

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



TESIS:

“ANÁLISIS ENERGÉTICO-ECONÓMICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PARA INCENTIVAR LA INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN UNA REGIÓN DEL PERÚ - CASO DE ESTUDIO: LAMBAYEQUE”

PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN CIENCIAS CON MENCIÓN EN ENERGÉTICA

ELABORADO POR:

LUIS OCTAVIO DELGADO RAMIREZ

ASESOR:

Dr. SALOME GONZALES CHAVEZ

LIMA – PERÚ

2024

DEDICATORIA

A mi papá: Luis; a mi mamá: Luz.

A mi hermana: Lisset.

*A mis sobrinos: Joaquín, Ignacio y Lía;
a quienes solo les deseo que sean personas de bien.*

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a la Virgen Maria Auxiliadora, que saben más que yo.

A Adele, por su apoyo durante los últimos meses de elaboración de la presente tesis, y por inspirarme a ser mejor profesional y persona.

Al Dr. Salome Gonzales, por su asesoría académica durante la elaboración de la investigación.

A la Lic. Noemy Urbina, por su apoyo en las actividades administrativas durante el desarrollo del programa de Maestría.

RESUMEN

La presente investigación se basa en la necesidad de desarrollar la Generación Distribuida (GD) en el Perú, la cual, incluso, carece de reglamentación legal en la actualidad. Así, la tesis tiene como objetivo analizar energéticamente y económicamente la demanda eléctrica de una región del Perú, para incentivar la integración de la Generación Distribuida en ella. El caso de estudio es la región Lambayeque.

En cuanto a la metodología, se trata de una investigación de gabinete. Las fuentes de información son reportes estadísticos del MINEM, OSINERGMIN, COES, etc. En primer lugar, se estudió información sobre el recurso solar y el recurso eólico de diversas zonas de Lambayeque. En segundo lugar, se obtuvo las series temporales de las principales variables energéticas y económicas: precio medio de energía, demanda eléctrica, generación eléctrica y cobertura energética. Luego, se proyectaron estas variables. Posteriormente, se realizaron flujos económico-financieros para el cálculo de los precios de energía producida por la GD, considerando únicamente tecnologías solar, eólica e híbrida (solar-eólica). Asimismo, se estimó la participación de la GD en el mercado eléctrico, en términos de energía y potencia. A partir de estos resultados numéricos, se calculó la cantidad de CO₂ que se dejaría de emitir a la atmósfera. Finalmente, se analizó el modelo de negocio más conveniente para la GD.

Como resultados, al año 2028, se tendría precios de energía suministrada por GD entre 72 y 80 ctv. S./kWh para el sector residencial, dependiendo de la tecnología utilizada (solar o eólica), siendo competitivo frente a un precio medio de energía de 82 ctv.S./kWh, aproximadamente. Asimismo, para dicho año de estudio, este sector consumidor tendría una potencia nominal total de 31 MW descentralizados en sus sistemas de GD. Finalmente, el modelo de negocio recomendable es la tercerización a una única empresa.

Palabras clave: Generación Distribuida, mercado eléctrico, precio medio de energía, proyecciones energéticas, economía de la energía.

ABSTRACT

This research is based on the need to develop the distributed generation (DG) in Peru, which even doesn't have a legal regulation at present. Thus, the thesis has as objective to analyze the electrical demand of a region of Peru, in terms of energy and economics, in order to motivate the integration of the distributed generation inside this region. The case study is the Lambayeque region.

Regarding the methodology, it is about an office work. The sources of information are statistical reports of MINEM, OSINERGMIN, COES, etc. Firstly, information about the solar resource and the wind resource of several zones of Lambayeque, was studied. On second place, the time series of the main energy and economics variables: energy average price, electrical demand, and energy coverage, were obtained. Then, these variables were forecasted. Afterwards, economic-financial flows were carried out for the calculation of the prices of the energy produced by the DG, considering only solar, wind and hybrid (solar-wind) technologies. Also, the participation of the DG in the electrical market was estimated in terms of energy and power. Based on the numerical results, the quantity of CO₂ that wouldn't emit to the atmosphere was calculated. Finally, the most proper business model for the DG was analyzed.

As results, in 2028, the energy prices applied for DG would be between 72 and 80 ct.PEN/kWh for the residential sector, depending on the used technology (solar or wind), being competitive against to an energy price average of 82 ct.PEN/kWh, approximately. Additionally, at this year of study, this consumer sector would have 31 MW as total nominal power, decentralized in their DG systems. Finally, the recommendable business model is the outsourcing to only one company.

Keywords: Distributed Generation, electrical market, energy average price, energy forecast, energy economy.

INTRODUCCIÓN

Actualmente, en el Perú, las leyes y reglamentos que ordenan el sector eléctrico lo delimitan entre tres subsectores: generación, donde se produce la electricidad a partir de diversas fuentes (agua, gas natural, sol, viento, petróleo, etc.); transmisión, en la cual se traslada la energía generada hasta las zonas o áreas de consumo a través de largas líneas eléctricas; y distribución, donde se direcciona la energía a los puntos específicos de consumo correspondientes a los usuarios finales (viviendas, colegios, hospitales, oficinas, centros comerciales, talleres, plantas industriales, etc.).

Por otro lado, en países como Chile, Estados Unidos de América, España, entre otros, se ha desarrollado una nueva forma de suministrar energía eléctrica: la Generación Distribuida. Este sistema consiste en que la generación y la distribución coexisten en la misma zona, es decir, que existen puntos de generación, a baja y mediana escala, dentro del área de distribución, instalados en los mismos puntos de consumo. Como consecuencia, se tiene un mayor respaldo para la cobertura de energía eléctrica, menores pérdidas en transmisión y distribución, y menores emisiones de gases de efecto invernadero, si es que se aprovechan las energías renovables: solar, eólica, biocombustibles, etc.

Para que la generación distribuida pueda integrarse al mercado eléctrico actual peruano, debe analizarse diversos aspectos: económico, técnico, ambiental, social. En cuanto al primer aspecto, se debe cuidar de no crear distorsiones al mercado, generar una libre competencia que beneficie tanto a los comercializadores de energía como a los clientes finales, y evaluar si es factible brindar algunos incentivos. El aspecto técnico comprende el análisis de variaciones de tensión y frecuencia, alteraciones en las protecciones eléctricas y posibles ocurrencias de fallas. A su vez, el aspecto ambiental considera los impactos ambientales en términos de emisiones de gases de efecto invernadero, con el fin de cumplir con los compromisos internacionales sobre la mitigación del cambio climático. Por su parte, el aspecto social abarca el derecho de

todo ciudadano peruano a disponer de un suministro eléctrico confiable y constante. Un adecuado análisis de todas las componentes involucradas, conformarán una sólida base para la reglamentación legal.

Finalmente, la elaboración de la presente tesis se orienta en este sentido: propiciar un adecuado análisis, considerando fundamentalmente el aspecto económico, que facilitaría la planificación, integración y reglamentación de la generación distribuida en el Perú, considerando el alto grado de diversidad de climas, características geográficas, recurso solar, recurso eólico, densidad poblacional, situación económica y de demanda eléctrica. Por ejemplo, según la Estadística Anual 2022 del COES (2023), solo el centro del país consume el 76% de la demanda eléctrica total y produce el 83% de la energía eléctrica total; y solo Lima posee el 30% de la población nacional. Asimismo, regiones como Arequipa, Moquegua y Tacna poseen el mayor potencial solar del país y, por su parte, regiones como Ica y Lambayeque presentan el mayor potencial eólico. A partir de lo descrito, se selecciona como caso de estudio a la región Lambayeque, la cual tiene un alto potencial energético solar y eólico (7,000 MW según el Atlas Eólico del Perú) y en la que, actualmente, existe déficit de generación, como se verá más adelante en la observación histórica de la demanda y oferta eléctrica; es decir, la demanda es mayor que la producción de energía en la misma zona geográfica, según las estadísticas del MINEM, OSINERGMIN y COES. Este déficit de generación ocasiona que se deban utilizar las largas líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) con el fin de cubrir totalmente la demanda, lo que aumenta la tarifa de los consumidores por concepto de transmisión.

ÍNDICE

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	iv
ABSTRACT	v
INTRODUCCIÓN.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
CAPÍTULO I. DESCRIPCIÓN Y ASPECTOS METODOLÓGICOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	1
1.1. Ámbito del desarrollo de la investigación.....	1
1.2. Antecedentes.....	1
1.3. Planteamiento y formulación del problema.....	6
1.3.1. Planteamiento de la realidad problemática.....	6
1.3.2. Formulación del problema	8
1.4. Objetivos	9
1.4.1. Objetivo general	9
1.4.2. Objetivos específicos.....	9
1.5. Hipótesis	9
1.5.1. Hipótesis general	9
1.5.2. Hipótesis específicas	9
1.6. Variables y operacionalización de variables.....	10
1.7. Metodología de la investigación	12
1.7.1. Unidad de análisis.....	12
1.7.2. Tipo y Nivel de investigación.....	12
1.7.3. Método de diseño de investigación	13
1.7.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	13
1.7.5. Análisis y procesamiento de los datos.....	13
1.8. Justificación e importancia	13
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO DE LA INVESTIGACIÓN	17
2.1. Matriz energética: Oferta y Demanda.....	17
2.2. Estructuración del mercado eléctrico.....	19
2.3. Regulación normativa	25
2.4. Energías renovables	26
2.4.1. Tecnologías	27
2.4.2. Datos estadísticos.....	30
2.4.3. Proyecciones	32
2.5. Generación Distribuida	33
CAPÍTULO III. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	38
3.1. Recursos energéticos renovables en Lambayeque.....	38

3.1.1.	Potencial solar.....	38
3.1.2.	Potencial eólico.....	41
3.2.	Evaluación histórica.....	46
3.2.1.	Demanda eléctrica.....	46
3.2.2.	Generación eléctrica.....	50
3.2.3.	Precio medio de energía.....	50
3.2.4.	Cobertura de demanda.....	54
3.2.5.	Costo marginal SEIN.....	54
3.2.6.	Tarifa en Barra Chiclayo.....	55
3.2.7.	PBI de Lambayeque a precios constantes (2007).....	56
3.2.8.	Población de Lambayeque.....	57
3.3.	Proyecciones.....	57
3.3.1.	Demanda Eléctrica Residencial.....	57
3.3.2.	Generación Eléctrica.....	61
3.3.3.	Precio Medio de energía Residencial.....	63
3.3.4.	Cobertura de demanda.....	67
3.3.5.	Tarifa en barra.....	68
3.4.	Precios de Energía de Generación Distribuida.....	71
3.4.1.	Generación Distribuida Solar.....	74
3.4.2.	Generación distribuida eólica.....	78
3.4.3.	Generación distribuida híbrida eólica-solar.....	82
3.5.	Participación de Generación Distribuida.....	86
3.6.	Impacto ambiental.....	88
3.7.	Escenarios de modelo de mercado.....	89
3.7.1.	Monopolio de empresa distribuidora.....	89
3.7.2.	Tercerización a una única empresa.....	90
3.7.3.	Tercerización a varias empresas.....	91
3.7.4.	Liberalización a nivel de usuario.....	91
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....		92
4.1.	Recursos energéticos renovables en Lambayeque.....	92
4.1.1.	Potencial solar.....	92
4.1.2.	Potencial eólico.....	92
4.2.	Evaluación histórica.....	93
4.2.1.	Demanda eléctrica.....	93
4.2.2.	Generación eléctrica.....	94
4.2.3.	Precio medio de energía.....	95
4.2.4.	Cobertura de demanda.....	97
4.2.5.	Costo marginal SEIN.....	97

4.2.6.	Tarifa en barra Chiclayo	98
4.2.7.	PBI de Lambayeque a precios constantes (2007)	98
4.2.8.	Población de Lambayeque	98
4.3.	Proyecciones	99
4.3.1.	Demanda eléctrica residencial	99
4.3.2.	Generación eléctrica	99
4.3.3.	Precio medio de energía	99
4.3.4.	Cobertura de demanda residencial	100
4.3.5.	Tarifa en barra	100
4.4.	Precios de energía de Generación Distribuida	100
4.4.1.	Generación Distribuida solar	100
4.4.2.	Generación Distribuida eólica	102
4.4.3.	Generación Distribuida híbrida eólica-solar	103
4.5.	Participación de Generación Distribuida	104
4.6.	Impacto ambiental	104
4.7.	Escenario de modelo de mercado	105
4.7.1.	Monopolio de empresa distribuidora	105
4.7.2.	Tercerización a una única empresa	105
4.7.3.	Tercerización a varias empresas	106
4.7.4.	Liberalización a nivel de usuario	107
CONCLUSIONES.....		108
PROBLEMAS ABIERTOS		109
BIBLIOGRAFÍA.....		110
ANEXOS.....		115
ANEXO I. Base de datos para proyecciones		115
ANEXO II. Cotizaciones de principales equipos		122
ANEXO III. Flujos de caja económicos.....		137

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Participación de la producción de energía eléctrica por recurso energético.	17
Figura 2.	Potencia efectiva, máxima demanda y margen de reserva 2018 – 2020 (los datos de 2018 y 2019 son anuales).	18
Figura 3.	Paneles solares de la Central Solar Fotovoltaica Matarani (Arequipa).	28
Figura 4.	Aerogeneradores de las centrales eólicas Duna & Huambos.	29
Figura 5.	Recurso solar cerca de la ciudad de Chiclayo.	38
Figura 6.	Recurso solar cerca de la ciudad de Pimentel -1.	39
Figura 7.	Recurso solar cerca de la ciudad de Pimentel - 2.	39
Figura 8.	Recurso solar cerca de la ciudad de Pátapo.	40
Figura 9.	Recurso solar cerca de la ciudad de Reque.	40
Figura 10.	Recurso solar diario en región Lambayeque.	41
Figura 11.	Mapa de velocidad de viento de Lambayeque, a 10 metros sobre el piso..	42
Figura 12.	Mapa de densidad de potencia de Lambayeque, a 10 metros sobre el piso.	42
Figura 13.	Recurso eólico cerca de la ciudad de Chiclayo.	43
Figura 14.	Recurso eólico cerca de la ciudad de Pimentel.	44
Figura 15.	Recurso eólico cerca de la ciudad de Lambayeque (distrito).	44
Figura 16.	Recurso eólico cerca de la ciudad de Pátapo.	45
Figura 17.	Recurso eólico cerca de la ciudad de Reque.	45
Figura 18.	Evolución de la demanda eléctrica residencial de Lambayeque 2005 – 2022.	47
Figura 19.	Evolución de la demanda eléctrica comercial de Lambayeque 2005 – 2022.	48
Figura 20.	Evolución de la demanda eléctrica industrial de Lambayeque 2005 – 2022.	49
Figura 21.	Evolución de la demanda eléctrica total de Lambayeque 2005 – 2022.	49
Figura 22.	Evolución de la generación eléctrica de Lambayeque 2005 – 2022.	50
Figura 23.	Evolución del precio medio de energía residencial en Lambayeque 2005 – 2022.	51
Figura 24.	Evolución del precio medio de energía comercial en Lambayeque 2005 – 2022.	52
Figura 25.	Evolución del precio medio de energía industrial en Lambayeque, 2005 – 2022.	53

Figura 26.	Evolución del precio medio de energía global en Lambayeque, 2005 – 2022.	53
Figura 27.	Evolución de la cobertura eléctrica en Lambayeque, 2005 – 2022.....	54
Figura 28.	Evolución del costo marginal del SEIN, 2005 – 2022.	55
Figura 29.	Evolución de la Tarifa en Barra de Chiclayo, 2005 - 2022.....	56
Figura 30.	Evolución de PBI de Lambayeque, 2005 – 2022.....	56
Figura 31.	Crecimiento de población de región Lambayeque, 2005 – 2022.	57
Figura 32.	Gráfico de autocorrelaciones de serie estabilizada de demanda eléctrica residencial de Lambayeque.	58
Figura 33.	Gráfico de autocorrelaciones, de forma estacional, de la serie estabilizada de demanda eléctrica residencial de Lambayeque.....	58
Figura 34.	Proyección de demanda eléctrica residencial de Lambayeque, 2023 – 2028.	60
Figura 35.	Autocorrelaciones de ruido blanco de la serie de demanda eléctrica residencial.....	61
Figura 36.	Proyección de generación eléctrica en Lambayeque, 2023 – 2028.....	62
Figura 37.	Gráfico de autocorrelaciones de la serie estabilizada de precio medio de energía residencial de Lambayeque.	63
Figura 38.	Gráfico de autocorrelaciones de la serie estabilizada de precio medio de energía residencial de Lambayeque.	64
Figura 39.	Proyección de precio medio de energía residencial de Lambayeque, 2023 – 2028.....	66
Figura 40.	Autocorrelaciones de ruido blanco de la serie de precio medio de energía residencial.....	67
Figura 41.	Proyección de cobertura eléctrica de Lambayeque, 2023- 2028.	67
Figura 42.	Gráfico de autocorrelaciones de la serie estabilizada de Tarifa en Barra de Chiclayo.	68
Figura 43.	Gráfico de autocorrelaciones, de forma estacional, de la serie estabilizada de Tarifa en Barra de Chiclayo.....	69
Figura 44.	Proyección de Tarifa en Barra de Chiclayo, 2023 – 2028.....	70
Figura 45.	Autocorrelaciones de ruido blanco de la serie de Tarifa en Barra de Chiclayo.	71
Figura 46.	Evolución de la tasa de referencia de política monetaria del Perú.....	73
Figura 47.	Esquema de modelo según monopolio de empresa distribuidora.....	90
Figura 48.	Esquema de modelo según tercerización a una única empresa.....	90
Figura 49.	Esquema de modelo según tercerización a varias empresas.....	91
Figura 50.	Esquema de modelo según liberalización a nivel de usuario.....	91

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Matriz de operacionalización	11
Tabla 2. Indicadores estadísticos modelo ARIMA (0,1,1-0,1,1) de demanda eléctrica residencial.	59
Tabla 3. Parámetros de modelo ARIMA (0,1,1-0,1,1) de demanda eléctrica residencial.	59
Tabla 4. Valores atípicos de demanda eléctrica residencial.	60
Tabla 5. Estudios de Pre-Operatividad de proyectos de generación en Lambayeque. .	62
Tabla 6. Indicadores estadísticos modelo ARIMA (0,1,0-0,1,1) de precio medio de energía residencial.	64
Tabla 7. Parámetros de modelo ARIMA (0,1,0-0,1,1) de precio medio de energía residencial.	65
Tabla 8. Valores atípicos de la serie precio medio de energía residencial.....	65
Tabla 9. Indicadores estadísticos modelo ARIMA (0,1,0-0,1,1) de Tarifa en Barra de Chiclayo.	69
Tabla 10. Parámetros de modelo ARIMA (0,1,0-0,1,1) de Tarifa en Barra de Chiclayo. .	70
Tabla 11. Valores atípicos de la serie Tarifa en Barra de Chiclayo.....	70
Tabla 12. Características técnicas de proyectos GD solar.	74
Tabla 13. Resultados de evaluación económico – financiera de proyectos GD solar.	77
Tabla 14. Características técnicas de proyectos GD eólica.....	79
Tabla 15. Resultados de evaluación económico – financiera de proyectos GD eólica....	81
Tabla 16. Características técnicas de proyectos GD híbrido solar-eólica.	83
Tabla 17. Resultados de evaluación económico – financiera de proyectos GD híbrido solar-eólica.	85
Tabla 18. Indicadores comerciales de sector residencial sin intervención de la GD.	87
Tabla 19. Indicadores comerciales de sector residencial con intervención de la GD.	87
Tabla 20. Factores de conversión de energía a toneladas de CO2 equivalente.	89
Tabla 21. Resultados de evaluación ambiental.	89

CAPÍTULO I. DESCRIPCIÓN Y ASPECTOS METODOLÓGICOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. **Ámbito del desarrollo de la investigación**

La investigación se realizará en empresas que brindan el servicio de suministro de energía eléctrica en la región Lambayeque, norte del Perú.

1.2. **Antecedentes**

Rojas, Vergel y Orjuela (2021)¹ en su investigación afrontan la problemática de la regulación de las tecnologías relacionadas a la Generación Distribuida (GD), que buscan resolver la brecha en la disponibilidad de recursos energéticos, el problema de las emisiones contaminantes y generar crecimiento económico. Su objetivo es comparar el marco legal de la GD de Colombia respecto al mundo. La hipótesis es que, actualmente, en el mundo el sector energético tiene grandes retos, especialmente relacionados a la transición a energías limpias y al acceso universal a la energía. Como procedimiento, los autores realizan una revisión bibliográfica y evalúan dos casos internacionales de desarrollo de Generación Distribuida (España y Argentina) y los contrasta con la realidad colombiana, cuya generación eléctrica es altamente centralizada y que depende principalmente de fuentes hídricas, lo que pone en riesgo la estabilidad del sistema nacional ante eventuales fallas que perjudiquen la operación el sistema de transmisión, o eventuales fenómenos de sequías prolongadas y extremas que suspendan el funcionamiento de las centrales hidroeléctricas. La GD conlleva beneficios como la disminución de pérdidas de energía, mejoras en los perfiles de tensión y la descongestión en las líneas de distribución; sin embargo, es imprescindible saber seleccionar la dimensión y la ubicación de cada sistema. Para esto, se han desarrollado diversos modelos y algoritmos para obtener potencia y posición óptimas. Como resultados, se destaca que las principales áreas potenciales que Colombia puede desarrollar son: proyectos eólicos en regiones de alto potencial como La Guajira, masivos sistemas

¹ Rojas Suarez, Jhan; Vergel Ortega, Mawency; & Orjuela Abril, Sofía (01 de junio de 2021). Análisis del potencial uso de la Generación Distribuida en Colombia. *Artículo publicado en Revista Redipe*. X(6), 428-440. Universidad Francisco de Paula Santander, Cúcuta, Colombia. Disponible en <https://doi.org/10.36260/rbr.v10i6.1338>

fotovoltaicos para autogeneración, proyectos de cogeneración basados en el aprovechamiento de biomasa y proyectos de geotermia en zonas con alto potencial como el área volcánica Ruiz. Se concluye que, aunque los beneficios de la generación distribuida son muy importantes, existen barreras regulatorias, las cuales no se adaptan a esta nueva tecnología y que no permiten que se interconecten al sistema nacional. Asimismo, recomiendan que la penetración de la GD sea gradual y programada, considerando los niveles de demanda de cada zona de concesión de distribución.

