYDRIKA 2	Huallanca 138 kV		54.50	4.00	0.78	20.02	20.02	0.8	Adjudicado
Hidroeléctrica	ANDEAN POWER S.A. C.H. CARHUAC	Callahuana 220 kV		54.80	15.80	0.71	97.00	97.00	0.75	Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA ESPERANZA ENERGY C.H. NUEVA ESPERANZA	Tingo María 138 kV		54.87	9.34	0.68	0.05	0.05		Adjudicado
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS A/ C.H. HYDRIKA 1	Huallanca 138 kV		54.90	6.80	0.81	35.51	35.51	0.8	Adjudicado
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS A/ C.H. HYDRIKA 4	Huallanca 138 kV		55.50	8.00	0.82	44.79	44.79	0.8	Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. RANATULLO II	Huayucachi 220 kV		55.59	19.00	0.67	80.00	80.00	0.5	Adjudicado
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA KARPA S.A. C.H. Karpa	Vicosma 220 kV		55.70	19.00	0.78	115.00	115.00		Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. MUCHAPATA	Tingo María 138 kV		55.87	8.10	0.84	0.05	0.05		Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. COLCA	Huayucachi 220 kV		56.89	12.05	0.70	70.20	70.20	0.5	Adjudicado
Hidroeléctrica	ELECTRO ZANA S.A.C. C.H. Zaña 1	Chilayo Oeste 220 kV		57.50	13.20	0.70	80.94	80.94		Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. CHILCAY	Huayucachi 220 kV		57.53	12.01	0.70	69.96	69.96	0.5	Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. HUASICHAN	Huayucachi 220 kV		58.89	6.25	0.70	36.41	36.41	0.5	Adjudicado
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA LAGUNA AZ C.H. Laguna Azul	Callali 138 kV		62.00	20.00	0.82	130.00	130.00	0.846	Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. CHAUPUYACU	Tingo María 138 kV		63.88	11.70	0.84	0.08	0.08		Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. SANTA LORE	Huánuco 138 kV		64.80	18.70	0.87	140.00	140.00	0.75	Adjudicado



ANEXO 3: POSTORES DE LA 3ª SUBASTA DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (US\$/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Factor de Planta (%)	Energía Ofertada Anual (GWh)	% min Energía Adjudicación Parcial	Garantía de Seriedad de Oferta (US\$)
Hidroeléctrica	NUEVA ESPERANZA ENERGY C.H. NUEVA ESPERANZA	Tingo María 138 kV		54.87	9.34	0.68	0.05		467000
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS A/ C.H. VELILLE	Cusco 138 kV		70.00	19.60	0.60	81.92		980000
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS A/ C.H. HYDRIKA 6	Huallanca 138 kV		70.00	9.00	0.82	48.67	0.8	450000
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS A/ C.H. HYDRIKA 3	Huallanca 138 kV		53.90	10.00	0.78	50.81	0.8	100000
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS A/ C.H. HYDRIKA 1	Huallanca 138 kV		54.90	6.80	0.81	35.51	0.8	330000
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS A/ C.H. HYDRIKA 2	Huallanca 138 kV		54.50	4.00	0.78	20.02	0.8	200000
Hidroeléctrica	EMPRESA ELECTRICA AGUA A C.H. POTOSI	Cajamarca 220 kV		51.77	19.90	0.80	134.21	0.6	995000
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS A/ C.H. HYDRIKA 5	Huallanca 138 kV		53.90	10.00	0.84	57.93	0.8	500000
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS A/ C.H. HYDRIKA 4	Huallanca 138 kV		55.50	8.00	0.82	44.79	0.8	600000
Hidroeléctrica	HUALUPA POWER GROUP S.A. C.H. YARUCAYA	Huachó 220 kV		50.50	16.50	0.80	115.00	0.9	825000
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. SANTA LORE	Huánuco 138 kV		64.80	18.70	0.87	140.00	0.75	950000
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. HUASICHAN	Huayucachi 220 kV		58.89	6.25	0.70	36.41	0.5	112500
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA KARPA S.A. C.H. Karpa	Vicosma 220 kV		55.70	19.00	0.78	115.00		990000
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. RANATULLO II	Huayucachi 220 kV		55.59	19.00	0.67	80.00	0.5	950000
Hidroeléctrica	HIM INGENIEROS LTDA SUD. C.H. Ajma	Mantaro 220 kV		75.00	20.00	0.78	145.00		1000000
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA LAGUNA AZ C.H. Laguna Azul	Callali 138 kV		62.00	20.00	0.82	130.00	0.846	1000000
Hidroeléctrica	ANDEAN POWER S.A. C.H. CARHUAC	Callahuana 220 kV		54.80	15.80	0.71	97.00	0.75	700000
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. CHILCAY	Huayucachi 220 kV		57.53	12.01	0.70	69.96	0.5	600000
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. COLCA	Huayucachi 220 kV		56.89	12.05	0.70	70.20	0.5	602500
Hidroeléctrica	EGEJUNIN-TULUMAYO III SAC C.H. Tulumayo III	Huayucachi 220 kV		69.99	19.00	0.61	100.00		970000
Hidroeléctrica	ELECTRO ZANA S.A.C. C.H. Zaña 1	Chilayo Oeste 220 kV		57.50	13.20	0.70	80.94		660000
Hidroeléctrica	NUEVA ESPERANZA ENERGY C.H. MUCHAPATA	Tingo María 138 kV		55.87	8.10	0.84	0.05		450000
Hidroeléctrica	NUEVA ESPERANZA ENERGY C.H. CHAUPUYACU	Tingo María 138 kV		63.88	11.70	0.84	0.08		580000
Hidroeléctrica	CONSORCIO ELECTRIC DE V.C.H. COELVIDOR	Huachó 220 kV		53.50	15.00	0.84	110.00	0.5	700000