Guillén y Alonzo (2020)² en su investigación, de tipo cualitativo, identificaron como problemática que el marco legal y regulatorio de la industria de la electricidad de Nicaragua impide la integración de las energías renovables al mercado eléctrico de ese país, lo que implica su alta dependencia a los combustibles fósiles y, con esto, la emisión de gases de efecto invernadero y gastos económicos excesivos. Tienen como objetivo, pues, presentar un análisis del marco legal nicaragüense y compararlo al de otros países como Chile, Colombia, España, Argentina, entre otros, quienes tienen una regulación mucho más desarrollada. La hipótesis es que la GD es una oportunidad de ahorro económico para los usuarios domiciliarios, comerciales e industriales, facilitando la reducción de consumo de energías contaminantes, abaratando costos de distribución eléctrica y aumentando la potencia eléctrica instalada. La investigación es de tipo exploratorio, los autores aplican el método Delphi que implica una investigación cualitativa; así, estudian el marco legal de la GD en Nicaragua. El método comprende la consulta a expertos sobre mercados eléctricos, la realización de entrevistas y encuestas anónimas aplicadas a usuarios, y la determinación del estado del arte del sistema eléctrico nicaragüense. El principal resultado es que, actualmente, la generación eléctrica a partir de la energía solar fotovoltaica proviene de una cantidad muy limitada de agentes; y, además, la generación distribuida comprende, principalmente, proyectos de autoconsumo y no se incentiva la inyección de excedentes de energía al sistema

² Guillén Navarrete, H., & Alonzo García, A. (Junio de 2020). Análisis del marco legal de la generación distribuida en América Latina y Nicaragua, para la incorporación de aparatos de medición inteligente. *Artículo publicado en Revista Nexo, XXXIII(01)*, 51-68. Universidad Nacional de Ingeniería, Managua, Nicaragua. Disponible en <https://doi.org/10.5377/nexo.v33i01.10045>

interconectado, imposibilitando el óptimo aprovechamiento de su potencial de fuentes de energías renovables. Esta falta de incentivo a la GD tiene concordancia con que el 75% de las personas encuestadas reconoce que las leyes del sector no brindan una definición de GD que la permita ser utilizada debidamente en domicilios y pequeñas empresas. Por otra parte, actualmente la GD significa entre 50% y 60% de reducción en costos operacionales. Finalmente, se encontró como resultado que la producción solar fotovoltaica aprovecha menos del 10% del potencial solar del país.

Muñoz, Rojas y Barreto (2018)³ en su trabajo de investigación analizan la problemática del uso intensivo de combustibles fósiles y su consecuente impacto ambiental negativo, a través de emisiones de CO₂, así como la energía disipada como pérdida tanto en la etapa de transmisión como en la de distribución eléctrica. El objetivo consiste en analizar los costos de energía proveniente de la GD. La hipótesis planteada fue que la disminución de los costos relacionados sistemas fotovoltaicos (paneles, inversores, medidores, etc.) en el mundo, hace posible el aumento de la potencia instalada solar. Como procedimiento, los autores plantearon tres modelos de negocio para la microgeneración distribuida de origen fotovoltaico, considerando dos estructuras de medición perfectamente empleables: el *netmetering*, en la que se estima la diferencia que se produce entre la energía proporcionada a la red y la energía realmente utilizada, y el *Feed-in Tariff (FIT)*, en la que a la energía proporcionada a la red se le aplica un incentivo mediante una tarifa preferencial. Como resultado, determinaron que el costo de la energía de un sistema solar fotovoltaico en Ecuador es 13.42 ctv.USD/kWh con una tasa de descuento de 7% y un factor de planta de 15%; sin embargo, con una tasa de descuento de 10% y un factor de planta de 20% el costo de la energía se reduce a 12.29 ctv.USD/kWh, costos que no incluyen suministro de banco de baterías ni alquiler o compra de terrenos, adquiriendo cada vez más competitividad respecto a las energías renovables no convencionales. Como conclusión, los autores señalan

³ Muñoz-Vizhnay, Jorge; Rojas-Moncayo, Marco; & Barreto-Calle, Carlos (2018). Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Artículo publicado en Ingenius Revista de Ciencia y Tecnología* (19), 60-68. Universidad Nacional de Loja, Loja, Ecuador. Disponible en <https://doi.org/10.17163/ings.n19.2018.06>.

que los incentivos que deben considerarse son la supresión de tarifas de importación de los equipos, precios especiales para la venta de energía a los distribuidores y facilidad para la interconexión con las líneas eléctricas. Finalmente, se recomienda la implementación de la estructura *Feed-in Tariff*, con precios de energía de 20 ctv.USD/kWh, aproximadamente.

Cóndor (2020)⁴ en su tesis de Maestría identifica como problemática la necesidad de un mayor aprovechamiento de fuentes de energía alternas y limpias, que contribuyan a combatir el cambio climático y aumenten la accesibilidad a la energía. La hipótesis planteada fue que la GD es la mejor alternativa para impulsar el consumo de energías con bajos niveles de impacto ambiental negativo (bajas emisiones de CO₂). El autor desarrolla propuestas para promover la GD aprovechando energías renovables, empleando una metodología de tipo cualitativo, en la que analizó los casos de Colombia, Brasil, Guatemala, Chile, México y Argentina. Al año en que se realizó la investigación, en Perú las energías renovables tenía un 5% de participación en la matriz eléctrica (hoy en día, tiene una participación de casi el 8%), muy por debajo del 20% de países como Colombia y Chile. Sin embargo, el país tiene la gran ventaja de poseer potencial para diversas fuentes: energía solar en Arequipa, Tacna y Moquegua; energía eólica en Piura, Lambayeque e Ica; energía de biomasa en la región Selva. Como conclusión, se resalta que la GD disminuiría las pérdidas técnicas (en conductores de transmisión y distribución, y por hurto) en las redes eléctricas, las cuales se encuentran entre 4% y 19% considerando un suministro convencional de electricidad (con generadoras alejadas de los puntos de consumo). Entre las propuestas presentadas se tiene: incentivar mercado de energías renovables, reglamentar el impuesto al carbono y promover una política financiera para estimular la utilización de las energías renovables. El autor plantea que las energías renovables pueden brindar la oportunidad de reducir el nivel de gasto en electricidad correspondiente al mercado mayorista, o mercado de corto plazo, debido a que tiene prioridad de despacho respecto a las centrales de mayor costo e

⁴ Cóndor Lucchini, Henry. (Octubre de 2020). Generación distribuida con energías renovables en Perú. *Tesis para optar el grado de Master en Ingeniería Mecánico-Eléctrica con mención en Sistemas Eléctricos y Automatización Industrial*. Universidad de Piura, Piura. Perú. Disponible en <https://hdl.handle.net/11042/4782>

ineficientes, como las de diesel, carbón y gas natural. La única herramienta reglamentada para la participación de las energías renovables, hasta el momento, es la de las subastas RER. Finalmente, la GD también daría la posibilidad de ser independientes en términos energéticos, mejorando el déficit comercial y reduciendo la influencia política entre países.

Ramos (2020)⁵ en su artículo analiza el marco legal de la GD y el impacto que tendría su eventual reglamentación sobre el sector energético. El autor evalúa la situación del sector eléctrico peruano, en el año 2020, y las iniciativas que se han tenido en torno a esta modalidad de generación eléctrica. Se tiene como objetivo brindar recomendaciones específicas para que la reglamentación de la GD sea eficiente en el mercado eléctrico. En el artículo, se dedica de manera exclusiva una sección al análisis del proyecto de Reglamento de GD que se realizó en el año 2018, en la cual, entre otros aspectos, recomienda que cualquier reglamento que se emita debe considerar la GD que ya existe en algunas zonas, como por ejemplo, en Piura. Asimismo, se comenta que el Proyecto no coincide con los objetivos de la Política Energética Nacional debido a que el primero limita niveles de potencia instalada (10 MW) y tensión de conexión (33 kV) a los generadores distribuidos y, además, los obliga a pagar peajes de transmisión sin hacer uso de dichos sistemas. El desarrollo de proyectos de baja escala (10 MW) implica costos específicos de inversión altos, lo que al combinarse con los costos por transmisión innecesarios, solo resultará en proyectos económicamente inviables. El autor concluye que en el mundo aún no existe una definición común para la GD y que sus aportes varían entre países, en función a los objetivos consignados en sus respectivas políticas energéticas. Por este motivo es fundamental determinar la normativa legal y regulatoria. Se concluye también que, entre los diversos beneficios que pueden obtenerse de la GD, se encuentran: suspensión de pagos de peajes, intervención en la renta obtenida por congestión y asignación de cuotas de compra de energía generada bajo este modelo. El autor

⁵ Ramos, Eduardo (2020). La generación distribuida: El camino hacia la producción descentralizada de electricidad y pautas para su reglamentación. *Artículo publicado en Forseti, Revista de Derecho.*, VIII(11), 07-35. Estudio Rodrigo, Elías & Medrano Abogados, Lima, Perú. Disponible en <https://doi.org/https://doi.org/10.21678/forseti.v8i11.1255>

recomienda realizar ajustes en los límites de potencia instalada (hasta 50 MW) y tensión, programar un ingreso gradual de la GD, y determinar las fronteras de responsabilidad.

1.3. Planteamiento y formulación del problema

1.3.1. Planteamiento de la realidad problemática

Actualmente, existen dos formas de generación eléctrica: centralizada (tradicional) y distribuida. La primera consiste en plantas de generación concentradas en puntos estratégicos dentro de un sistema eléctrico y distanciadas de los puntos de consumo. La segunda consiste en sistemas de generación ubicados en los mismos puntos de consumo (redes de distribución eléctrica), lo que permite disminuir las pérdidas de energía propias de las redes de transmisión.

En el Perú se ha desarrollado principalmente la generación eléctrica centralizada o tradicional. Respecto a la generación distribuida, existen algunos sistemas instalados en ingenios azucareros, refinerías de petróleo, subestaciones eléctricas, es decir, son sistemas de mediana escala pertenecientes a importantes agentes económicos del SEIN, destinados a autoconsumo, por lo tanto, no inyectan sus excedentes al sistema interconectado. Hoy no existe normativa legal que incentive y garantice su adecuada integración. Al ser un sistema de generación muy complejo, que abarca aspectos técnicos, económicos, comerciales, medioambientales e, incluso, sociales, es imperativo un análisis exhaustivo, especialmente, sobre los precios de la energía producida por los sistemas de GD en caso se inyecte a la red pública y sobre los beneficios al usuario que es también generador, según Vásquez Cordano (2017)⁶. La ejecución de un mayor análisis es fundamental para que se determine algún esquema de compraventa de la energía suministrada por la Generación Distribuida y, por lo tanto, que no se retrase su reglamentación en el Perú, según la revista *Energía Estratégica* (2019)⁷ ni se impida su integración a los mercados eléctricos nacionales. Si bien es cierto, la

⁶ Vásquez Cordano, A. (2017). Aspectos económicos de la implementación de redes inteligentes (smart grids) en el sector eléctrico peruano. *Documento de Trabajo N° 38. Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin.*

⁷ *Energía Estratégica*. (26 de Noviembre de 2019). Perú demora el nuevo reglamento para incentivar generación distribuida. Obtenido de *RevistaEnergia.pe*: <https://revistaenergia.pe/peru-demora-el-nuevo-reglamento-para-incentivar-generacion-distribuida/>

Generación Distribuida es definida y conceptualizada en algunas partes de la legislación peruana, aún falta regularla. Así, por ejemplo, en el año 2018 se publicó un proyecto de Reglamento para la Generación Distribuida, según el Ministerio de Energía y Minas (2018)⁸, en el cual se describían varios aspectos técnicos y comerciales de la GD, entre ellos, las definiciones de Microgeneración Distribuida (MCD) y Mediana Generación Distribuida (MGD), en función del nivel de tensión y la potencia instalada.

En países como España, Estados Unidos, Chile, Alemania, que tienen sistemas y mercados eléctricos más maduros, con un alto nivel de integración, la Generación Distribuida se desarrolla ampliamente, cubriendo un importante porcentaje de la demanda de sus respectivos países. En estos países, es común observar los techos de viviendas, edificios, oficinas, e incluso estadios, implantados con paneles fotovoltaicos, con los cuales se proporcionan energía eléctrica a sí mismos (autoconsumo). Estas infraestructuras requieren mecanismos de comercialización con altos niveles de dinamismo. El nivel de desarrollo es tan alto que, incluso, se presenta ya el "autoconsumo virtual", mecanismo que consiste en demandar energía de generadores distribuidos alejados, sin la necesidad de tener uno propio. Con lo expuesto, se prevé que en los próximos años, poco más del 50% de las viviendas familiares de Europa sean energéticamente autosuficientes, es decir, no necesitarán de un sistema interconectado nacional según Roca J. (2023)⁹; un escenario muy diferente al peruano.

En el Perú, como es el caso de la región Lambayeque, existe la factibilidad de desarrollar proyectos de generación distribuida debido a que se dispone con recursos solar y eólico, según diferentes fuentes bibliográficas (Atlas Solar, Atlas Eólico) y herramientas informáticas que incluyen metodologías de medición y cálculo (Solargis, Global Wind Atlas).

⁸ Ministerio de Energía y Minas. (02 de Agosto de 2018). Proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida. *Obtenido de* <http://www.minem.gob.pe/prepublicacionesSectorDetalles.php?idSector=6&idTitular=3828&idPrepublicacion=240>

⁹ Roca, J. (07 de Noviembre de 2023). La mitad de las viviendas familiares europeas podrían ser autosuficientes energéticamente con energía solar y almacenamiento. *El Periódico de la Energía*. Recuperado el 24 de Febrero de 2024. de <https://elperiodicodelaenergia.com/la-mitad-de-las-viviendas-familiares-europeas-podrian-ser-autosuficientes-energeticamente-con-energia-solar-y-almacenamiento/>

También se dispone con suficiente demanda eléctrica (regulada y libre) que justifica la ejecución de dichos proyectos.

La presente investigación resuelve una problemática constituida en tres partes:

- i. La necesidad de estimar los costos de energía producida por la GD (enfocándose en la microgeneración distribuida, MCD, para el sector residencial).
- ii. La necesidad de determinar el nivel de potencia y la cantidad de energía asociada que debe producir la GD para garantizar rentabilidad y confiabilidad al sistema.
- iii. La necesidad de definir el modelo de negocio para la GD.

En ese sentido, este estudio planteará mecanismos de comercialización y regulación económica de la GD, de tal manera que se encuentre un equilibrio de mercado y beneficie a todos los participantes del sector: generadoras, transmisoras, distribuidoras, comercializadoras y usuarios finales. Asimismo, se debatirá sobre la conveniencia en la cantidad y la naturaleza de las empresas e instituciones que estarán a cargo tanto de las actividades como de los costos de inversión, operación y mantenimiento de los generadores distribuidos, en función a las reglas de oferta y demanda (libre mercado) o a la intervención de un agente regulador (monopolio natural).

1.3.2. Formulación del problema

Problema general

¿Será que los resultados de un correcto análisis energético-económico de la demanda eléctrica podrían ser útiles para el incentivo a la integración de la microgeneración distribuida (MCD) en una región del Perú?

Problemas específicos

- a. ¿Cuáles serían los precios de energía producida por la MCD que incentivarían su integración al sistema eléctrico de una región del Perú?
- b. ¿Qué potencia eléctrica (y su energía asociada) producida por la MCD influiría positivamente al mercado eléctrico de una región del Perú?
- c. ¿Cuál sería el modelo de mercado para la MCD que fomentaría su integración al mercado eléctrico de una región del Perú?

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Analizar energéticamente y económicamente la demanda eléctrica para incentivar la integración de la microgeneración distribuida en el mercado eléctrico de una región típica o representativa del Perú, como es el caso de la región Lambayeque, ubicada en la costa norte del país.

1.4.2. Objetivos específicos

- a. Evaluar los precios de energía a partir de la integración de la MCD en el mercado eléctrico de una región del Perú.
- b. Determinar la potencia (y su energía asociada) producida por la MCD dentro del mercado eléctrico de una región del Perú.
- c. Analizar el modelo de mercado para la MCD dentro del mercado eléctrico de una región del Perú.

1.5. Hipótesis

1.5.1. Hipótesis general

Los resultados de un análisis energético-económico adecuado de la demanda eléctrica preverán las condiciones acertadas para que sea posible una eficiente integración de la microgeneración distribuida en el sistema eléctrico de una región del Perú.

1.5.2. Hipótesis específicas

- a. Se pueden establecer precios de energía competitivos para la MCD, los cuales beneficiarían su adaptación al mercado eléctrico de una región del Perú.
- b. Se puede calcular adecuadamente la potencia (y su energía asociada) producida por la MCD, lo que beneficiaría la operación eficiente en el mercado eléctrico de una región del Perú.
- c. Se puede diseñar correctamente el modelo de mercado para la MCD, lo que propiciaría su integración eficiente al mercado eléctrico de una región del Perú.

1.6. Variables y operacionalización de variables

En la Tabla 1 se presentan las variables de investigación, indicadores y escala de medición, así como la definición conceptual y definición operacional de las variables.

Tipo de variable	Variable	Definición conceptual	Definición operacional	Indicador	Escala de medición
Independiente	Precio de energía de la Microgeneración Distribuida (MCD)	Valor pecuniario o monetario en que se estima una unidad de energía.	Valor pecuniario o monetario en que se estima una unidad de energía generada por un sistema de MCD.	Cantidad de dinero que se pagaría por una unidad de energía producida por MCD (ctv.S./kWh)	Intervalo
Independiente	Potencia producida por la Microgeneración Distribuida (MCD)	Capacidad para generar energía eléctrica.	Capacidad de un sistema de MCD para generar energía eléctrica.	Nivel de potencia (y su energía asociada) generada anualmente (MW).	Intervalo
Independiente	Modelo de negocio para la Microgeneración Distribuida (MCD)	Conjunto de características y condiciones que describen a un modelo o tipo de mercado	Conjunto de características y condiciones que describen al modelo o tipo de mercado aplicado al negocio de la MCD.	Tipo de mercado para la MCD.	Nominal
Dependiente	Posibilidad de integración de la Microgeneración Distribuida (MCD) al Sistema eléctrico de una region del Perú.	Capacidad de un nuevo sistema para adaptarse a un mercado ya existente.	Capacidad de la MCD para adaptarse al mercado eléctrico de una region del Perú.	Opción de integración de la MCD	Nominal

Tabla 1. Matriz de operacionalización
Fuente: Elaboración propia.

1.7. Metodología de la investigación

1.7.1. Unidad de análisis

La unidad de análisis corresponde al sistema eléctrico de la región de Lambayeque, la cual se ubica en la zona costa norte del Perú, carece de suficiente oferta eléctrica por lo que requiere cubrir su demanda utilizando energía producida en otras regiones, está constituida por una zona urbana de mediana a alta densidad poblacional, está conectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y, además, presenta las siguientes características en cuanto a valoración energética:

- Mediano potencial energético solar, con valores de irradiación solar global mayores a 5.5 kWh/m²/día, según el **“Atlas de energía solar del Perú”** del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (2003), y según el mapa solar de Solargis (2022).
- Alto potencial energético eólico, con velocidades de viento mayores a 9 m/s y densidades de potencia mayores a 500 W/m², a una altura de 100 metros sobre el suelo, según el **“Atlas eólico del Perú”** del MINEM (2016).

1.7.2. Tipo y Nivel de investigación

Tipo

La presente tesis implica una investigación de tipo aplicada debido a que afronta un problema concreto en el sector eléctrico del Perú: la necesidad de establecer las adecuadas condiciones económicas y comerciales de la Generación Distribuida para su integración al mercado eléctrico. Este modo de generación y comercialización de energía eléctrica ya se realiza en diversos países del mundo: Chile, España, Estados Unidos, etc. Por esta razón, es un problema real y específico.

Nivel

El nivel de la investigación es descriptivo, por lo tanto, el fin de la investigación es describir escenarios de integración de la Generación Distribuida en el mercado eléctrico regional en términos de precios de energía, cantidades de energía producida por la MCD y modelos de mercado. En esta investigación no se explora la relación causa-efecto entre las variables, por lo que no se trata de una investigación experimental.

1.7.3. Método de diseño de investigación

El diseño de investigación es cuantitativo. En ese sentido, el primer y segundo objetivos específicos se evalúan cuantitativamente, realizando cálculos y proyecciones tanto de variables energéticas como de variables económicas. Luego, se evalúa el desempeño de la MCD dentro del mercado eléctrico lambayecano. A partir de estos resultados numéricos se evalúa el tercer objetivo específico de la tesis, en función a conceptos económicos y energéticos, y a la experiencia del sector eléctrico en el Perú y otros países.

Esta investigación cuantitativa tiene modalidad cuasi-experimental, pues si bien es cierto, físicamente, no es posible manipular o controlar cada variable, si es posible realizar aproximaciones mediante cálculos ejecutados en programas informáticos y debatirlos de manera cualitativa. En ese sentido, se estiman las mejores condiciones para describir la operación de la MCD y se ensayan los mejores escenarios para su integración.

1.7.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

La técnica utilizada es la de observación, pues se realiza la revisión bibliográfica de diversas fuentes abiertas, que consisten en informes técnicos y reportes estadísticos de instituciones como Ministerio de Energía y Minas, OSINERGMIN, COES, entre otros.

1.7.5. Análisis y procesamiento de los datos

El análisis de la información consiste en el registro de los datos recolectados en bruto y en la ejecución de cálculos, tales como flujos de caja económicos, dimensionamiento de sistemas energéticos, análisis estadísticos, proyecciones, etc.

1.8. Justificación e importancia

La presente investigación se justifica por los siguiente cuatro aspectos:

i. Aspecto Económico

La mayor relevancia de la tesis se enfoca en el aspecto económico, debido a que la ocurrencia de proyectos de generación distribuida depende principalmente si son rentables o no. La investigación se justifica en la necesidad del país de emplear fuentes de energía y sistemas de conversión energética a bajos costos, y así evitar el uso de fuentes caras como

el diésel o evitar el uso de largas líneas de transmisión que también encarece la electricidad.

El Perú se ha visto afectado por estas dos últimas acciones en los años recientes.

ii. Aspecto Social

No toda la población tiene acceso a servicios energéticos como lo es el suministro de electricidad, lo que impacta negativamente en la calidad de vida de las personas al no poder contar con un medio fundamental para estudiar, trabajar, cocinar, etc. De ahí la necesidad de buscar y promover sistemas energéticos descentralizados.

iii. Aspecto Ambiental

La generación de energía eléctrica es una de las principales fuentes de emisiones de CO₂ en todo el mundo, las cuales serían una de las principales causas del calentamiento global. Por tal motivo, la presente investigación se justifica en la necesidad de incentivar el uso de fuentes de energía no contaminantes, es decir, con bajas emisiones de CO₂.

iv. Aspecto Normativo

Hace más de cinco años se publicó el “Proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida” dictado por el Ministerio de Energía y Minas (2018), con un conjunto de normas que regularían a este nuevo sistema de suministro de electricidad; sin embargo, no se avanzó el procedimiento y no se ejecutaron nuevas iniciativas al respecto. Así, al día de hoy no se tiene normas que conduzcan adecuadamente a la generación distribuida.

Asimismo, teniendo en cuenta que la Generación Distribuida representa una vía para la expansión de los sistemas de producción eléctrica mediante fuentes renovables no convencionales, es preciso mencionar la pertinencia de lo dictaminado por el Ministerio de Energía y Minas (2014)¹⁰, que plantea como meta para el año 2025 que las energías renovables no convencionales contribuyan con un 5% en la generación eléctrica del país. La siguiente meta es alcanzar un 15% de participación de la matriz energética para el año 2030,

¹⁰ Ministerio de Energía y Minas. (2014). Plan Energético Nacional 2014-2025. 2014. Ministerio de Energía y Minas.

señalado por Martín Vizcarra (2019)¹¹ en su participación, como Presidente de la República, en el “Sun World 2019 Perú – Encuentro y Exposición Mundial de Energías Renovables”, según un artículo de la Agencia Peruana de Noticias ANDINA. Elliot (2019)¹² en su participación, como Viceministra de Electricidad, en la VIII Conferencia Energías Renovables 2019, indicó que para el año 2030 otra meta es alcanzar el acceso universal al suministro eléctrico, especialmente en las zonas rurales, según un artículo del Ministerio de Energía y Minas.

Asimismo, la importancia de la investigación, en los mismos aspectos mencionados, se explica de la siguiente manera:

i. Aspecto Económico

Los resultados de la investigación brindan información sobre los precios que podrían tener la energía producida por los sistemas de generación distribuida y de qué manera podrían hacerse rentables, es decir, qué condiciones de financiamiento deberían tener, qué modelo de negocio deberían aplicarles, cuál debería ser su ritmo de crecimiento, entre otros.

ii. Aspecto Social

Como consecuencia de los resultados en el aspecto económico, se puede incentivar el uso de fuentes renovables y sistemas descentralizados en zonas donde no se tiene acceso a la red eléctrica o se tiene una baja calidad de suministro eléctrico.

iii. Aspecto Ambiental

La Generación Distribuida representa una oportunidad para impulsar el aprovechamiento de las energías renovables en la cadena de valor de la producción de electricidad, originando un continuo reemplazo del consumo de fuentes fósiles (carbón, diésel, gas natural). Aunque no es competencia de la presente tesis, sí permitirá brindar información para estudios sobre reducción en las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

¹¹ Vizcarra, M. (14 de Noviembre de 2019). Meta al bicentenario es que todos cuenten con acceso a energía en condiciones óptimas. *Obtenido de Agencia Peruana de Noticias ANDINA*: <https://andina.pe/agencia/noticia-meta-al-bicentenario-es-todos-cuenten-acceso-a-energia-condiciones-optimas-774083.aspx>

¹² Elliot, P. (16 de Julio de 2019). MINEM: Energías renovables contribuyen al esfuerzo para cerrar brechas de electrificación rural. *Obtenido de Ministerio de Energía y Minas*: https://www.minem.gob.pe/_detallenoticia.php?idSector=6&idTitular=9262

iv. Aspecto Normativo

Los resultados obtenidos de la presente tesis favorecen el análisis del actual proyecto de reglamento (y otros por desarrollar), normas y leyes que puedan aplicarse para garantizar la inyección de energía con Generación Distribuida de manera óptima, económica y eficiente.

Por otro lado, esta investigación representa una oportunidad para incentivar la Generación Distribuida y el aprovechamiento de energías renovables, en concordancia con lo planificado por el MINEM.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO DE LA INVESTIGACIÓN

2.1. Matriz energética: Oferta y Demanda

Según COES (2023)¹³, en el año 2022 se generó 56,084.20 GWh de energía eléctrica, con un aumento del 3.88% respecto al año 2021. El 50.76% de la producción correspondió a fuentes hídricas, el 44.28% a combustibles fósiles y solo el 4.9% se generó de fuentes renovables no convencionales (solar y eólica). Un mayor detalle se puede observar en la Figura 1:

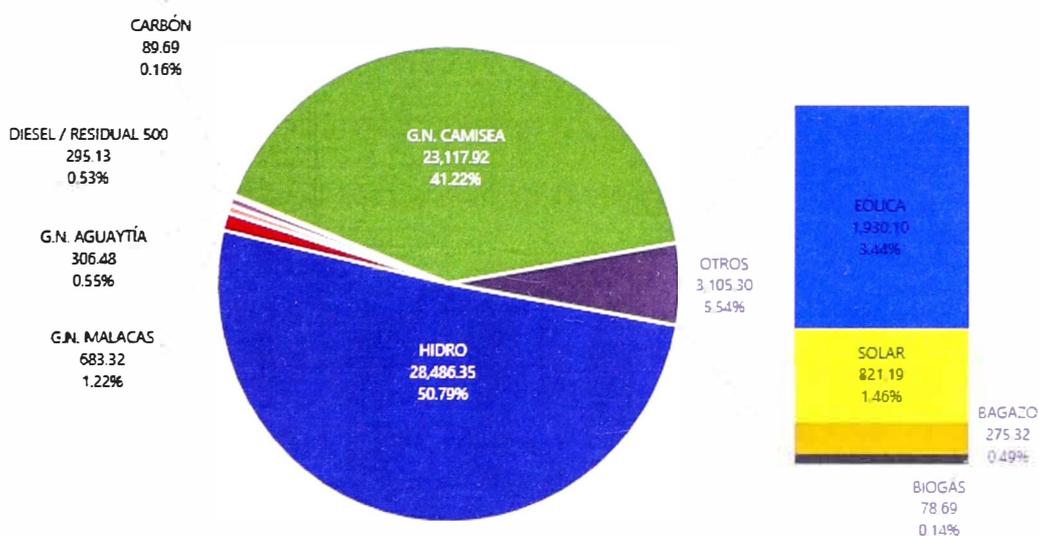


Figura 1. Participación de la producción de energía eléctrica por recurso energético.
Fuente: COES (2023).

Sobre las estadísticas relacionadas a la potencia efectiva, al año 2022 el Perú contaba con 13,190.24 MW, correspondiendo el 39.44% de esta a centrales hidroeléctricas, el 53.32% a centrales termoeléctricas, el 5.10% a centrales eólicas, y el 2.14% a centrales solares. Solo la potencia instalada eólica creció en 63.1% con relación al año 2021. Los demás tipos de generación no tuvieron mayor variación. La fuerte presencia de la generación termoeléctrica se debe a la explotación del gas natural proveniente del proyecto Camisea que empezó sus operaciones en el año 2004. Por su parte, la proporción relacionada a las energías renovables, aún en un bajo nivel, es gracias a las cuatro (04) subastas de energía ejecutadas

¹³ COES. (2023). Estadística Anual 2022. Lima: COES. Recuperado el 13 de Diciembre de 2023, de <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2022>

desde el año 2008, siendo una política importante para el impulso a estas fuentes de energía limpias y abundantes en el país, según Vásquez, Tamayo y Salvador (2017)¹⁴.

Un indicador muy importante para la planificación eléctrica nacional es el del margen de reserva, que es la división del excedente de oferta entre la demanda. Esta proporción permite prever la necesidad de nuevas centrales de generación, con el objetivo de cubrir el crecimiento de la demanda. En el año 2022, habiendo tenido una máxima demanda de 7,467.45 MW, el margen de reserva fue de 76.64%. Como dato relevante histórico, en abril del 2020, debido a las restricciones económicas impuestas por el Gobierno Peruano para mitigar los efectos de la pandemia por el COVID-19, que provocó una reducción de la demanda en 23%, el margen de reserva aumentó a 144%, según OSINERGMIN (2020)¹⁵. En la Figura 2, se aprecia la evolución del margen de reserva:

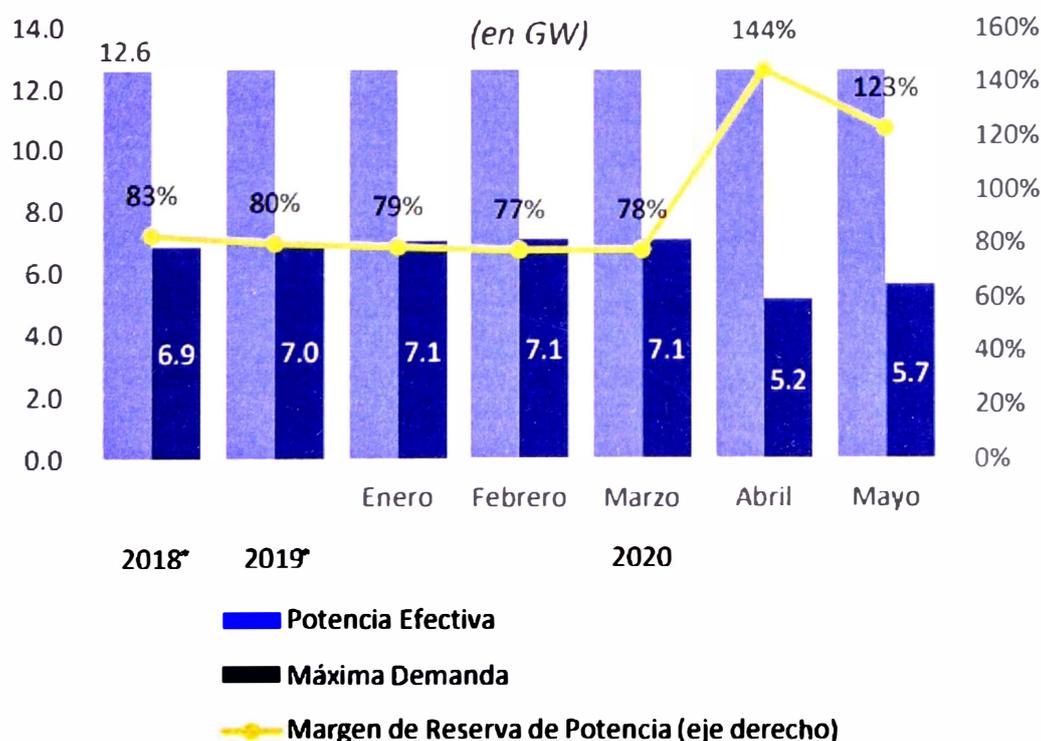


Figura 2. Potencia efectiva, máxima demanda y margen de reserva 2018 – 2020 (los datos de 2018 y 2019 son anuales).
Fuente: OSINERGMIN (2020).

¹⁴ Vásquez, A., Tamayo, J., & Salvador, J. (2017). La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático. Lima: OSINERGMIN.

¹⁵ OSINERGMIN. (2020). *Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Electricidad. Primer Semestre del 2020*. Lima: OSINERGMIN. Recuperado el 17 de Diciembre de 2023. de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1400544/RSMME-A%C3%B1o%2019-N%C2%BA%2017%3A%202020-I.pdf?v=1603650952>

2.2. Estructuración del mercado eléctrico

Según Tamayo, Salvador, Vásquez, y Vilches (2016)¹⁶, el sector eléctrico, visto como una cadena productiva, tiene las siguientes etapas: generación, transmisión, distribución y comercialización.

- **Generación:** Es la etapa donde se produce la electricidad, convirtiendo una determinada forma de energía (fuerza del agua en ríos y mares, radiación solar, fuerza del viento, energía química de combustibles fósiles y biomasa) en energía eléctrica, utilizando diferentes tipos de sistemas: turbinas de gas, turbinas de vapor, turbinas hidráulicas, paneles solares, aerogeneradores, motogeneradores, etc.
- **Transmisión:** Es la etapa en la que se dirige la energía producida en las plantas o centros de generación, a través de conductores fabricados de cobre, principalmente, de varios kilómetros de longitud, hasta las zonas de consumo final. La transmisión se realiza a altas tensiones (138 kV, 220 kV, o 500 kV) para reducir pérdidas de energía por efecto Joule en los cables eléctricos (calentamiento de material y disipación de calor).
- **Distribución:** Cuando la energía llega a las zonas de consumo, se debe distribuir entre cada usuario a través de conductores eléctricos a media y baja tensión (22.9 kV, 1 kV). Los usuarios poseen medidores que registran el consumo de energía y que sirve para la comercialización.
- **Comercialización:** Si bien es cierto, físicamente no forma parte de la cadena productiva eléctrica, se trata de un área transversal donde se establecen las reglas para fijar los precios a la energía y las formas de venderla entre los agentes y consumidores.

Tipos de usuarios

- **Usuarios regulados:** Son los usuarios que consumen una demanda menor de 200 kW, cuyos precios son fijados por un agente regulador (OSINERGMIN en el Perú) a partir de diferentes métodos, con el fin de contrarrestar los riesgos del monopolio natural.

¹⁶ Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., & Vilches, C. (2016). La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país. Lima: Osinergmin.

- Usuarios libres: Son los usuarios que consumen una demanda mayor a 2,500 kW y que están facultados para negociar sus precios de energía con uno o más empresas generadoras o distribuidoras; de esta manera, se evidencia la aplicación del libre mercado.

Los usuarios que consumen una demanda dentro del rango de 200 kW y 2,500 kW pueden elegir entre ser regulados o libres.

Tipos de mercado

A nivel de generación, el mercado lo rige las leyes de la libre competencia; mientras que, en las etapas de transmisión y distribución, el mercado se encuentra regulado por el Estado.

- Mercado mayorista: Es el mercado de corto plazo e incluye a los generadores, las empresas distribuidoras y los grandes usuarios. El objetivo de este mercado es cubrir las variaciones entre la demanda real y la contratada. Las transacciones comerciales en el mercado mayorista se ejecutan en base al costo marginal que asume el sistema para suministrar una unidad "extra" de energía. Operativamente, tanto el costo marginal como la demanda eléctrica son establecidos de manera quinceminutal, es decir, cada 15 minutos; además, el ingreso a red de los generadores se realiza según el valor de sus costos, de menor a mayor, así el costo marginal representa el costo variable de la central productora más cara que se encuentra funcionando para cubrir la demanda cuantificada en un momento específico. En ese sentido, las primeras centrales en despachar son las plantas que utilizan energía renovable: hidroeléctricas y no convencionales (solar, eólica, biomasa); seguidas por las centrales a gas natural (ciclo simple y ciclo combinado); completando el despacho, finalmente, las centrales de reserva fría a diésel.
- Mercado de largo plazo: El precio de la electricidad es altamente variable en el tiempo por diversos factores: precio de los combustibles fósiles, precio del dólar, precio de los metales, disponibilidad de recursos naturales (agua, viento, sol), eventos climáticos, capacidad de transmisión, fallas en el sistema eléctrico, entre otros. Debido a esta variabilidad, que puede provocar cierta incertidumbre, las empresas dedicadas a la generación eléctrica firman contratos a largo plazo, ya sea con empresas que realizan la actividad de distribución o con usuarios libres. Un contrato a largo plazo (*forward*) consiste

en un acuerdo simple destinado a la compraventa de un determinado bien o activo en un periodo posterior, a un determinado precio. Con la finalidad de proteger a los usuarios, el regulador del sector tiene como función fijar precios máximos, llamados también precios en barra. En el mercado peruano, una mayor proporción del precio de la energía eléctrica de los clientes regulados corresponde a los contratos de largo plazo, los cuales resultan de las licitaciones o concursos públicos entre las entidades distribuidores y generadores; asimismo, una menor parte (15%) se origina del precio regulado.

El monopolio natural, según lo explicado a lo largo del libro de Tamayo, Salvador, Vásquez, y Vilches (2016), es un concepto que permite entender la estructura de un mercado eléctrico y se define como aquella condición en la que se generan más beneficios bajo el escenario en que una sola empresa brinde un bien o servicio dentro de un mercado específico. El monopolio natural se explica a partir de la teoría de la economía de escala, que significa la disminución de los costos medios según el crecimiento de la demanda. La existencia de una sola empresa prestadora de un servicio, incentiva que el Estado se involucre para evitar que dicha empresa ejecute un abuso de posición dominante sobre el mercado, estableciendo precios muy altos y ofreciendo un servicio con un nivel de calidad menor al óptimo estándar. Por otro lado, en algunas ocasiones, los mercados que son monopolios naturales significan utilidades muy importantes; por ejemplo, son infraestructuras cruciales para brindar un servicio especial y, además, aseguran el desarrollo de la disputa comercial en las etapas de *upstream* y *downstream*. Cuando existe monopolio natural, el Estado no solamente se responsabiliza por la regulación tarifaria, sino que debe asegurar un acceso sin discriminación y siempre disponible.

Formas de facturación

- Precio a nivel de generación (PNG)

Según Dammert, Molinelli, y Carbajal (2011)¹⁷, este precio tiene dos (02) componentes: el precio en barra y el precio firme.

¹⁷ Dammert, A., Molinelli, F., & Carbajal, M. (2011). *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*. Lima: Osinergmin.

El precio en barra se calcula anualmente aplicando un recurso administrativo fijado por OSINERGMIN y está compuesto por los precios básicos de energía, potencia y peaje de transmisión. Como parte de este procedimiento, los precios en barra deben ser cotejados con el promedio de los precios obtenidos a partir de los concursos convocados por las empresas operadoras de la distribución eléctrica. El precio en barra es aprobado siempre y cuando la diferencia entre ambos es menor a 10%; de lo contrario, se debe recalcular el precio básico de la energía hasta lograr como máximo una discrepancia de 10%.

El precio básico de energía sirve para cubrir los costos variables en los que incurren las plantas de generación eléctrica, los cuales son directamente proporcionales a la cantidad de energía que produzcan, se estima para cada una de las barras que conforman el SEIN y se obtiene del promedio equilibrado de los precios marginales futuros, aplicando el modelo Perseo como parte del proceso de cálculo.

Por otro lado, el precio básico de potencia consiste en un pago que facilita a las empresas generadoras poder cubrir los costos fijos relacionados a inversión (compra de maquinaria), operación (contratación de personal) y mantenimiento (compra de repuestos y herramientas) de su planta de generación. Su evaluación considera el funcionamiento de un generador turbogás que utiliza diésel, considerado el más económico para satisfacer el aumento de pedidos en los momentos de mayor demanda durante el año. El precio se presenta en unidades de capacidad (precio por MW adicional).

El segundo componente, el precio firme, es el resultado de licitaciones de contratos entre empresas generadoras y empresas distribuidoras, quienes pueden convocar a subastas de energía para atender sus ventas al Servicio Público de Electricidad.

- Peaje de Transmisión

El peaje por concepto de transmisión representa un costo que retribuye el uso de las largas líneas eléctricas que trasladan la energía producida por los sistemas de generación hasta las zonas de los consumidores finales. Dentro de la Ley N° 28832 se realizaron ciertas precisiones en cuanto al pago a la función de transmisión eléctrica. En un inicio, las distintas infraestructuras orientadas a la transmisión de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado

Nacional (SEIN) tenían la denominación únicamente de Sistema Principal de Transmisión (SPT) o Sistema Secundario de Transmisión (SST). Posteriormente, se agregó el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y el Sistema Complementario de Transmisión (SCT).

El pago del SPT comprende los costos eficientes de inversión (compra de transformadores, conductores eléctricos, estructuras de soporte), operación (planilla, seguros) y mantenimiento (reparación de fallas, limpieza de aisladores). Los costos de inversión se expresan en anualidades (anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo "aVNR"), teniendo en cuenta un valor de reemplazo al final del periodo, normalmente a 30 años, con una tasa de descuento de 12%, según la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).

En cuanto al SGT, el costo del servicio se determina mediante licitaciones en las cuales se asume el costo de inversión, operación y mantenimiento para un plazo de 30 años, como máximo, requerido por los suministradores ganadores, luego del cual se traslada a otro operador. Se reconoce el valor residual asociado, principalmente, a los refuerzos que se hayan ejecutado y el costo de operación y mantenimiento por el tiempo que dure el equipamiento.

El pago del SST y del SCT se calcula considerando los mismos conceptos. Las tarifas se determinan según los costos eficientes, calculándose un Costo Medio Anual (CMea). El CMea expresa la anualidad de la inversión, el COyM y el costo anual por la pérdida de energía.