ANEXO 3: RELACION DE POSTORES NO ADJUDICADOS

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (US\$/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Factor de Planta (%)	Energía Ofertada Anual (GWh)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% min Energía Adjudicación Parcial	Condición	Observación
Hidroeléctrica	CONSORCIO ELECTRIC DE V.C.H. COELVIDOR	Huachó 220 kV		53.50	15.00	0.84	110.00		0.5	Descartado	(C)
Hidroeléctrica	EGEJUNIN-TULUMAYO III SAC C.H. Tulumayo III	Huayucachi 220 kV		69.99	19.00	0.61	100.00			No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS A/ C.H. VELILLE	Cusco 138 kV		70.00	19.60	0.60	81.92			No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS A/ C.H. HYDRIKA 6	Huallanca 138 kV		70.00	9.00	0.82	48.67		0.8	No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	HIM INGENIEROS LTDA SUD. C.H. Ajma	Mantaro 220 kV		75.00	20.00	0.78	145.00			No Adjudicado	(A)

- (A) Excede Energía Requerida
(B) Barra no comprendida en cuadro del Anexo 8
(C) Garantía de Seriedad de Oferta (No Equivalente)

Anexo 6

Cuarta Subasta RER-Adjudicados Biomasa, Eólica y Solar

Ruth Mercedes Ramos Perea
NOTARIA DE IMA

ANEXO 1.2: RELACION DE POSTORES ADJUDICADOS - PRIMERA RONDA (TECNOLOGÍAS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR)

Tecnología	Postor	Proyecto	Barras de Oferta	Precio Mínimo (USD/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Energía Ofertada Anual (GWh)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% mín Energía Adjudicación Parcial	Condición
Biomasa Residuos Urb. Biogás	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGIA LIMPA S.A.C.	CT. BIOMASA CALLAO	Ventanas 220 kV	77.00	2.00	14.500	14.500		Adjudicado
Biomasa Residuos Urb. Biogás	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGIA LIMPA S.A.C.	CT. BIOMASA HUAYACOLORO II	Santa Rosa 220 kV	77.00	2.00	14.500	14.500		Adjudicado
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca	Poroma 220 kV	37.83	126.00	573.000	573.000	92.13%	Adjudicado
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Rubi	Montalvo 220 kV	47.98	144.48	415.000	415.000	95.90%	Adjudicado