El Sistema Complementario de Transmisión surge por los requerimientos específicos de los generadores, distribuidores y grandes usuarios. El SCT se implementa por negociación cuando están orientadas a transmitir la energía de los generadores o suministrarla a usuarios libres que previamente hayan firmado contratos con las empresas que instalaron las redes.

- Valor Agregado de Distribución (VAD)

El VAD es un costo total anual, regulado a costo eficiente, que está constituido por: i) costos relacionados al consumidor que no dependen de su demanda de potencia y energía; ii) pérdidas de potencia y energía en las redes de distribución; iii) costos estándar de

inversión, operación y mantenimiento relacionados a la distribución, por unidad de potencia vendida.

Adicionalmente hay otros cargos destinados a: Electrificación Rural, Mecanismo de Compensación de los Sistemas Aislados, Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), y Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial (MCTR).

Modelos de organización de mercado eléctrico

- Monopolio verticalmente integrado

Según Dammert, García, y Molinelli (2013)¹⁸, se trata de un monopolio en el que todas las etapas las desarrolla una única empresa. Este esquema será tan eficiente como la política de planeamiento e inversión de la empresa eléctrica, sujeta muchas veces a la aprobación de las autoridades del sector, lo garantice. La fijación de tarifas se convierte en este caso en un procedimiento para trasladar el riesgo resultante de los errores de la empresa eléctrica a los usuarios, los mismos que se ocasionan por inadecuadas decisiones de inversión, fallas en el planeamiento y sucesos imprevistos. Generalmente, la empresa monopólica tiene la facultad de comprar energía o vender sus excedentes a otras *utilities* regionales.

Existe una variación a este esquema que consiste en separar las actividades de distribución y comercialización, a cargo de otra empresa.

- Comprador único

Según Dammert, García, y Molinelli (2013), bajo este mecanismo existe una entidad o comprador único (*single buyer*) que opera como mediador entre la compra y venta centralizada de energía a nivel mayorista, fomentando que participen los generadores independientes o clientes cualificados —consumidores. La figura del comprador único puede recaer sobre una empresa distribuidora regional o un comprador que, posteriormente, suministra energía a diversas distribuidoras dentro de la zona a un precio común. Esta estructura se ha utilizado masivamente en Estados Unidos y, actualmente, en México y

¹⁸ Dammert, A., García, R., & Molinelli, F. (2013). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú.

Francia, lugares donde el nivel de desregulación del sector energético aún es limitado, pues hay barreras de entrada en las actividades de generación y a las ofertas libres de precios. En este modelo existe la posibilidad de que el comprador único tenga su propio generador.

- Sistema con competencia mayorista

Según Dammert, García, y Molinelli (2013), en esta estructura no existe un régimen especial para los generadores que forman parte del monopolio verticalmente integrado, sino que todos los generadores compiten en circunstancias similares, incentivando de esa forma la desintegración vertical. Las empresas generadoras compiten por comercializar energía a las empresas distribuidoras y a los grandes clientes en el mercado de corto plazo. Si bien en las estructuras donde el nivel de desregulación es mayor la competencia es por cantidades y precios, en algunos países, debido al tamaño de mercado u otras barreras, el regulador determina el precio dejando la fijación de la cantidad de energía al procedimiento de licitaciones o contratación bilateral entre generadores y distribuidores.

- Sistema con competencia minorista

Dammert, García, y Molinelli (2013) describen este modelo de manera muy parecida al anterior, solo que además todos los usuarios tienen la facultad de optar por alguno de los abastecedores. Los usuarios compran la energía de empresas comercializadoras minoristas, contratando con ellas según su conveniencia en precios y calidad. Las distribuidoras tienen la opción de participar de la comercialización o solo estar limitadas a la operación de las redes.

2.3. Regulación normativa

2015: DL N°1221. Mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad. En este decreto se hacen modificaciones en la determinación del VAD en aquellas empresas que ofrezcan el servicio a más de 50,000 clientes. Se reemplaza el modelo de *yardstick*, que consiste en la comparación de empresas que operan bajo características similares pero que no compiten directamente, pues se encuentran en mercados diferentes (geográficamente). Asimismo, el VAD incluye un costo correspondiente a la ejecución de proyectos de innovación

tecnológica y/o eficiencia energética en las redes de distribución, igual a un porcentaje máximo de los ingresos anuales.

2008: DL N° 1002. Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables. Esta Ley reconoce de interés nacional el fomento de una nueva generación eléctrica aprovechando recursos renovables y determina mecanismos de apoyo para la promoción de proyectos RER, como por ejemplo: ventaja para la inyección diaria de potencia; en caso de que los sistemas de transmisión y distribución eléctrica del SEIN tengan capacidad, los generadores RER podrán conectarse en primer lugar; tarifas sin grandes variaciones a largo plazo (20 años) fijadas por subastas, de las cuales se establecen los procedimientos, periodicidad de 2 años, y entidades responsables; y finalmente, compra de toda la energía generada.

2006: Ley N° 28832. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. En esta Ley se estableció el esquema de licitaciones de contratos de las empresas distribuidoras; se crearon el Sistema Garantizado y el Sistema Complementario de Transmisión; y se definió que el COES sea constituido por generadores, transmisores, distribuidores y grandes clientes libres.

1992: DL N°25844. Ley de Concesiones Eléctricas. Sus principales alcances fueron la separación del mercado eléctrico en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización; la formulación de un nuevo procedimiento de cálculo de las tarifas eléctricas; la creación del COES; y la asignación de la Dirección General de Electricidad la función de ceder las autorizaciones y concesiones para el funcionamiento del sector eléctrico.

2.4. Energías renovables

Según la Primera Ley de la Termodinámica, la energía, en cualquiera de sus formas, no puede crearse ni destruirse, sino solamente transformarse de una forma a otra. En este sentido, si bien es cierto que la energía no se pierde, sí puede degradarse durante un proceso irreversible. Por tal motivo, la energía propiamente dicha no puede considerarse renovable, pero sí las fuentes de energía, las cuales se presentan en el ambiente en cantidades tan

grandes que pueden ser vistas como ilimitadas, inagotables o infinitas según Vega de Kuyper y Ramírez Morales (2018)¹⁹.

El impulso a las fuentes de energía renovables se produjo, principalmente, debido a la necesidad de los países del mundo de mitigar los efectos del cambio climático (reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero), alcanzar una economía sostenible, y establecer una transición energética hacia tipos de energía limpias y amigables con el medio ambiente según Vásquez, Tamayo y Salvador (2017).

2.4.1. Tecnologías

Las principales tecnologías que aprovechan fuentes de energía renovable son, según Vega de Kuyper y Ramírez Morales (2018), las siguientes:

a. Solar

La principal fuente de energía en la Tierra, y de la que provienen la mayoría del resto de fuentes de energía, es la que tiene su origen en el Sol y se manifiesta a través de su radiación. Esta energía se puede aprovechar, principalmente, de dos formas:

- Solar fotovoltaica: Es el aprovechamiento directo de la energía solar a través de la generación de una tensión eléctrica, la cual produce una corriente eléctrica. Esta conversión directa, la cual requiere del uso de materiales semiconductores como el silicio, se denomina efecto fotovoltaico, y se lleva a cabo en equipos denominados paneles solares. En la Figura 3 se aprecia un conjunto de paneles fotovoltaicos que forman parte de la Central Solar Fotovoltaica Matarani, ubicada en la región Arequipa.

¹⁹ Vega de Kuyper, J. C., & Ramírez Morales, S. (2018). Fuentes de energía renovables y no renovables. Aplicaciones. México D. F., México: Alfaomega Grupo Editor.



Figura 3. Paneles solares de la Central Solar Fotovoltaica Matarani (Arequipa).
Fuente: Elaboración propia (2024).

- Soltar térmica: Es el aprovechamiento de la energía proveniente del Sol, a través de su radiación, en forma de calor. Se puede utilizar en sistemas de acondicionamiento de edificios, calentamiento de agua, generación de vapor, secado de alimentos, generación de electricidad (a partir de la generación de vapor), entre otros.

b. Eólica

Es la energía proveniente del movimiento de masas de aire provocado por la diferencia de presiones en distintos puntos de la atmósfera; así, el aire se mueve desde zonas de alta presión hacia zonas de baja presión.

Esta energía se transforma en energía mecánica haciendo girar una turbina acoplada a un generador eléctrico que, a su vez, produce la energía eléctrica. En la Figura 4 se aprecian dos aerogeneradores que pertenecen a las centrales eólicas Duna y Huambos.



Figura 4. Aerogeneradores de las centrales eólicas Duna y Huambos.
Fuente: Elaboración propia (2023).

c. Biomasa

Es la fuente de energía concentrada en materia orgánica de origen vegetal o animal, que se obtiene a partir de un proceso de transformación natural o artificial. Así, esta materia orgánica que contiene cierta cantidad de energía (en forma química) recibe el nombre de biocombustible y puede ser sólido (pellets de residuos forestales, bagazo de caña de azúcar, residuos de café, entre otros), líquido (biometanol, bioetanol, biodiesel) o gaseoso (biogás, gas de síntesis). Estos biocombustibles pasan por un proceso de combustión para generar energía térmica y/o energía eléctrica, mediante calderas, motores de combustión interna, turbinas, etc.

El biogás, por ejemplo, se compone principalmente de metano y dióxido de carbono, y se obtiene mediante un proceso anaeróbico (en ausencia de oxígeno) en el que ocurre la descomposición bioquímica de materia orgánica como estiércol de animales (vacas, cerdos), residuos agrícolas (café, plátano, arroz), aguas servidas, entre otros.

d. Hidráulica

Es la energía cinética de una cantidad de agua en movimiento que, previamente, fue la energía potencial de dicha cantidad de agua disponible a una cierta altura.

La energía hidráulica se transforma en energía mecánica haciendo girar una turbina acoplada a un generador eléctrico que, a su vez, produce electricidad.

e. Geotérmica

Es la energía contenida en el calor natural del interior de la Tierra y que se transfiere mediante conducción térmica hacia la superficie.

En este caso, la electricidad se genera extrayendo un fluido caloportador (agua caliente mezclada con vapor ligeramente sobrecalentado), el cual fluye a través de una turbina acoplada a un generador eléctrico, de manera similar a una central termoeléctrica convencional.

2.4.2. Datos estadísticos

a. Europa

Según un artículo de Roca (2023)²⁰, en mayo del 2023 la cantidad de energía eléctrica generada a partir de las fuentes solar y eólica, por primera vez, fue mayor a la cantidad de energía generada a partir de fuentes fósiles en la Unión Europea. Así, las primeras fuentes generaron 59 TWh que corresponden el 31% de la generación total, mientras que los combustibles fósiles generaron 53 TWh, correspondiendo el 27%.

En cuanto a la tendencia, el mismo artículo menciona que, considerando el periodo de enero a mayo, el carbón y el gas han disminuido su generación en 20% y 15%, respectivamente, comparando las cifras del 2023 respecto a las del 2022. Por su parte, en el mismo periodo y bajo la misma comparación, la energía solar ha aumentado en 10% y la energía eólica ha aumentado en 5%.

²⁰ Roca, J. A. (09 de Junio de 2023). La eólica y la solar superan por primera vez a la generación fósil en la UE. *El Periódico de la Energía*. Recuperado el 09 de Diciembre de 2023, de <https://elperiodicodelaenergia.com/la-eolica-y-la-solar-superan-por-primera-vez-a-la-generacion-fosil-en-la-ue/>

b. China

A nivel país, China lidera el mercado de las energías renovables con una potencia instalada de 230 GW al año 2023, producto de una inversión de USD 140,000 millones, según Roca (2023)²¹.

Esta cifra récord no solo se debió a la inversión mencionada, sino también a políticas de masificación nacional que comprenden subvenciones a través de tarifas preferenciales, aunque estas se han ido reduciendo a medida que los costos de energía solar y eólica han ido disminuyendo también. Asimismo, otro mecanismo de incentivo a las energías renovables ha sido la reducción de tasas de interés para los proyectos.

c. Estados Unidos de América

Por su parte, EE. UU. culminará el presente año con 33 GW de nueva potencia solar, lo que significa un incremento de 55% con relación al 2022, según Roca (2023)²², lo que la convierte en la fuente de energía de mayor crecimiento en dicho país. Con esta nueva potencia instalada, las centrales solares estadounidenses suman una potencia total de 161 GW.

d. Latinoamérica

Doce países de Latinoamérica y el Caribe generan más del 70% de su electricidad a partir de recursos renovables, según Mosquera (2023)²³. Estos países son: Paraguay, Costa Rica, Ecuador, Uruguay, El Salvador, Panamá, Colombia, Venezuela, Brasil, Belice, Nicaragua y Guatemala.

²¹ Roca, J. A. (29 de Noviembre de 2023). China lidera la carrera mundial de las renovables con la cifra récord de 230 GW instalados en 2023. *El Periódico de la Energía*. Recuperado el 09 de Diciembre de 2023, de <https://elperiodicodelaenergia.com/china-lidera-carrera-mundial-renovables-cifra-record-230-gw-instalados-2023/>

²² Roca, J. A. (09 de Diciembre de 2023). EEUU finalizará el año con un total de 33 GW de nueva capacidad solar, un 55% más que en 2022. *El Periódico de la Energía*. Recuperado el 9 de Diciembre de 2023, de <https://elperiodicodelaenergia.com/eeuu-finalizara-el-ano-con-un-total-de-33-gw-de-nueva-capacidad-solar-un-55-mas-que-en-2022/>

²³ Mosquera, P. (21 de Febrero de 2023). Renovables en América Latina: los 12 notables. *Obtenido de Energías Renovables. El periodismo de las energías limpias*.: <https://www.energias-renovables.com/panorama/renovables-en-america-latina-los-12-notables-20230221>

En el caso de Costa Rica, en el año 2021 el 73.4% de energía se generó mediante centrales hidroeléctricas; el 13.9%, mediante centrales geotérmicas; el 12.1%, mediante centrales eólicas y el 0.6% restante mediante centrales solares y de biomasa.

Uno de los países más grandes del mundo, Brasil, al año 2021 tuvo una potencia instalada de fuentes renovables de 158 GW. El 58% del total de electricidad generada corresponde a energía hidroeléctrica. Por otra parte, la energía eólica y la energía solar representan el 11% y el 11.6% de la capacidad total del país, con potencias de 22 GW y 23.1 GW, respectivamente.

2.4.3. Proyecciones

a. Europa

En su artículo, Roca (2023)²⁴ menciona que el objetivo de Europa es que al año 2030, al menos el 42.5% de su consumo de energía se abastezca mediante fuentes renovables. Sin embargo, existen algunos problemas que deben resolver como, por ejemplo, el aumento en un 20% de las proyecciones del costo nivelado promedio de electricidad hasta el año 2050, con relación a anteriores predicciones. Otro factor que influirá en el aumento de los costos es el cambio tecnológico en cuanto a la construcción de nuevos paneles solares, los cuales necesitarán mayor contenido de plata. Finalmente, el crecimiento de las tasas de interés de los financiamientos también provocarán un aumento en los costos de energía proveniente de fuentes renovables.

b. China

Para el año 2060, China tiene como objetivo lograr la neutralidad de carbono, para lo cual viene aplicando políticas de rápida electrificación y propagación de las energías renovables. En ese sentido, para el año 2025, el país asiático prevé tener instalados 380 GW de energía solar y eólica. Para cumplir con estos objetivos, ha destinado 455,000 millones de

²⁴ Roca, J. A. (13 de Noviembre de 2023). ¿Pueden las energías renovables europeas seguir generando beneficios? Recuperado el 11 de Diciembre de 2023, de *El Periódico de la Energía*: <https://elperiodicodelaenergia.com/pueden-energias-renovables-europeas-seguir-generando-beneficios/>

dólares de inversión. Por otro lado, al año 2030, China prevé tener una capacidad de 300 GW en sistemas de almacenamiento de energía.

c. Estados Unidos de América

La primera potencia mundial espera que, para el año 2050, la energía solar sea su principal fuente de generación eléctrica, aun cuando se prevé un ligero descenso en la instalación de sistemas de autoconsumo para el año 2024 debido a cambios en la política de medición de energía y las altas tasas de interés. Sin embargo, EE. UU. proyecta alcanzar 377 GW de capacidad solar para el año 2028.

d. Latinoamérica

Quince países de Latinoamérica y el Caribe han suscrito un compromiso de alcanzar el 70% de generación renovable al año 2030. Otro objetivo ligado al ya mencionado es el de Guatemala, por ejemplo, que proyecta alcanzar casi 6 GW de capacidad renovable para el año 2052.

México, por su parte, ha ampliado su objetivo de reducción de emisiones de GEI en 35%, para el año 2030, que implica una potencia instalada nueva de 40 GW renovables y una inversión de 48,000 millones de dólares, según *El Periódico de la Energía* (2022)²⁵.

2.5. Generación Distribuida

Definición. La Generación Distribuida (GD) es una forma de producción de energía eléctrica dentro de la misma zona de consumo final; de esta manera, los mismos usuarios generan su propia electricidad y tienen la alternativa de inyectar una parte a la red pública. Bajo estas características, se trata de una generación a baja escala y que ocasiona flujos de potencia bidireccionales, variaciones en los parámetros de operación de red (tensión, frecuencia, armónicos), por lo que requiere un nivel de robustez mayor. Básicamente, los sistemas GD consisten en instalaciones de paneles solares o aerogeneradores en techos, paredes y ventanas de viviendas y edificios, según permitan las normas técnicas.

²⁵ *El Periódico de la Energía*. (14 de Noviembre de 2022). México promete reducir un 35% las emisiones de gases de efecto invernadero a 2030. *El Periódico de la Energía*. Recuperado el 17 de Diciembre de 2023, de <https://elperiodicodelaenergia.com/mexico-promete-reducir-un-35-las-emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-a-2030/>

Según Tamayo R. (2020)²⁶, existen cinco modelos de negocio para la generación distribuida:

- **Suministro de sistemas:** En este modelo, la propiedad del equipo recae sobre el propietario del inmueble, quien también es el consumidor de electricidad. Así, la adquisición de los equipos se da únicamente por compraventa.
- **Servicio *leasing*:** En este modelo, la propiedad del equipo recae sobre el promotor del proyecto, quien celebra contratos de *leasing* y PPA con el propietario del inmueble, quien cumple el rol de consumidor de electricidad.
- ***Rent-the-space*:** En este modelo, también existe un promotor de proyecto (propietario del equipo) que es diferente al propietario del inmueble, pero el acuerdo es de alquiler del espacio y contrato de suministro.
- **Propietario con inquilino:** La relación contractual es el de alquiler de vivienda y contrato de suministro, en los que el promotor del proyecto es el propietario del equipo y el consumidor de electricidad es el inquilino.
- ***Utility Scale*:** El propietario del sistema es una empresa comercializadora de electricidad y el consumidor de energía es el propietario del inmueble. La relación contractual a través de un PPA.

Propuesta de normativa en Perú.

Según el Ministerio de Energía y Minas (2018) en su proyecto de reglamento en el Perú, se tienen dos tipos de Generación Distribuida:

- **Mediana Generación Distribuida (MGD):** Sistema GD que tiene una capacidad mayor a 200 kW y menor o igual a 10 MW, y se asocia a la Red de Distribución de Media Tensión. El interesado en instalar este tipo de generación distribuida deberá presentar un Estudio de Conexión a la Empresa de Distribución Eléctrica (EDE). Dicho estudio será realizado por el interesado o por la EDE, y debe comprender las principales características del proyecto. Su operación será coordinada por la EDE, quien a su vez coordinará

²⁶ Tamayo, R. (2020). Alcances de la Generación Distribuida en el Sector Eléctrico: Aplicaciones y casos de estudio. Lima: Waras Editorial.

constantemente con el COES. La MGD está obligada a cumplir todas las disposiciones comunicadas por su coordinador, así como también a entregar toda la información que le solicite sobre su operación. La MGD debe tener la función de lectura bidireccional de energía y tendrá la facultad de vender la energía que genere a través de acuerdos de suministro suscritos con la EDE para la cobertura eléctrica a sus Usuarios Regulados y Usuarios Libres; asimismo, tendrá la opción de suscribir contratos directamente con Usuarios Libres, participar en licitaciones para suministro de energía, e inyectar sus excedentes de energía al mercado mayorista, siendo miembro del COES.

- Microgeneración Distribuida (MCD): Sistema GD que tiene una capacidad menor o igual 200 kW, y se asocia a la Red de Distribución en Baja Tensión o Media Tensión. Para el caso de la MCD, el Estudio de Conexión lo realiza la EDE, de considerarlo necesario.

La MCD no requerirá coordinador alguno para su despacho, por lo que generará energía libremente para consumo propio e inyectará sus excedentes a la Red de Distribución. La MCD deberá asumir los peajes y cargos tarifarios relacionados al consumo de su energía. Asimismo, su excedente de energía inyectado a la Red de Distribución en un mes determinado representará un crédito de energía que será utilizado a su beneficio en los meses posteriores, considerando como límite el periodo de doce meses calendarios.

Casos de otros países

España. La generación distribuida, en cuanto a aspectos tecnológico y económico, se ha convertido en una opción tangible para la generación eléctrica. Sin embargo, según Gonzalez y De Cardona (2018)²⁷, con la promulgación del RD 900/2015 la generación distribuida en España estuvo sujeta a diversas barreras, como el llamado “impuesto al sol” (derogado en el 2018) o la penalización a las infraestructuras con almacenamiento, que en su momento desincentivaron su implementación, resultando en proyectos inviables para la mayoría de los agentes económicos.

²⁷ Gonzalez, C., & De Cardona, M. (2018). Análisis comparativo de bonificaciones fiscales al autoconsumo en las principales ciudades españolas. Madrid: Fundación Renovables.