Ruth Mercedes Ramos Perea
NOTARIA DE IMA

ANEXO 1.3: RELACION DE POSTORES NO ADJUDICADOS - PRIMERA RONDA (TECNOLOGÍAS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR)

Tecnología	Postor	Proyecto	Barras de Oferta	Precio Mínimo (USD/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Energía Ofertada Anual (GWh)	% mín Energía Adjudicación Parcial	Condición	Observación
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 2	Poroma 220 kV	37.85	114.00	527.925	90.30%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 3	Poroma 220 kV	38.35	102.00	476.728	91.92%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 4	Poroma 220 kV	38.40	93.00	438.209	91.13%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 5	Poroma 220 kV	39.39	84.00	396.357	90.41%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Parque Eólico Tiviller	Poroma 220 kV	39.45	128.80	566.753		No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 6	Poroma 220 kV	40.15	75.00	381.060	89.42%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 7	Poroma 220 kV	40.99	66.00	322.880	87.98%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 8	Poroma 220 kV	41.99	57.00	281.173	90.19%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 10	Poroma 220 kV	43.77	51.00	253.599	89.01%	No Adjudicado	(A)
Eólica	OR PAINO S.A.C.	Parque Eólico Huambos	Carhuapampa 138 kV	46.79	18.00	84.600	40.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Rubi 2	Montalvo 220 kV	47.99	137.44	397.985	91.47%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Rubi 3	Montalvo 220 kV	48.00	123.34	366.049	91.46%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Rubi 4	Montalvo 220 kV	48.01	112.77	332.953	90.65%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Rubi 5	Montalvo 220 kV	48.02	102.20	301.838	91.67%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Rubi 6	Montalvo 220 kV	48.49	91.82	276.688	92.33%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	ENE San José 5	San José 500 kV	48.50	120.00	311.546	67.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Intipampa	Moquegua 138 kV	48.50	40.00	106.404		No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Rubi 7	Montalvo 220 kV	49.49	81.00	255.460	91.69%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Rubi 8	Montalvo 220 kV	49.99	74.00	234.222	90.00%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Parque Eólico Duna	Carhuapampa 220 kV	51.79	18.00	81.000	40.00%	No Adjudicado	(A)
Eólica	INVERGY PERU WIND S.R.L.	José Oufuentes	Raquea 220 kV	52.60	90.00	353.548	92.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	FOTOWATT RENEWABLE VENTURES B.V.	FVR Perú Héroes I	Tacna (Los Héroes) 220 kV	52.99	70.00	190.240	57.10%	No Adjudicado	(A)
Eólica	INVERGY PERU WIND S.R.L.	Cerro Chocan	Piura Oeste 220 kV	53.95	80.00	281.757	77.50%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.	Parque Eólico San Juan	Marcona 220 kV	54.67	99.00	402.336		No Adjudicado	(A)
Solar	ENERGYSUN I PERU S.A.C.	Energysun I Perú	Majes 138 kV	54.99	80.00	250.250		No Adjudicado	(A)
Eólica	CONSORCIO ALDENIER - PETROMONT	CE La Brea	Purillan 220 kV	55.90	60.00	221.443	68.78%	No Adjudicado	(A)
Eólica	CONSORCIO TOROCCO NORTE	Parque Eólico Toroocco Norte	Marcona 220 kV	56.05	55.00	228.153		No Adjudicado	(A)
Eólica	CONSORCIO TOROCCO SUR	Parque Eólico Toroocco Sur	Marcona 220 kV	56.06	44.00	182.418		No Adjudicado	(A)
Eólica	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MARCONA S.A.	Pampa Caracoles IV	Poroma 220 kV	56.15	60.00	188.067		No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita	EI Pedregal 138 kV	56.18	67.72	196.572	90.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	SOLARPACK PERU S.A.C.	La Joya Solar	San José 500 kV	56.25	80.00	220.000	75.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	OR CORTARRAMA S.A.C.	Parque Fotovoltaico Matarrani	Reparación 138 kV	56.79	65.00	259.037	23.50%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita 2	EI Pedregal 138 kV	57.17	60.59	178.715	88.89%	No Adjudicado	(A)
Solar	HANWHA Q CELLS PERU S.A.C.	PV HOC 2	Majes 138 kV	58.87	40.00	112.040	50.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita 3	EI Pedregal 138 kV	58.91	53.46	158.858	88.47%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 11	Poroma 220 kV	59.00	45.00	225.725	87.16%	No Adjudicado	(A)
Solar	SOLARPACK PERU S.A.C.	La Joya Solar II	San José 500 kV	59.25	40.00	110.000		No Adjudicado	(A)
Solar	ENERGIA IV PERU S.A.C.	Rosario Solar	Is3 138 kV	59.46	40.00	119.860	50.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	HANWHA Q CELLS PERU S.A.C.	PV HOC 3	Tacna (Los Héroes) 220 kV	59.87	40.00	98.098	25.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	CONSORCIO DE NUEVA ENERGIA SOLAR PERU	Nacacot	Poroma 220 kV	59.88	153.00	415.000	78.31%	No Adjudicado	(A)
Solar	CONSORCIO CONFORMADO POR CANADIAN SOLAR INC. Y RE CUEY HOLDINGS LLC	CS Sachaca	Reparación 138 kV	59.88	40.00	119.526	90.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	CONSORCIO LAS DUNAS	Central Solar Las Dunas	Ica 220 kV	59.90	150.00	395.781		No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita 4	EI Pedregal 138 kV	60.54	49.90	140.550	92.88%	No Adjudicado	(A)
Solar	IC POWER SOUTHERN TERMINALS S.A.	IC Power Solar	Tacna (Los Héroes) 220 kV	60.58	70.00	196.529	78.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENERGIA CLEAN POWER DEVELOPMENT PERU S.R.L.	Puno	Puno 138 kV	60.60	40.00	115.575	92.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENERGIA IV PERU S.A.C.	Cerro Blanco Solar	Montalvo 500 kV	60.96	29.00	58.090	75.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita 5	EI Pedregal 138 kV	62.12	42.77	130.510	92.31%	No Adjudicado	(A)
Solar	HANWHA Q CELLS PERU S.A.C.	Central Solar LVR I	Reparación 138 kV	62.87	20.00	56.217		No Adjudicado	(A)
Solar	CONSORCIO CHACHANI	CSF Continuo Chachani	San José 500 kV	62.98	100.00	296.634	60.00%	No Adjudicado	(A)