Según Greenpeace (2018)²⁸, la generación distribuida en hogares y PYMES evitaría al sistema eléctrico español y a la población el pago de 1,770 millones € en costes y compra de combustible y, además, reduciría cada año la emisión de 10 millones de toneladas de gases de efecto invernadero. El valor neto positivo brindado a toda la ciudadanía por un sistema solar de pequeña escala doméstica en España es de 440 € al año (59 €/MWh).

El mayor impulsor del autoconsumo desde la perspectiva del consumidor, de acuerdo con PwC (2015)²⁹, es el alto coste de la energía en España, por encima del promedio de Europa.

Chile. De acuerdo con el Ministerio de Energía de Chile (2019)³⁰, la Generación Ciudadana, declarada a través de la Ley 20571, es un mecanismo que viabiliza la autogeneración de electricidad en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y cogeneración de alta eficiencia. Esta ley, denominada también *Netbilling*, *Netmetering* o Generación Distribuida, entrega el derecho a los consumidores a comercializar sus excedentes directamente a la empresa distribuidora a un precio fijado, el cual se publica en su página web.

Toda infraestructura de generación eléctrica que se acoja a esta ley debe ser reconocido por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Este reconocimiento incluye una evaluación que debe ser elaborada por un Instalador Autorizado, y debe contener las especificaciones técnicas del sistema y los productos a emplear. Luego, la SEC audita la Instalación y, de cumplir los requerimientos técnicos, aprueba su operación, tras lo cual, el propietario deberá informar su conexión a la red de la entidad distribuidora.

Estados Unidos. De acuerdo a Castro y Álvarez (2016)³¹, la definición de GD cambia entre los estados y no se puede determinar una legislación única sobre la generación

²⁸ Greenpeace. (2018). Desmontando el impuesto al sol: el autoconsumo en España ahorraría al sistema 1.770 millones de euros cada año en costes de combustibles, redes y CO₂. Madrid: Greenpeace.

²⁹ PwC. (2015). El autoconsumo en España. Segmentos residencial y comercial. Madrid: PwC.

³⁰ Ministerio de Energía de Chile. (2019). Anuario estadístico de Energía 2018. Santiago de Chile: Ministerio de Energía de Chile.

³¹ Castro, U., & Álvarez, E. (2016). Generación distribuida en Reino Unido y Estados Unidos (Nueva York y Maine). Bilbao: Orkestra.

distribuida. En su lugar, se ha establecido un marco general para incentivar las energías renovables y eficiencia energética, la cual comprende el desarrollo de la GD. Existen incentivos mediante efectivo directo, créditos fiscales, programas de préstamos, incentivos fiscales a la propiedad y a la venta, incentivos a los permisos, entre otros. También existen políticas regulatorias como normas para proyectos de energías renovables como reserva, balance neto, normas de interconexión, fondos de inversión pública, leyes de acceso a la energía solar, normas sobre consumo de energía en edificios públicos y certificación de contratistas.

CAPÍTULO III. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1. Recursos energéticos renovables en Lambayeque

A continuación, se presentan imágenes con la estimación del recurso solar en diferentes puntos del departamento de Lambayeque, empleando como fuente la base de datos de la versión libre del software Solargis (2023)³². El recurso solar se presenta en términos de generación específica, es decir, cantidad de energía eléctrica producida por unidad de potencia instalada, durante un año: kWh/kWp/año.

3.1.1. Potencial solar

En la Figura 5 se muestra el recurso solar en un punto cercano a la ciudad de Chiclayo, el cual tiene un valor de 1,706.2 kWh/kWp.

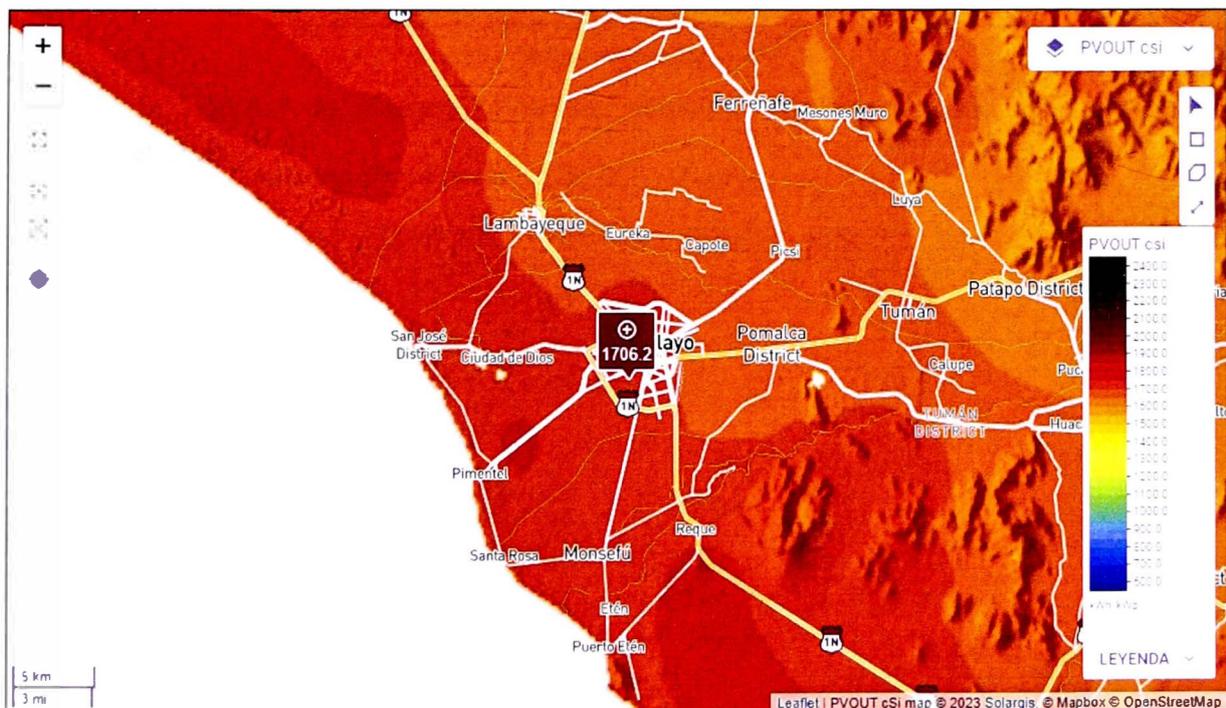


Figura 5. Recurso solar cerca de la ciudad de Chiclayo.
Fuente: Software Solargis (2023).

En la Figura 6 se muestra el recurso solar en un punto cercano a la ciudad de Pimentel, próxima a la costa peruana, el cual tiene un valor de 1,750.6 kWh/kWp.

³² Solargis. (2023). *Solargis Prospect*. Recuperado el 17 de Diciembre de 2023. de <https://apps.solargis.com/prospect/map?s>

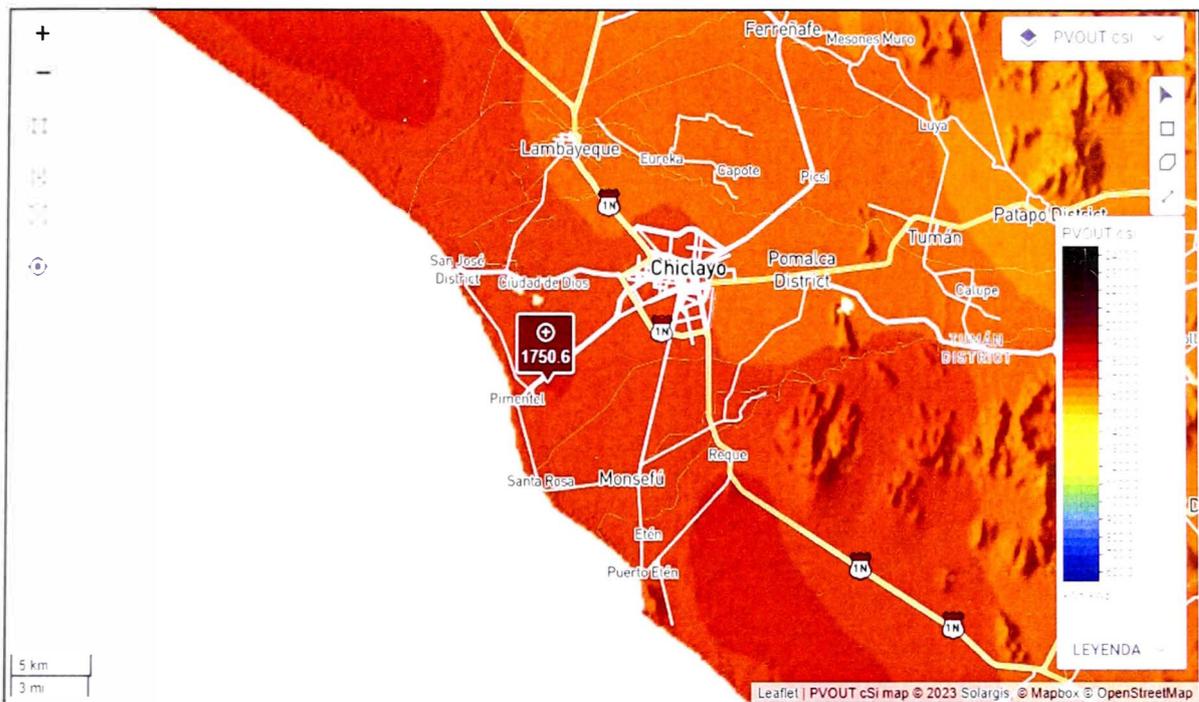


Figura 6. Recurso solar cerca de la ciudad de Pimentel -1.
Fuente: Software Solargis (2023).

En la Figura 7 se muestra el recurso solar en un punto cercano a la ciudad de Lambayeque, el cual tiene un valor de 1,686.80 kWh/kWp.

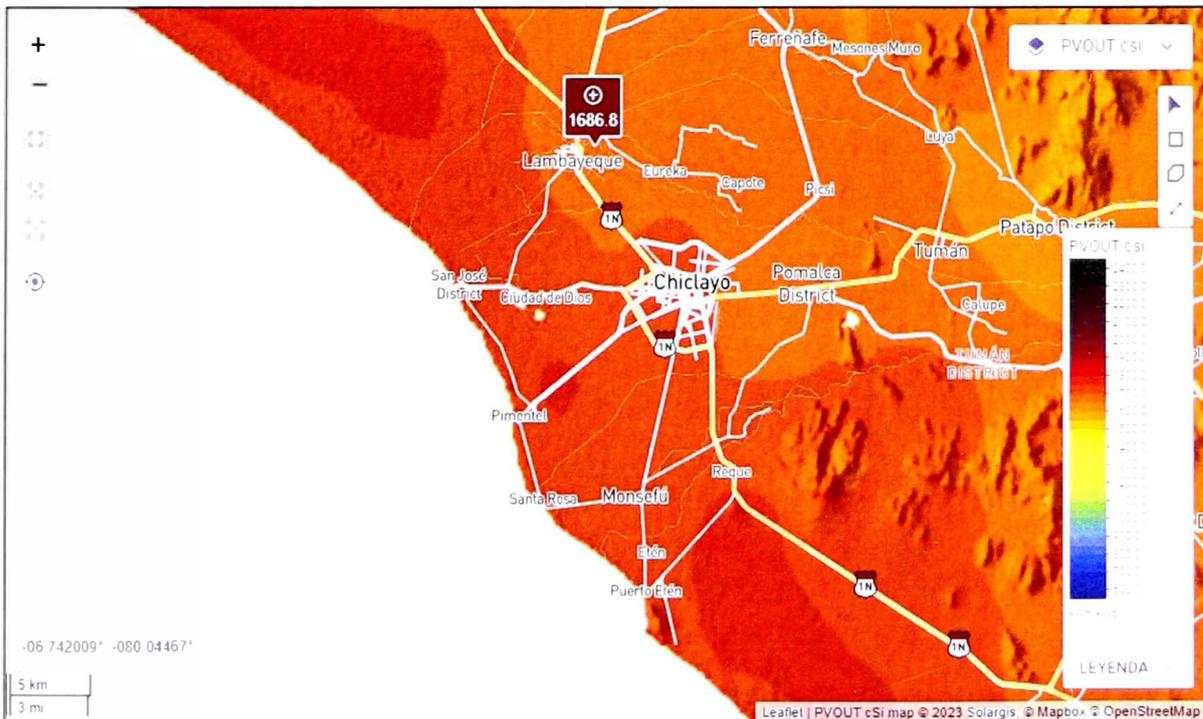


Figura 7. Recurso solar cerca de la ciudad de Pimentel - 2.
Fuente: Software Solargis (2023).

En la Figura 8 se muestra el recurso solar en un punto cercano a la ciudad de Pátapo, camino a la sierra, el cual tiene un valor de 1,634.1 kWh/kWp.

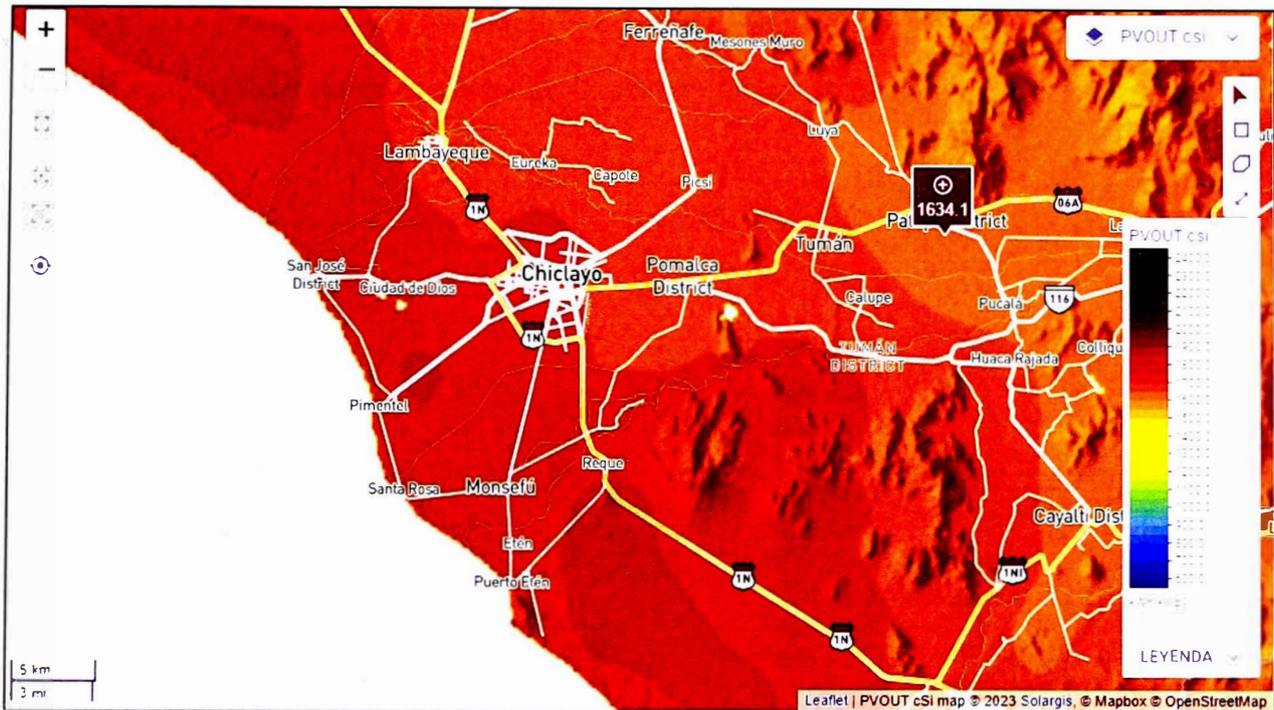


Figura 8. Recurso solar cerca de la ciudad de Pátapo.
Fuente: Software Solargis (2023).

En la Figura 9 se muestra el recurso solar en un punto cercano a la ciudad de Reque, hacia el sur de la región, el cual tiene un valor de 1,761.6 kWh/kWp.

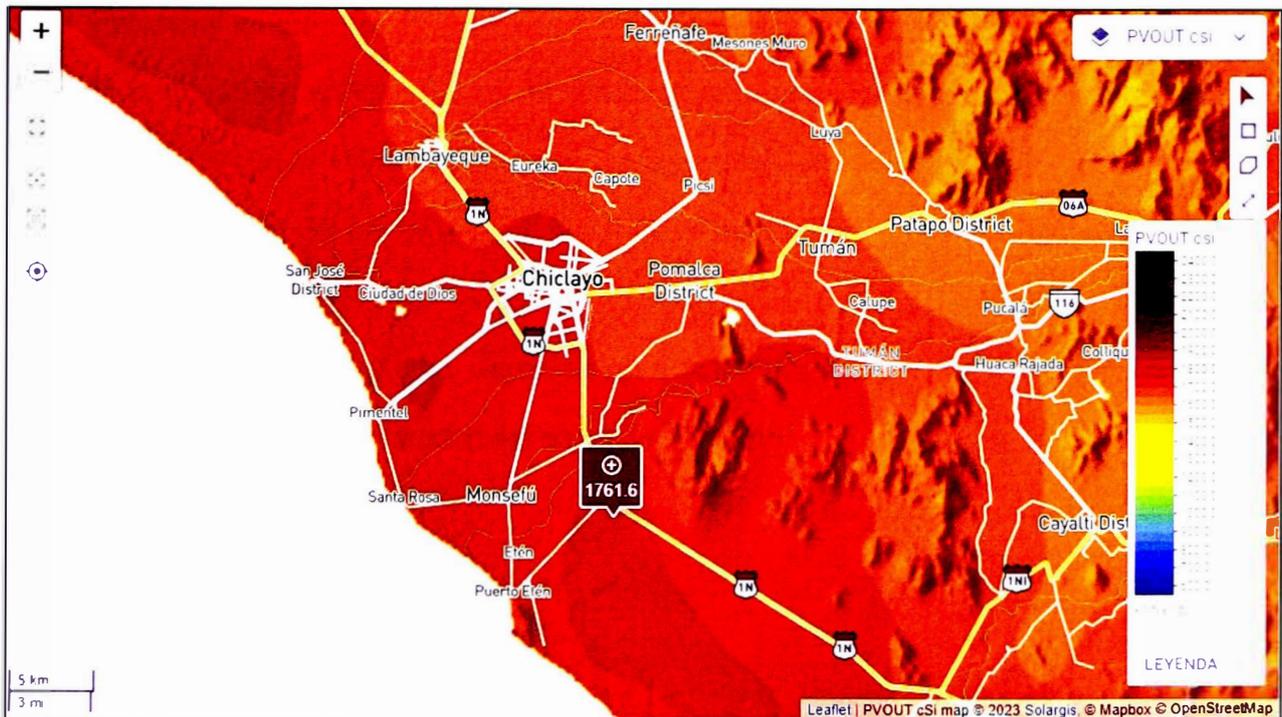


Figura 9. Recurso solar cerca de la ciudad de Reque.
Fuente: Software Solargis (2023).

Por otra parte, el recurso solar también puede expresarse en términos de irradiación solar recibida por unidad de área, durante un día: kWh/m²/d. Según el Servicio Nacional de

Meteorología e Hidrología, y el Ministerio de Energía y Minas (2003)³³, la región Lambayeque tiene un recurso solar diario alrededor de 6 kWh/m², según se puede observar en la Figura 10.

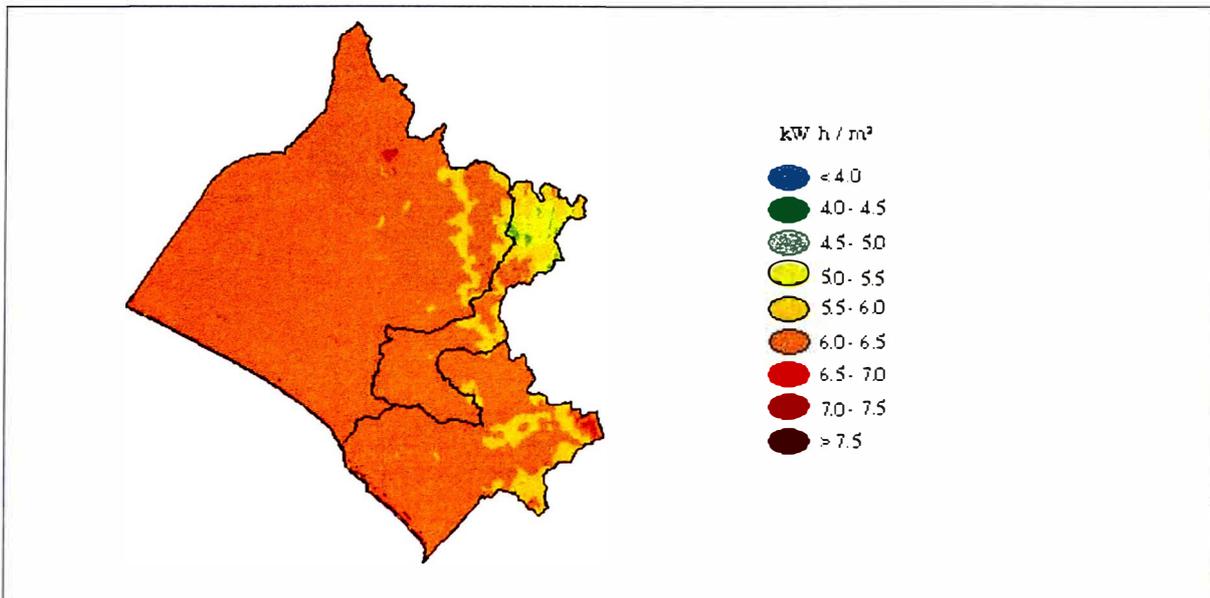


Figura 10. Recurso solar diario en región Lambayeque.

Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología; Ministerio de Energía y Minas (2003).

3.1.2. Potencial eólico

A continuación, en las Figuras 11 y 12, se presentan imágenes de dos mapas de Lambayeque, según la velocidad del viento y la densidad de potencia a una altura de 10 metros sobre el nivel del piso. La información es recopilada del del Ministerio de Energía y Minas del Perú (2016)³⁴.

En cuanto a la velocidad del viento, se aprecia un valor máximo de 8 m/s; y en cuanto a la densidad de potencia, el valor máximo es de 400 W/m².

³³ Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología; Ministerio de Energía y Minas. (2003). *Atlas de Energía Solar del Perú*. Lima: SENAMHI.

³⁴ Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2016). *Atlas eólico del Perú*. Lima: Ministerio de Energía y Minas.

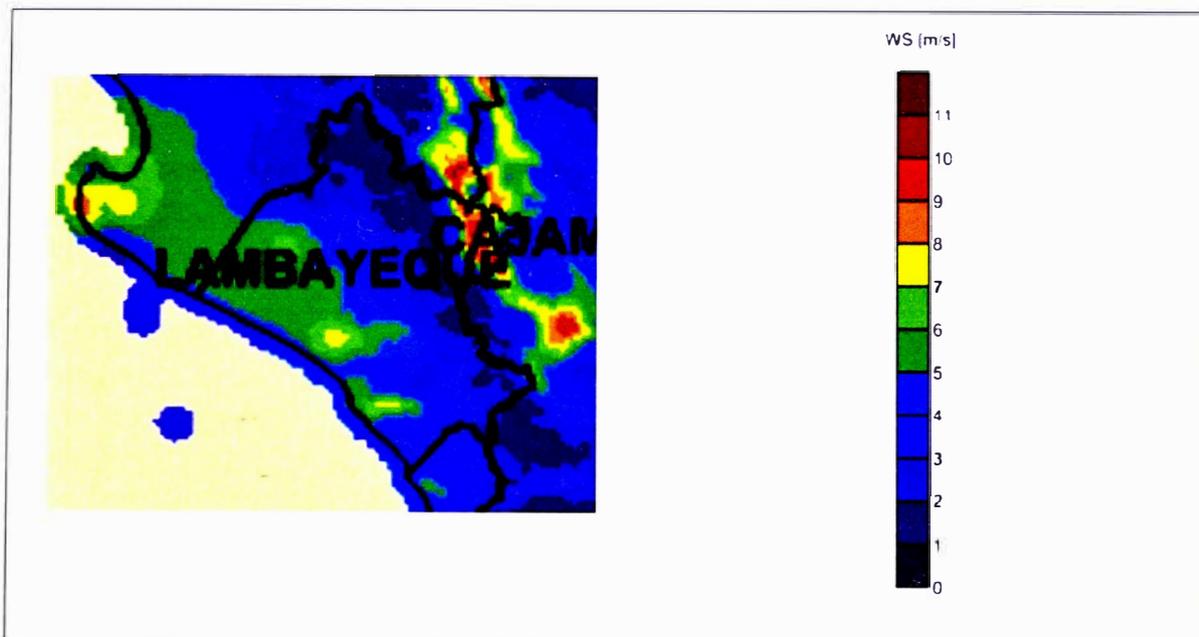


Figura 11. Mapa de velocidad de viento de Lambayeque, a 10 metros sobre el piso.
Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Perú (2016).

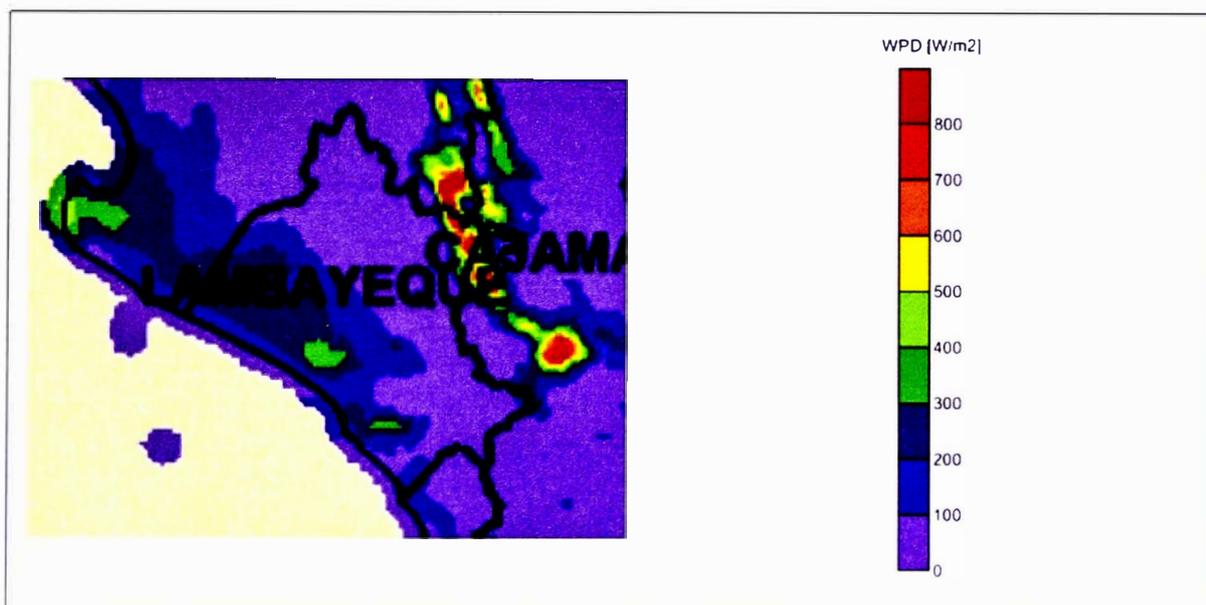


Figura 12. Mapa de densidad de potencia de Lambayeque, a 10 metros sobre el piso.
Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Perú (2016).

Por otra parte, se ha validado la información del recurso eólico de Lambayeque empleando la base de datos de DTU Wind Energy (2023)³⁵.

De la Figura 13 a la Figura 17 se aprecian mapas de densidad de potencia eólica para diversos distritos de Lambayeque. En la misma base de datos se observa la velocidad del viento. Así, a una altura sobre el suelo de 10 metros, en Chiclayo se estima una potencia de

³⁵ DTU Wind Energy. (2023). *Global Wind Atlas*. Recuperado el 17 de Diciembre de 2023. de <https://globalwindatlas.info/es>

51 W/m² y una velocidad de 3.61 m/s; en Pimentel, 158 W/m² y 5.59 m/s; en Lambayeque, 49 W/m² y 3.72 m/s; en Pátapo, 12 W/m² y 1.98 m/s; y en Reque, 74 W/m² y 4.33 m/s.

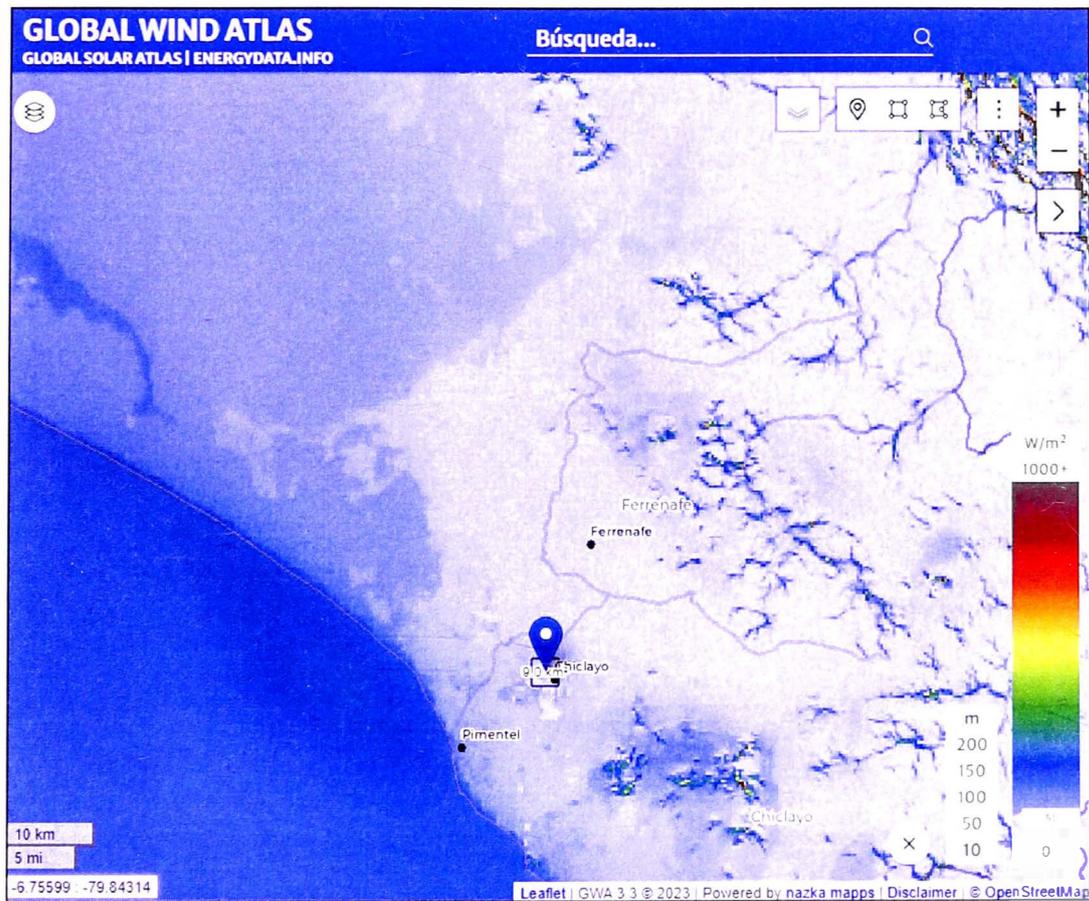


Figura 13. Recurso eólico cerca de la ciudad de Chiclayo.
Fuente: DTU Wind Energy (2023).

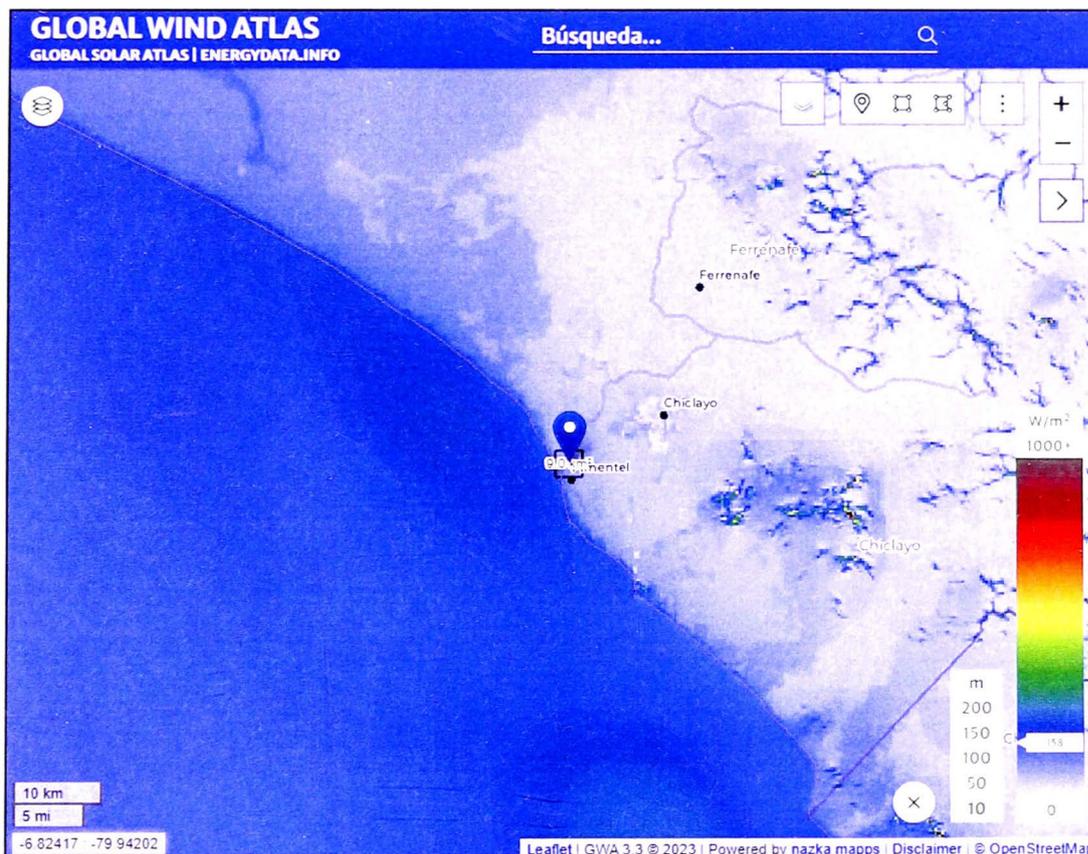


Figura 14. Recurso eólico cerca de la ciudad de Pimentel.
Fuente: DTU Wind Energy (2023).

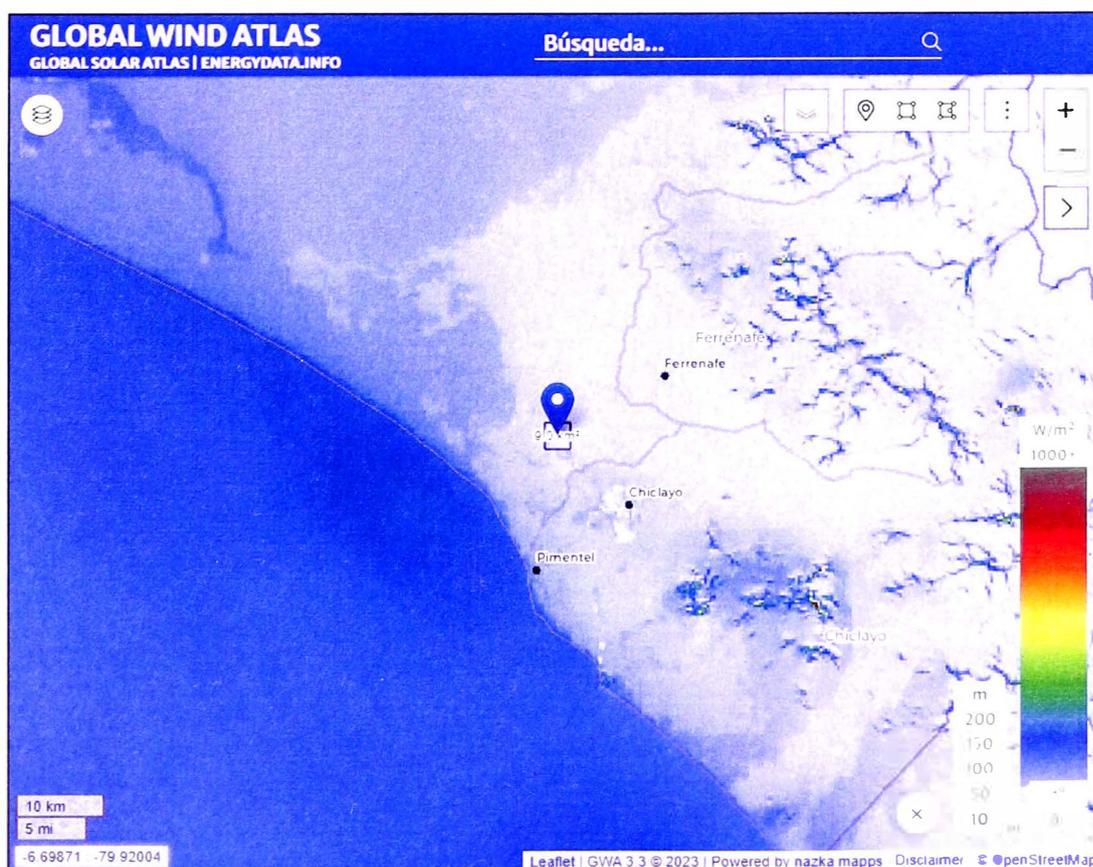


Figura 15. Recurso eólico cerca de la ciudad de Lambayeque (distrito)
Fuente: DTU Wind Energy (2023).



Figura 16. Recurso eólico cerca de la ciudad de Pátapo
Fuente: DTU Wind Energy (2023).

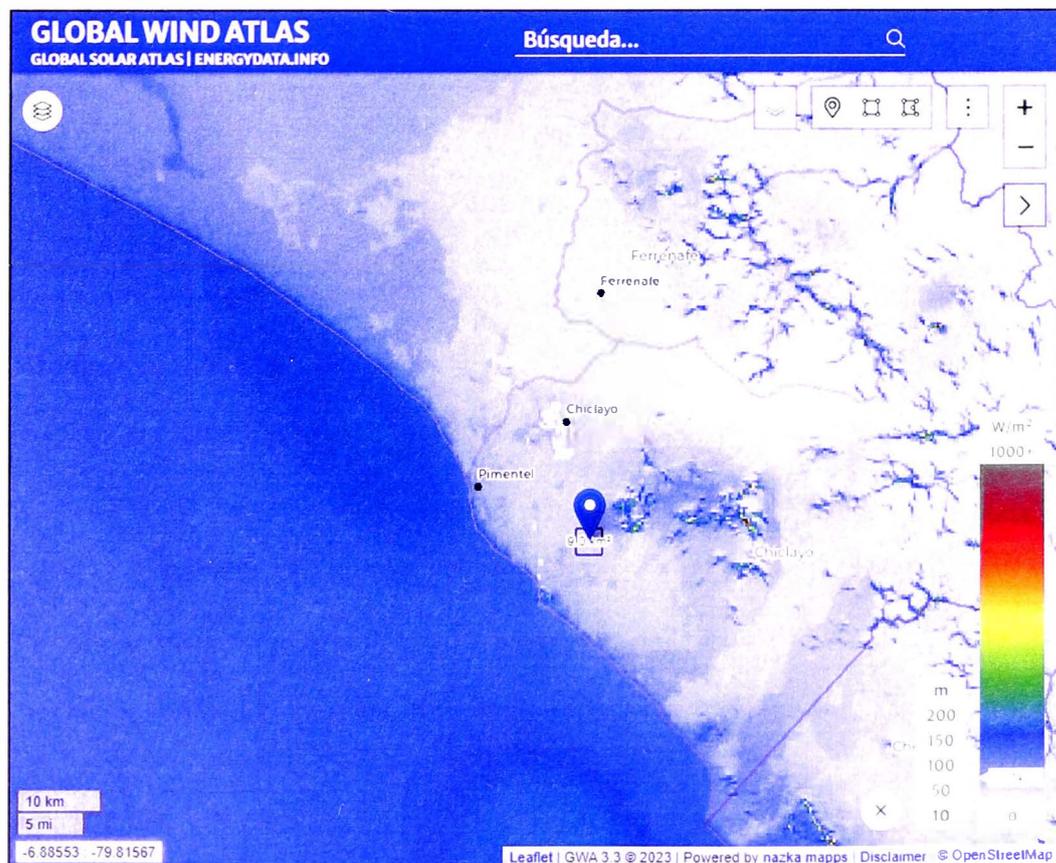


Figura 17. Recurso eólico cerca de la ciudad de Reque
Fuente: DTU Wind Energy (2023).

3.2. Evaluación histórica

Para la planificación de políticas energéticas, es necesario estudiar la evolución de ciertos parámetros o indicadores en el tiempo, de esta manera se podrá predecir su comportamiento en el corto, mediano y largo plazo (con distintos niveles de precisión), y con esta información, tomar decisiones. Mientras más datos históricos se evalúen, más precisión se obtendrá en el análisis. Algunos indicadores poseen una tendencia, ya sea creciente o decreciente, regular, es decir, sin grandes variaciones. En cambio, existen otros indicadores que han sufrido cambios abruptos debido a eventos imprevistos. Asimismo, existen variables cuya naturaleza es cíclica dentro de periodos definidos.

A continuación, se presentan la evolución histórica de los principales parámetros que intervienen en el mercado eléctrico de Lambayeque y se analizará de cada uno. Se calcula, también, la tasa de crecimiento mediante la Ecuación 1, según Dammert y García (2017)³⁶:

$$E_{T1} = E_{T0}(1 + a_g)^{T1-T0} \quad \text{ECUACIÓN 1}$$

Donde las variables que intervienen son las siguientes:

E_{T0} : Valor de indicador correspondiente al momento T_0 .

E_{T1} : Valor de indicador correspondiente al momento T_1 .

a_g : Tasa de crecimiento.

T_0 : Primer momento de la serie temporal (año 2005 para la presente investigación).

T_1 : Último momento de la serie temporal (año 2022 para la presente investigación).

3.2.1. Demanda eléctrica

Se han considerado como principales ámbitos de consumo de energía eléctrica: residencial, comercial e industrial, dejando de lado al alumbrado público. La fuente de información la conforman los reportes comerciales de OSINERGMIN (2023)³⁷.

Se debe considerar que la tendencia de la demanda eléctrica es un claro indicador de cómo evoluciona la economía de una localidad o país, pues significa que existe más

³⁶ Dammert, A., & García, R. (2017). Economía de la Energía. Lima: Fondo Editorial PUCP.

³⁷ OSINERGMIN. (2023). Información Comercial (SICOM). Recuperado el 18 de Diciembre de 2023. de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/publicaciones/regulacion-tarifaria>

infraestructura y más equipos que funcionan con energía eléctrica: televisores, computadoras, luminarias, vehículos eléctricos, lavadoras, aire acondicionado, calefactores, bombas de agua, escaleras eléctricas, máquinas industriales en general, etc.