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (USD/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Energía Ofertada Anual (GWh)	% min Energía Adjudicación Parcial	Condición	Observación
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Parque Eólico Mórrope 1	Chichayo Oeste 220 kV	63.00	72.00	346.328	83.70% No Adjudicado	(A)	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Parque Eólico Mórrope 2	Chichayo Oeste 220 kV	63.10	63.00	289.883	91.48% No Adjudicado	(A)	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Parque Eólico Mórrope 3	Chichayo Oeste 220 kV	63.20	57.00	265.287	90.57% No Adjudicado	(A)	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Parque Eólico Mórrope 4	Chichayo Oeste 220 kV	63.30	51.00	240.298	90.72% No Adjudicado	(A)	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Parque Eólico Mórrope 5	Chichayo Oeste 220 kV	63.40	45.00	217.886	87.63% No Adjudicado	(A)	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 15	Poroma 220 kV	63.60	81.00	310.961	89.79% No Adjudicado	(A)	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 16	Poroma 220 kV	63.70	72.00	279.215	88.08% No Adjudicado	(A)	
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita 6	El Pedregal 138 kV	63.78	38.20	126.470	92.80% No Adjudicado	(A)	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 17	Poroma 220 kV	63.80	63.00	243.524	86.24% No Adjudicado	(A)	
Solar	HAWWAY Q CELLS PERU S.A.C.	PIV22-4	Tacna (Los Héroes) 220 kV	63.87	30.00	73.685	50.00% No Adjudicado	(A)	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 18	Poroma 220 kV	63.90	54.00	212.094	84.02% No Adjudicado	(A)	
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Misti Solar	Majes 138 kV	63.96	20.00	55.581	75.00% No Adjudicado	(A)	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 20	Poroma 220 kV	64.00	45.00	178.294	80.86% No Adjudicado	(A)	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 22	Poroma 220 kV	64.10	36.00	144.093	75.22% No Adjudicado	(A)	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 25	Poroma 220 kV	64.20	27.00	108.398	77.54% No Adjudicado	(A)	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 27	Poroma 220 kV	64.30	21.00	84.048	72.37% No Adjudicado	(A)	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 29	Poroma 220 kV	64.40	15.00	60.825	61.99% No Adjudicado	(A)	
Solar	ACCIONA ENERGIA GLOBAL SL	CSF Pichu Pichu	San José 500 kV	64.90	60.00	167.310	No Adjudicado	(A)	
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita 7	El Pedregal 138 kV	65.32	35.94	111.788	90.91% No Adjudicado	(A)	
Solar	CONSORCIO POWER PLANT (TRE BD S.A.C. Y SERVICIOS ESPECIALIZADOS Y LOGISTICA EN GENERA	TRE BD Talara	Talara 220 kV	66.88	20.00	47.380	Descartado	(C)	
Solar	INVENENERGY CLEAN POWER DEVELOPMENT PERU S.R.L	Ayweni	Ayweni 138 kV	67.90	32.00	92.159	92.00% No Adjudicado	(A)	
Solar	NEOEN S.A.S.	Parque Solar Pampa Baja	Majes 138 kV	67.91	60.00	165.888	93.33% No Adjudicado	(A)	
Solar	HIPERION SOLAR S.A.C.	Hiperion Solar	San José 500 kV	67.98	100.00	320.000	40.00% No Adjudicado	(A)	
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita 8	El Pedregal 138 kV	67.98	32.00	101.634	90.00% No Adjudicado	(A)	
Solar	CONSORCIO SQUITZ CORPORATION GRUPO T-SOLAR	Majes II	Majes 138 kV	71.70	20.00	52.283	No Adjudicado	(A)	
Solar	CONSORCIO SQUITZ CORPORATION GRUPO T-SOLAR	Repartición II	Repartición 138 kV	71.70	20.00	52.068	No Adjudicado	(A)	
Solar	CONSORCIO LA JOYA	Parque Fotovoltaico La Joya	Majes 138 kV	74.20	40.00	96.030	No Adjudicado	(A)	
Solar	ENERGIA S.A.C.	Los Héroes	Tacna (Los Héroes) 220 kV	74.80	40.00	102.106	92.90% Descartado	(C)	
Solar	CONSORCIO INTORCO	Central Solar Intorco	Tacna (Los Héroes) 220 kV	74.88	20.00	47.492	No Adjudicado	(A)	
Solar	GAIA SI SHFT ENERGY S.A.C.	Inti Solar	Maroma 220 kV	78.00	100.00	171.991	20.00% Descartado	(C)	
Solar	ALFA CENTAURO I S.A.C.	Planta Fotovoltaica Santa Bertha	Toache 138 kV	79.20	49.50	191.600	40.00% Descartado	(C) (E)	