La demanda eléctrica de Lambayeque tiene una tendencia alcista, aun con algunos periodos inestables en los que se observa eventos de disminución de la demanda, sobre todo en los usuarios comerciales e industriales (la demanda residencial posee una tendencia regular y claramente definida). El crecimiento de la demanda obliga al Estado a planificar de forma óptima su oferta energética, al menor costo y garantizando una alta confiabilidad. Esta planificación involucra la cuantificación del potencial de las diferentes fuentes energéticas, desarrollo de proyectos de generación y transmisión y, muy importante en los últimos años, concordancia con los objetivos mundiales en materia de sostenibilidad y medio ambiente. Los indicadores de cada tendencia se explican más adelante.

a. Residencial

A continuación, en la Figura 18 se presenta el gráfico del comportamiento de la demanda eléctrica residencial entre los años 2005 y 2022:

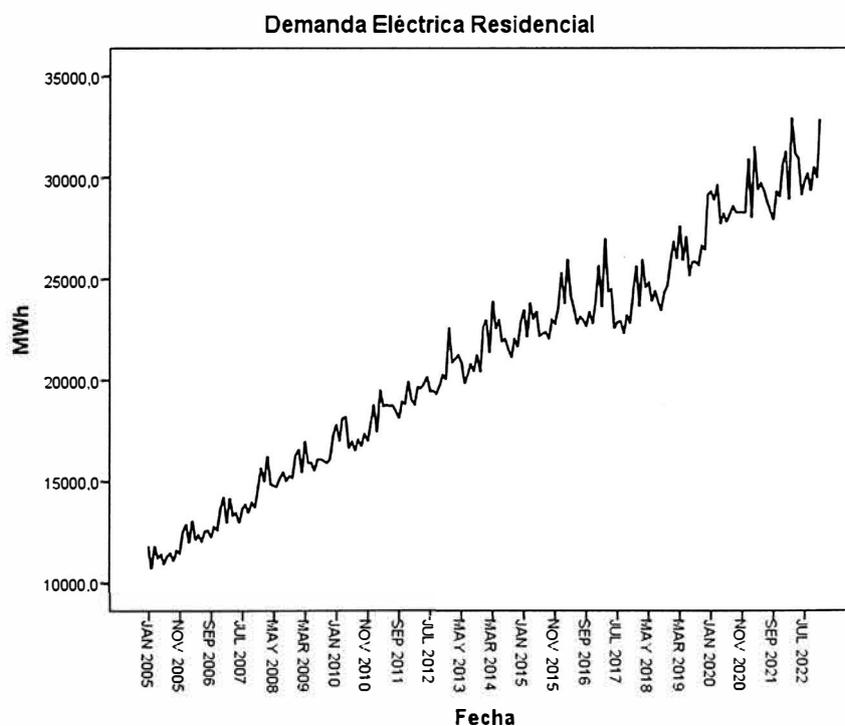


Figura 18. Evolución de la demanda eléctrica residencial de Lambayeque 2005 – 2022.
Fuente: Elaboración propia con data de OSINERGMIN (2023).

b. Comercial

A continuación, en la Figura 19 se presenta el gráfico del comportamiento de la demanda eléctrica comercial entre los años 2005 y 2022:

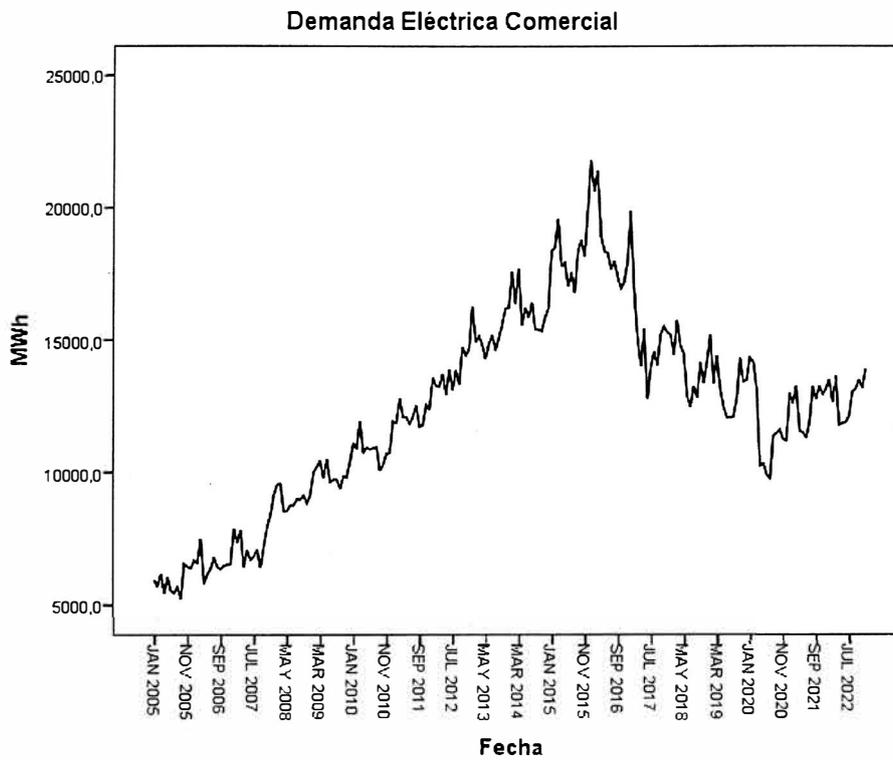


Figura 19. Evolución de la demanda eléctrica comercial de Lambayeque 2005 – 2022.
Fuente: Elaboración propia con data de OSINERGMIN (2023).

c. Industrial

A continuación, en la Figura 20 se presenta el gráfico del comportamiento de la demanda eléctrica industrial entre los años 2005 y 2022:

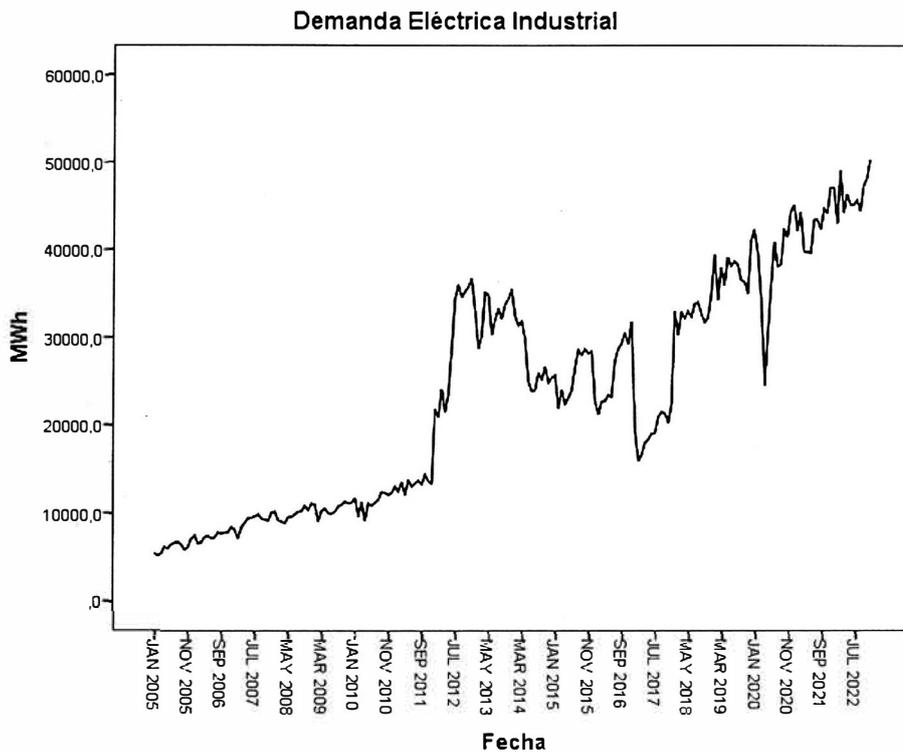


Figura 20. Evolución de la demanda eléctrica industrial de Lambayeque 2005 – 2022.
Fuente: Elaboración propia con data de OSINERGMIN (2023).

d. Total

A continuación, en la Figura 21 se presenta el gráfico del comportamiento de la demanda eléctrica total de Lambayeque entre los años 2005 y 2022:

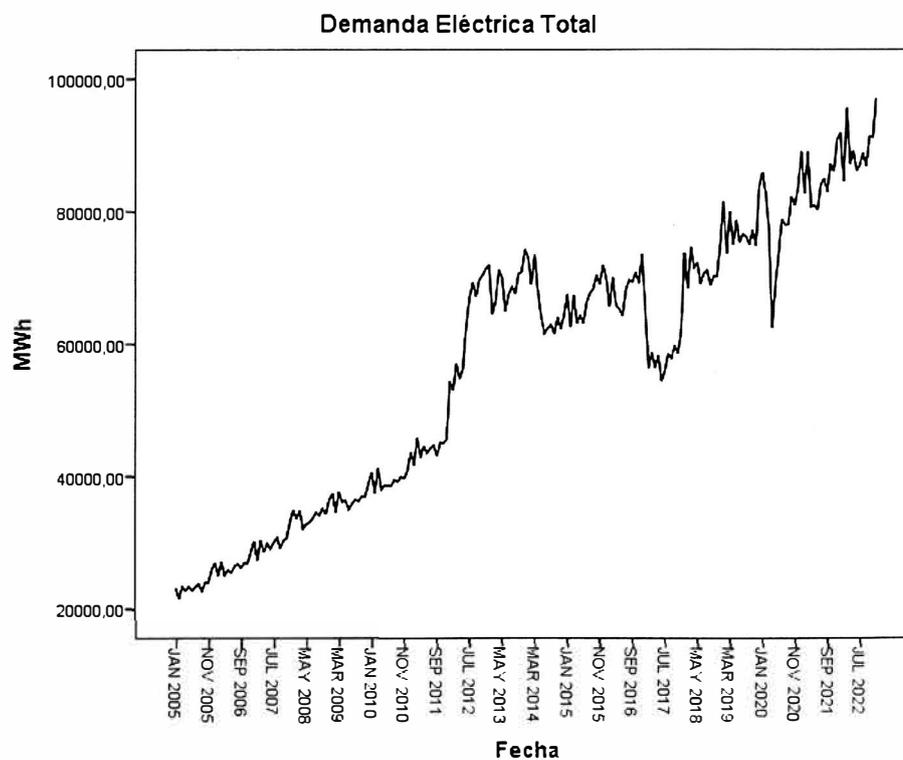


Figura 21. Evolución de la demanda eléctrica total de Lambayeque 2005 – 2022.
Fuente: Elaboración propia con data de OSINERGMIN (2023).

3.2.2. Generación eléctrica

La generación eléctrica es la cantidad de energía producida por las centrales ubicadas en la región Lambayeque. Las fuentes de información utilizadas para este indicador son MINEM y Banco Central de Reserva del Perú - BCRP (2023)³⁸. En la Figura 22 se observa cómo ha decrecido este indicador.

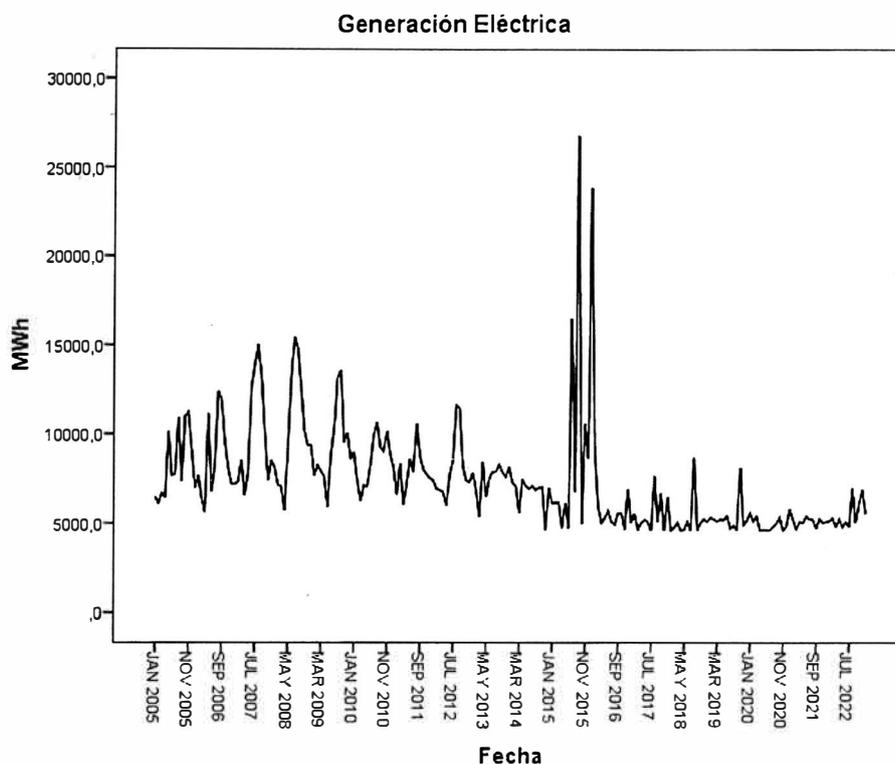


Figura 22. Evolución de la generación eléctrica de Lambayeque 2005 – 2022.
Fuente: Elaboración propia con data de MINEM (2023) y BCRP (2023).

3.2.3. Precio medio de energía

El precio medio de energía es la división entre el monto facturado anual de un sector y la demanda eléctrica de dicho sector en el año correspondiente, refleja el costo que asume un determinado usuario por unidad de energía, y que comprende los cargos de generación, transmisión y distribución. Los montos facturados de los sectores considerados fueron observados también en la información comercial publicada por OSINERGMIN (2023). Son varios los fenómenos económicos que impactan en el precio de energía: inflación, economía

³⁸ Banco Central de Reserva del Perú - BCRP. (2023). Estadísticas. Producción de Electricidad por Departamento. Recuperado el 19 de Diciembre de 2023, de <https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales/region-produccion>

de escala, tasas de interés de financiamientos, precio del dólar, precio de los metales, precio de combustibles, proyectos de inversión en el sector eléctrico, entre otros.

El objetivo de este análisis es conocer el escenario de competencia de la Generación Distribuida, es decir, por debajo de qué precios debe ofrecer su servicio de suministro de energía eléctrica y, así, construir un esquema de comercialización que incluye modelo de negocio, mecanismos de financiamiento, entre otras condiciones. Como se verá en los siguientes gráficos, en los tres tipos de clientes hay una tendencia del precio medio de energía al alza, aunque a la demanda industrial le corresponde un precio muy inestable. Por su parte, los precios de los usuarios residencial y comercial pueden ser proyectados sin mayor complicación, debido a sus perfiles casi invariables, lo cual es importante para reducir el nivel de incertidumbre al ingreso de la GD al mercado eléctrico. Controlar el nivel de incertidumbre y reducir riesgos es crucial para la planificación energética.

a. Residencial

En la Figura 23 se muestra cómo se ha comportado el precio medio de energía del sector residencial, entre los años 2005 y 2022:

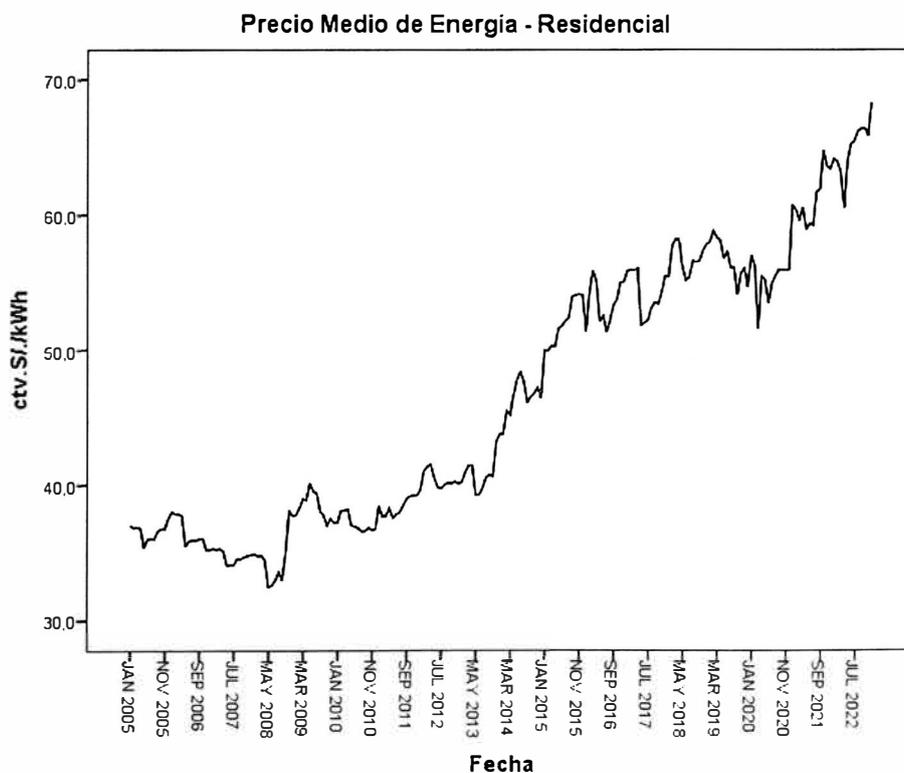


Figura 23. Evolución del precio medio de energía residencial en Lambayeque 2005 – 2022.
Fuente: Elaboración propia con data de OSINERGMIN (2023).

b. Comercial

En la Figura 24 se muestra cómo se ha comportado el precio medio de energía del sector comercial, entre los años 2005 y 2022:

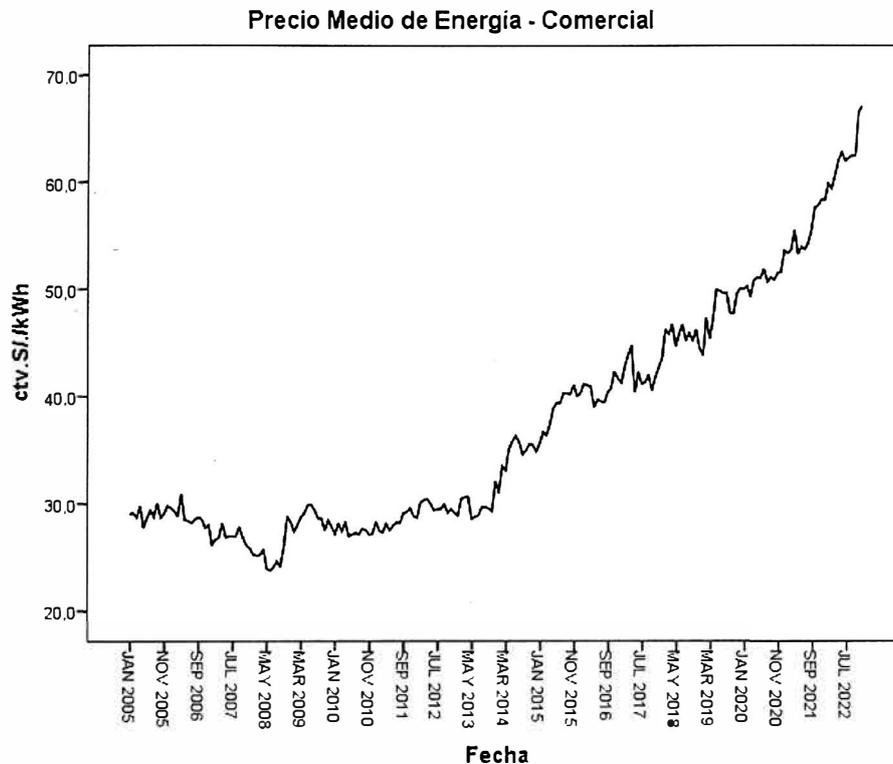


Figura 24. Evolución del precio medio de energía comercial en Lambayeque 2005 – 2022.
Fuente: Elaboración propia con data de OSINERGMIN (2023).

c. Industrial

En la Figura 25 se observa el comportamiento del precio medio de energía del sector industrial, entre los años 2005 y 2022:

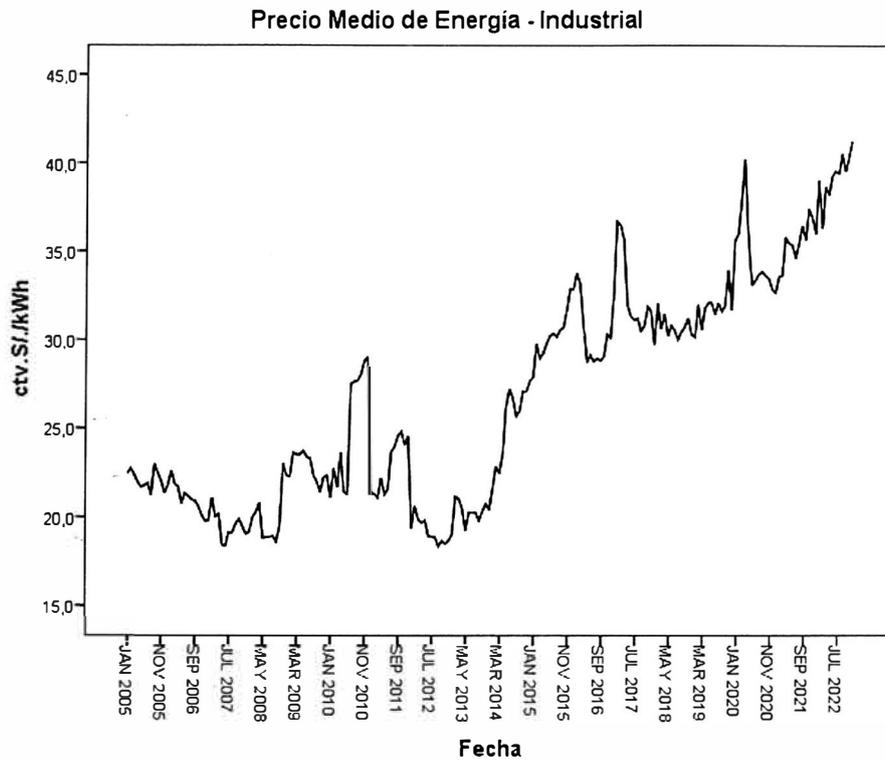


Figura 25. Evolución del precio medio de energía industrial en Lambayeque, 2005 – 2022.
Fuente: Elaboración propia con data de OSINERGMIN (2023).

d. Global

En la Figura 26 se observa el comportamiento del precio medio de energía global, entre los años 2005 y 2022:

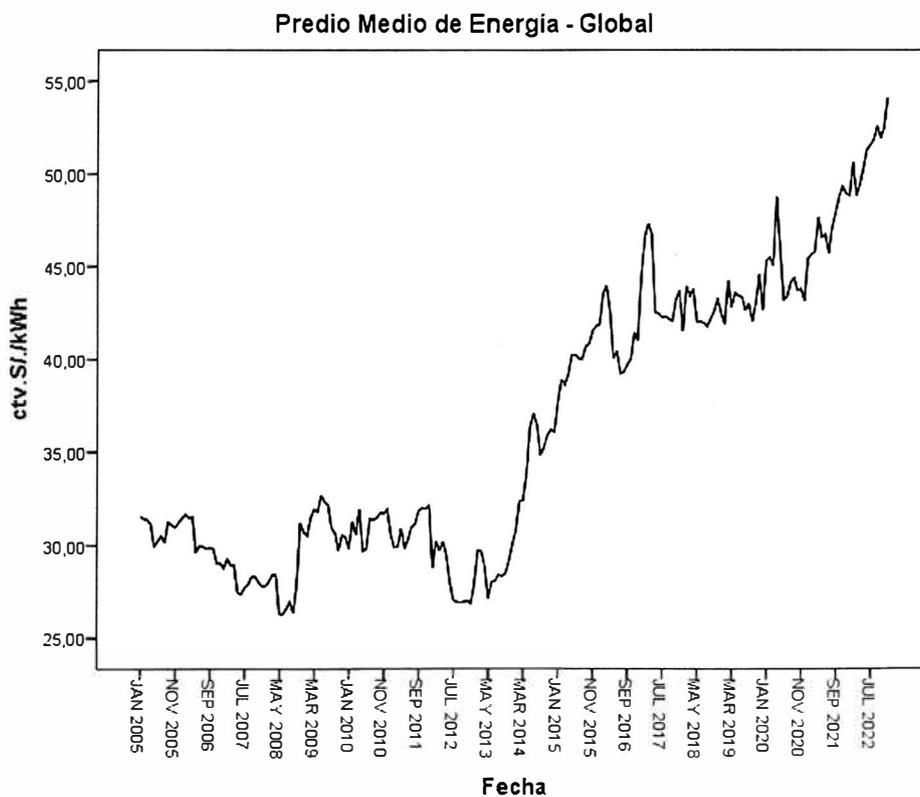


Figura 26. Evolución del precio medio de energía global en Lambayeque, 2005 – 2022.
Fuente: Elaboración propia con data de OSINERGMIN (2023).