(A) Excede Energía Requerida
 (B) Barra no comprendida en el ANEXO 8.1 (Eólica y Solar) o ANEXO 8.2 (Biomasa) de las Bases Consoladas
 (C) No Cumple con Garantía de Seriedad de Oferta
 (D) Potencia ofertada supera la inyección simple en Barra (aplica proyectos Eólica y Solar)

ANEXO 2.1: POSTORES DE LA 4ta. SUBASTA DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD CON RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES - SEGUNDA RONDA (TECNOLOGÍAS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR)

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (USD/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Energía Ofertada Anual (GWh)	% min Energía Adjudicación Parcial
Eólica	INVENENERGY PERU WIND S.R.L	José Quilones	Reque 220 kV	62.2	90.00	353.548	
Eólica	CONSORCIO TOROCCO NORTE	Parque Eólico Toroocco Norte	Marcona 220 kV	63.5	55.00	228.153	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 16	Poroma 220 kV	45.98	72.00	279.215	90.00%
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 20	Poroma 220 kV	45.99	45.00	178.204	90.00%
Eólica	CONSORCIO ALDENER - PETROMONT	CE La Brea	Paríñas 220 kV	53.88	60.00	221.443	68.76%
Eólica	GR TARUCA S.A.C.	Parque Eólico Duna	Carhuazero 220 kV	37.79	18.00	81.000	40.00%
Eólica	GR PAINDO S.A.C.	Parque Eólico Huambos	Carhuazero 138 kV	36.84	18.00	84.600	40.00%
Solar	FOTOWATIO RENEWABLE VENTURES B.V.	FVR Perú Héroes I	Tacna (Los Héroes) 220 kV	51.9	70.00	190.240	57.10%
Solar	ROLARPACK PERU S.A.C.	La Joya Solar	San José 500 kV	55.5	80.00	220.000	75.00%
Solar	GR CORTARRAMA S.A.C.	Parque Fotovoltaico Matarani	Repartición 138 kV	53.99	85.00	259.037	23.50%
Solar	CONSORCIO CONFORMADO POR CANADIAN SOLAR INC. Y RE CUEY HOLDINGS LLC	CS Sachaca	Repartición 138 kV	57.98	40.00	119.526	90.00%
Solar	INVENENERGY CLEAN POWER DEVELOPMENT PERU S.R.L	Puno	Puno 138 kV	60.6	40.00	115.575	92.00%
Solar	ACCIONA ENERGIA GLOBAL SL	CSF Pichu Pichu	San José 500 kV	64.9	60.00	167.310	50.00%
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Misti Solar	Majes 138 kV	69.5	20.00	55.581	50.00%
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Cerro Blanco Solar	Montalvo 500 kV	56.50	20.00	58.090	50.00%
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Rosario Solar	Is03 138 kV	55	40.00	119.860	25.00%
Solar	INERSUR S.A.	Intipampa	Moquegua 138 kV	48.5	40.00	108.404	
Solar	INERSUR S.A.	ENE San José 5	San José 500 kV	46.98	120.00	311.548	90.80%
Solar	NEOEN S.A.S.	Parque Solar Pampa Baja	Majes 138 kV	58.98	60.00	165.888	93.33%
Solar	HIPERION SOLAR S.A.C.	Hiperion Solar	San José 500 kV	67.98	100.00	320.000	20.00%

ANEXO 2.2: RELACION DE POSTORES ADJUDICADOS - SEGUNDA RONDA (TECNOLOGÍAS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR)

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (USD/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Energía Ofertada Anual (GWh)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% min Energía Adjudicación Parcial	Condición
Eólica	GR PAINDO S.A.C.	Parque Eólico Huambos	Carhuazero 138 kV	36.84	18	84.600	84.600	40.00%	Adjudicado
Eólica	GR TARUCA S.A.C.	Parque Eólico Duna	Carhuazero 220 kV	37.79	18	81.000	81.000	40.00%	Adjudicado
Solar	INERSUR S.A.	Intipampa	Moquegua 138 kV	48.5	40	108.404	108.404		Adjudicado

ANEXO 2.3: RELACION DE POSTORES NO ADJUDICADOS - SEGUNDA RONDA (TECNOLOGÍAS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR)

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (USD/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Energía Ofertada Anual (GWh)	% min Energía Adjudicación Parcial	Condición	Observación
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 16	Poroma 220 kV	45.98	72	279.222	90.00% No Adjudicado	(A)	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 20	Poroma 220 kV	45.99	45	178.204	90.00% No Adjudicado	(A)	
Eólica	INVENENERGY PERU WIND S.R.L	José Quilones	Reque 220 kV	62.2	90.00	353.553	No Adjudicado	(A)	
Eólica	CONSORCIO TOROCCO NORTE	Parque Eólico Toroocco Norte	Marcona 220 kV	63.5	55.00	228.155	No Adjudicado	(A)	
Eólica	CONSORCIO ALDENER - PETROMONT	CE La Brea	Paríñas 220 kV	53.88	60	221.444	68.76% No Adjudicado	(A)	
Solar	ENERSUR S.A.	ENE San José 5	San José 500 kV	46.98	120.00	311.553	90.80% No Adjudicado	(A)	
Solar	FOTOWATIO RENEWABLE VENTURES B.V.	FVR Perú Héroes I	Tacna (Los Héroes) 220 kV	51.9	70	190.244	57.10% No Adjudicado	(A)	
Solar	GR CORTARRAMA S.A.C.	Parque Fotovoltaico Matarani	Repartición 138 kV	53.99	85	259.044	23.50% No Adjudicado	(A)	
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Rosario Solar	Is03 138 kV	55	40	119.866	25.00% No Adjudicado	(A)	
Solar	GR JARPAK PERU S.A.C.	La Joya Solar	San José 500 kV	55.5	80	220.000	75.00% No Adjudicado	(A)	
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Cerro Blanco Solar	Montalvo 500 kV	56.50	20.00	58.099	50.00% No Adjudicado	(A)	
Solar	CONSORCIO CONFORMADO POR CANADIAN SOLAR INC. Y RE CUEY HOLDINGS LLC	CS Sachaca	Repartición 138 kV	57.98	40	119.533	90.00% No Adjudicado	(A)	
Solar	NEOEN S.A.S.	Parque Solar Pampa Baja	Majes 138 kV	58.98	60	165.889	93.33% No Adjudicado	(A)	
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Misti Solar	Majes 138 kV	69.5	20	55.588	50.00% No Adjudicado	(A)	
Solar	INVENENERGY CLEAN POWER DEVELOPMENT PERU S.R.L	Puno	Puno 138 kV	60.6	40	115.588	92.00% No Adjudicado	(A)	
Solar	ACCIONA ENERGIA GLOBAL SL	CSF Pichu Pichu	San José 500 kV	64.9	60	167.311	50.00% No Adjudicado	(A)	
Solar	HIPERION SOLAR S.A.C.	Hiperion Solar	San José 500 kV	67.98	100	320.000	20.00% No Adjudicado	(A)	

Análisis del costo de mitigación de emisiones de carbono atribuible a la participación integrada de la generación solar, eólica y de biomasa, en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, durante e

INFORME DE ORIGINALIDAD

18%

INDICE DE SIMILITUD

17%

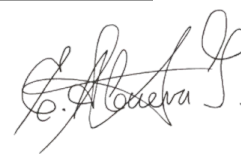
FUENTES DE INTERNET

5%

PUBLICACIONES

1%

TRABAJOS DEL
ESTUDIANTE



FUENTES PRIMARIAS

1

hdl.handle.net

Fuente de Internet

10%

2

cybertesis.uni.edu.pe

Fuente de Internet

2%

3

hipotecaria.ing-comercialamerica.com

Fuente de Internet

1%

4

repositorio.unprg.edu.pe

Fuente de Internet

1%

5

greenpeace.org.ar

Fuente de Internet

1%

6

repositorio.uni.edu.pe

Fuente de Internet

<1%

7

www.ipcc.ch

Fuente de Internet

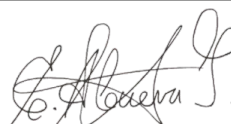
<1%

8

repositorio.unap.edu.pe

Fuente de Internet

<1%



ELMER AUGUSTO CUEVA GUEVARA
DPTO. DE FISICA-FACFYM-UNPRG
DNI: 16718357



Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por **Turnitin**. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Oscar Mendez Cruz
Título del ejercicio: Quick Submit
Título de la entrega: Análisis del costo de mitigación de emisiones de carbono at...
Nombre del archivo: TESIS_OSCAR_MENDEZ_FINAL_2024_final.docx
Tamaño del archivo: 11.84M
Total páginas: 148
Total de palabras: 27,882
Total de caracteres: 149,408
Fecha de entrega: 30-abr.-2024 11:48a. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega... 2366903049



UNIVERSIDAD NACIONAL
"PEDRO RUIZ GALLO"
ESCUELA DE POSGRADO



**DOCTORADO EN CIENCIAS DE LA
INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA**

Análisis del costo de mitigación de emisiones de carbono
atribuible a la participación integrada de la generación
solar, eólica y de biomasa, en el sistema eléctrico
interconectado nacional, durante el 2021

TESIS

Presentada para optar el Grado Académico de Doctor en
Ciencias de la Ingeniería Mecánica y Eléctrica con
mención en Energía

AUTOR:
M. Sc. Méndez Cruz, Oscar

ASESOR:
Dr. Cueva Guevara, Elmer Augusto

Lambayeque- Perú
2024

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

105

Siendo las 15:00 horas del día primero de Marzo del año Dos Mil veinticuatro, en la Sala de Sustentación de la Escuela de Posgrado de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo de Lambayeque, se reunieron los miembros del Jurado, designados mediante Resolución N° 589-2023-EPG de fecha 27 junio 2023 conformado por:

Dr. Freddy Danilo Hurtado PRESIDENTE (A)
Dr. Amado Aguirre Paz SECRETARIO (A)
Dr. Daniel Espanza Montenegro VOCAL
Dr. Elmer Augusto Cueva Guevara ASESOR (A)

Con la finalidad de evaluar la tesis titulada Análisis del costo de mitigación de emisiones de Carbono atribuible a la participación integrada de la generación solar, eólica y de biomasa, en el sistema eléctrico interconectado nacional durante el 2021, presentado por el (la) Tesista Oscar Moisés Cruz, sustentación que es autorizada mediante Resolución N° 124-2024-IEP de fecha 23 de febrero de 2024.

El Presidente del jurado autorizó del acto académico y después de la sustentación, los señores miembros del jurado formularon las observaciones y preguntas correspondientes, las mismas que fueron absueltas por el (la) sustentante, quien obtuvo 18 puntos que equivale al calificativo de Muy Bueno.

En consecuencia el (la) sustentante queda apto (a) para obtener el Grado Académico de:

Doctor en Ciencias de la Ingeniería Mecánica y Eléctrica con mención en Energía

Siendo las 16:15 horas del mismo día, se da por concluido el acto académico, firmando la presente acta.

PRESIDENTE

SECRETARIO

VOCAL

ASESOR

CONSTANCIA DE APROBACION DE ORIGINALIDAD DE TESIS

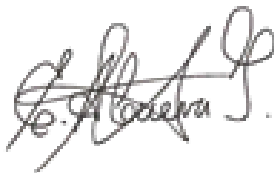
Yo, Dr. **ELMER AUGUSTO CUEVA GUEVARA**, Asesor de Tesis del estudiante,
OSCAR MENDEZ CRUZ,

Titulado:

“Análisis del costo de mitigación de emisiones de carbono atribuible a la participación integrada de la generación solar, eólica y de biomasa, en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, durante el 2021”, luego de la revisión exhaustiva del documento constato que la misma tiene un índice de similitud de **18%**, verificable en el Reporte de similitud del programa Turnitin.

El suscrito analizó dicho reporte y concluyó que cada una de las coincidencias detectadas no constituyen plagio. A mi leal saber y entender la tesis cumple con todas las normas para el uso de citas y referencias establecidas por la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

Lambayeque 18 de abril del 2024



Dr. ELMER AUGUSTO CUEVA GUEVARA
Dpto. Académico de FISICA – FACFYM-UNPRG
DNI:16718357
ASESOR



Mg. Oscar Méndez Cruz
DNI: 17900167
Autor

Se adjunta:

*Resumen del Reporte automático de similitudes

*Recibo Digital