3.2.4. Cobertura de demanda

La cobertura de la demanda es la división entre la energía generada en un año y la demanda eléctrica durante ese año. Este indicador representa la capacidad que tiene una determinada zona geográfica (en este caso, Lambayeque), para satisfacer sus requerimientos de electricidad utilizando sus propias fuentes de energía; bajo este concepto, también implica la necesidad que tiene dicha zona de retirar energía de otras áreas.

A continuación, en la Figura 27 se muestra la evolución de la cobertura de la demanda desde el 2005 hasta el 2022, en términos porcentuales:

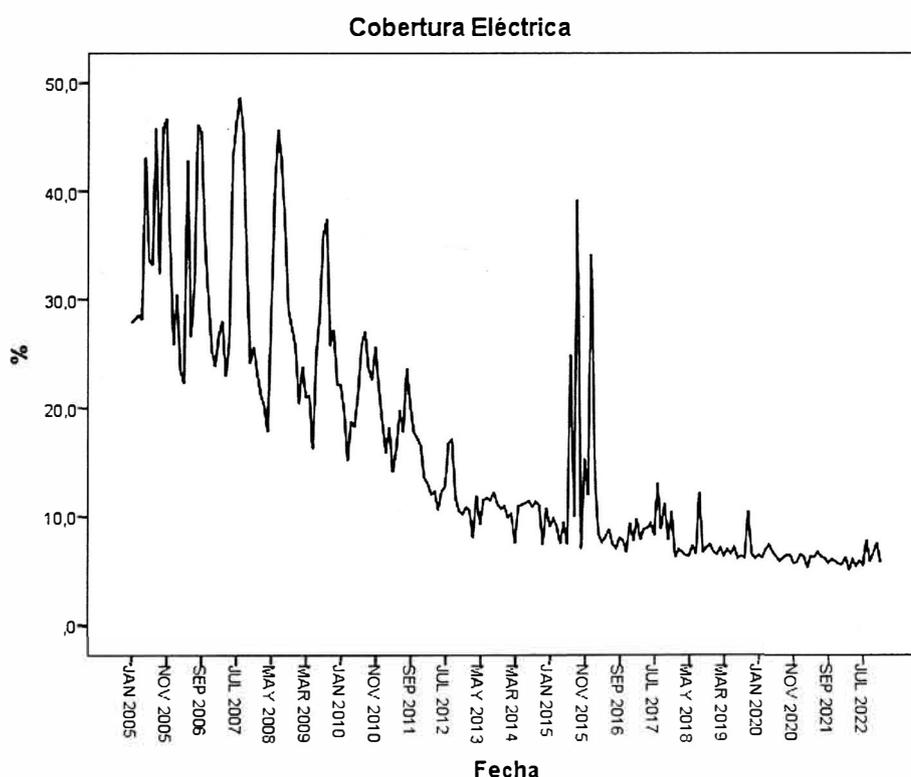


Figura 27. Evolución de la cobertura eléctrica en Lambayeque, 2005 – 2022.
Fuente: Elaboración propia.

3.2.5. Costo marginal SEIN

En la Figura 28 se observa cómo ha ido progresando el costo marginal SEIN en el periodo de evaluación, utilizando como base de datos los reportes del COES (2023).

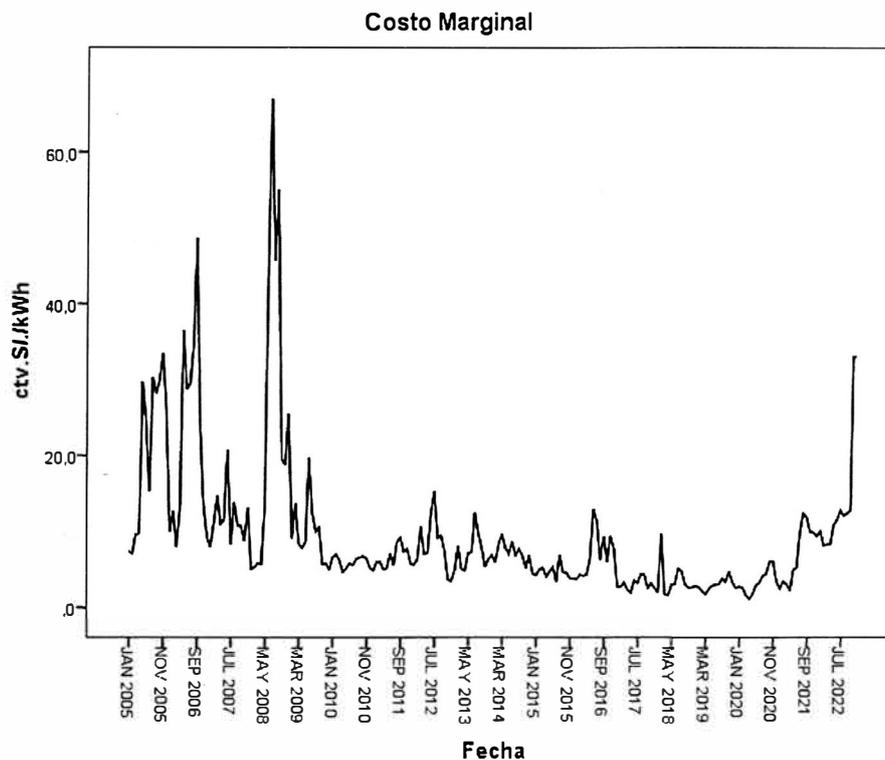


Figura 28. Evolución del costo marginal del SEIN, 2005 – 2022.
 Fuente: Elaboración propia con data de COES (2023).

3.2.6. Tarifa en Barra Chiclayo

En la Figura 29 se observa cómo ha ido progresando la tarifa en barra de Chiclayo en el periodo de evaluación. Los datos analizados se encuentran en OSINERGMIN (2023)³⁹.

³⁹ OSINERGMIN. (2023). Pliegos Tarifarios. Precios en Barra en Subestaciones Base. Recuperado el 19 de Diciembre de 2023. de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/Paginas/VisorPliegosTarifarios.aspx?Codigo=PBA>

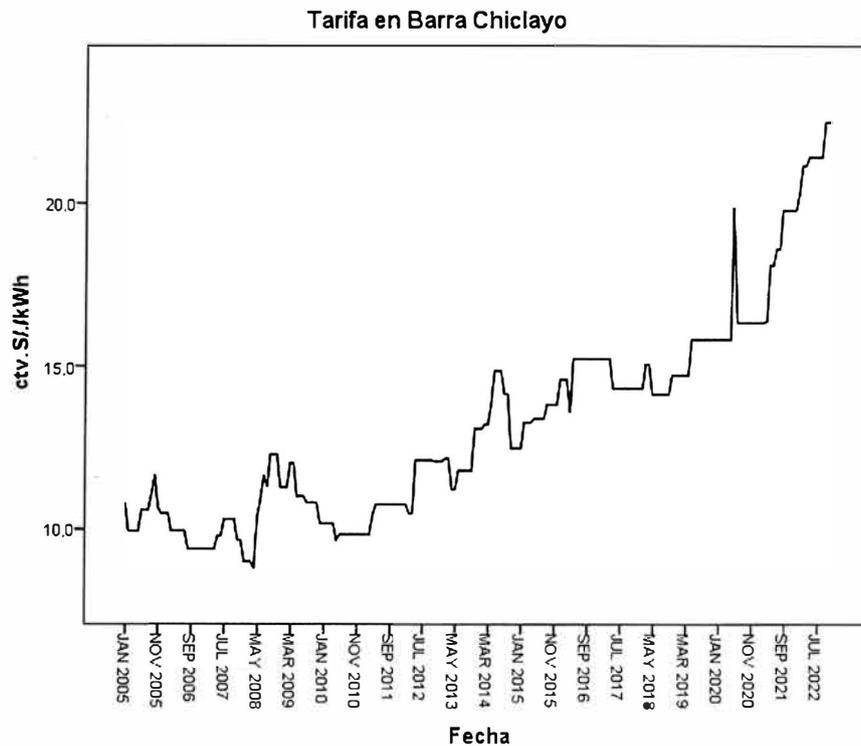


Figura 29. Evolución de la Tarifa en Barra de Chiclayo, 2005 - 2022.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OSINERGMIN (2023).

3.2.7. PBI de Lambayeque a precios constantes (2007)

En la Figura 30 se observa cómo se ha desarrollado el PBI de la región Lambayeque a precios constantes tomando como referencia el 2007, y utilizando la data de Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI (2023)⁴⁰.

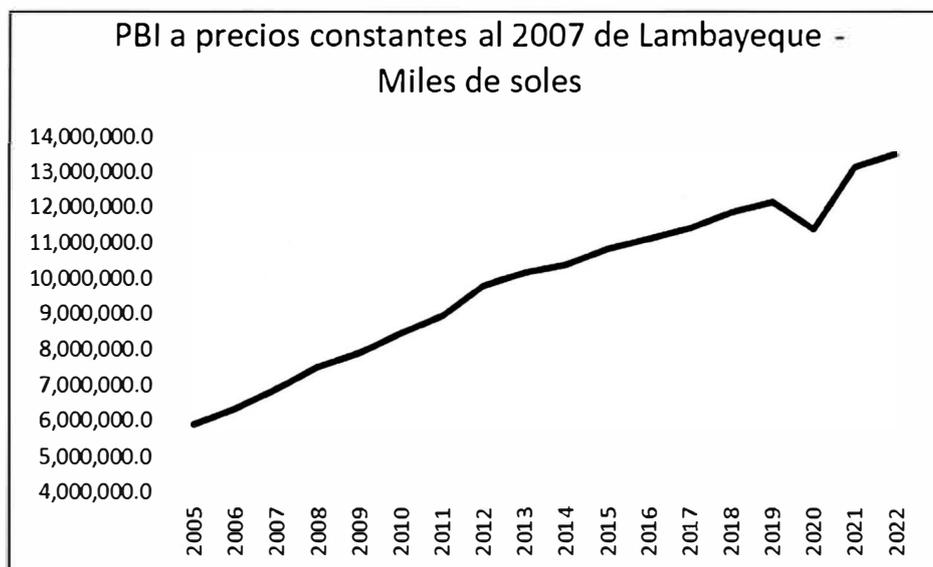


Figura 30. Evolución de PBI de Lambayeque, 2005 – 2022.
Fuente: Elaboración propia utilizando datos de INEI (2023).

⁴⁰ Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI. (2023). Estadísticas. PBI de las actividades económicas. por años. Recuperado el 19 de Diciembre de 2023, de <https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/pbi-de-las-actividades-economicas-por-anos-9096/>

3.2.8. Población de Lambayeque

A continuación, en la Figura 31 se muestra la evolución de la población de Lambayeque, estimada a partir de datos de los últimos censos poblacionales, según el Viceministerio de Gobernanza Territorial (2017)⁴¹ y teniendo en cuenta que este indicador está muy vinculado a su demanda eléctrica.

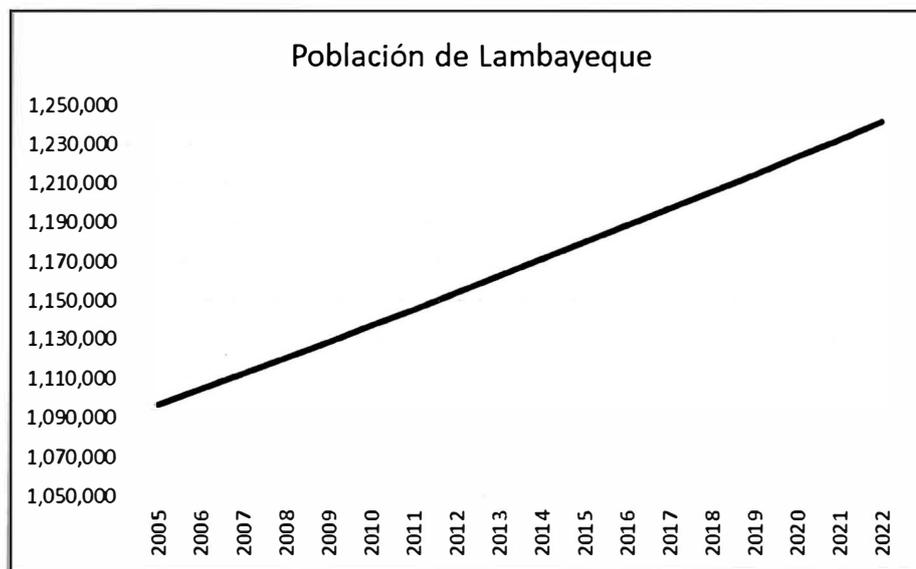


Figura 31. Crecimiento de población de región Lambayeque. 2005 – 2022.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Viceministerio de Gobernanza Territorial (2017).

3.3. Proyecciones

A continuación, se presentan las proyecciones realizadas a diversas variables energéticas y económicas del mercado eléctrico de la región Lambayeque.

3.3.1. Demanda Eléctrica Residencial

Para la proyección de la serie temporal correspondiente a la demanda eléctrica residencial se ha aplicado un modelo ARIMA. Para determinar dicho modelo, en primer lugar, se grafica las autocorrelaciones de la serie estabilizada en media y en varianza que, para este caso, consiste en un logaritmo natural estacional regular. En la Figura 32 se muestra las autocorrelaciones:

⁴¹ Viceministerio de Gobernanza Territorial. (2017). Información Territorial del Departamento de Lambayeque. Recuperado el 19 de Diciembre de 2023. de https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1898216/Lambayeque_Informaci%C3%B3n%20Territorial%20Completo.pdf

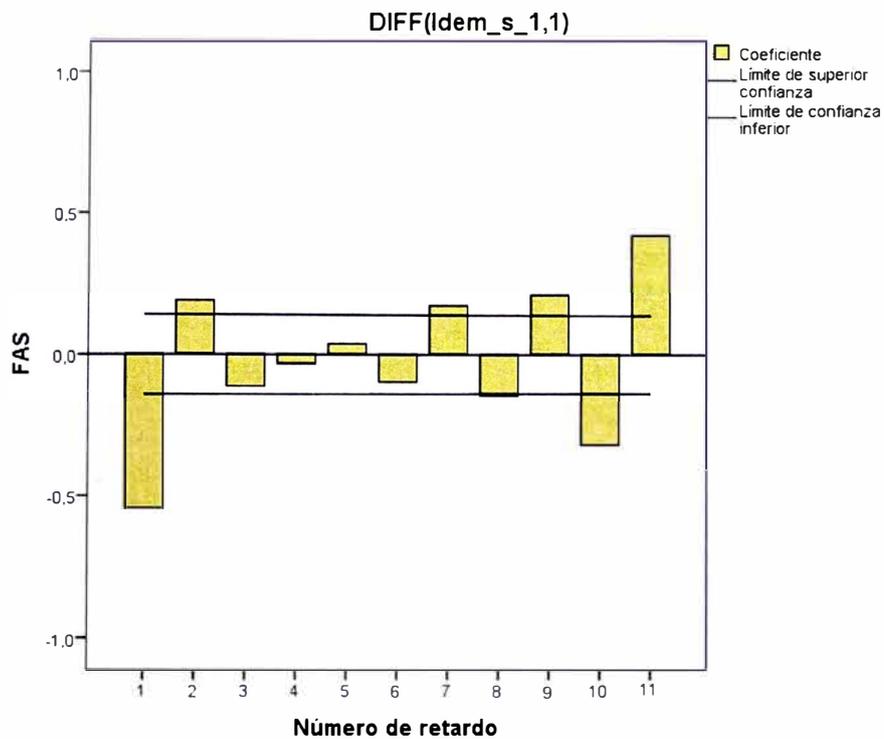


Figura 32. Gráfico de autocorrelaciones de serie estabilizada de demanda eléctrica residencial de Lambayeque.
Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, en la Figura 33 se presenta el gráfico de las autocorrelaciones de forma estacional:

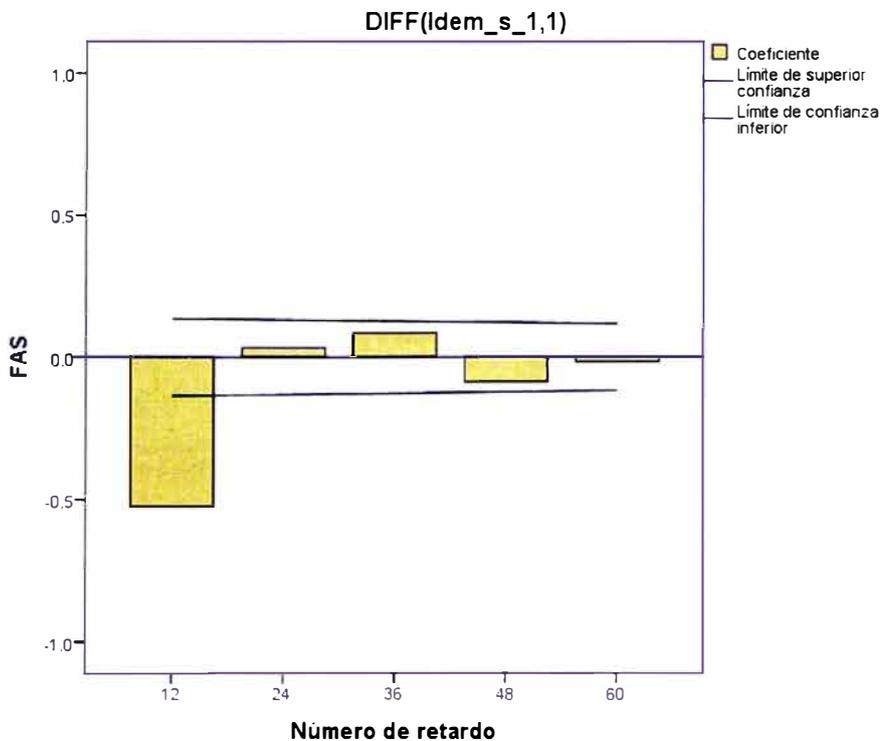


Figura 33. Gráfico de autocorrelaciones, de forma estacional, de la serie estabilizada de demanda eléctrica residencial de Lambayeque.
Fuente: Elaboración propia.

Así, el modelo con mejores resultados es: ARIMA (0,1,1-0,1,1). Los principales indicadores estadísticos se aprecian en la Tabla 2:

Estadístico de ajuste	Media
R cuadrado estacionaria	,664
R cuadrado	,992
RMSE	491,307
MAPE	1,626
MaxAPE	6,293
MAE	358,240
MaxAE	1715,091
BIC normalizado	12,551

Tabla 2. Indicadores estadísticos modelo ARIMA (0,1,1-0,1,1) de demanda eléctrica residencial.
Fuente: Elaboración propia.

La función de autocorrelación (FAS) es una herramienta estadística para examinar patrones dentro de una serie temporal de datos, y visualizar las relaciones de dependencia entre datos consecutivos o separados por uno o más datos entre sí, denominados retardos de dicha serie. Esta teoría se puede observar con mayor amplitud en el libro de Hanke y Wichern (2010)⁴²

El indicador más importante es el MAPE, el cual muestra el error absoluto en términos de porcentaje y tiene un valor aceptable de 1.626%.

También, en la Tabla 3 se presenta los parámetros del modelo:

Parámetros del modelo ARIMA				Estimación	SE	t	Sig.
DEM_RES-Modelo_1	DEM_RES	Logaritmo natural	Constante	,000	9,015E-5	-2,593	,010
			Diferencia	1			
			MA Retardo 1	,694	,053	13,227	,000
			Diferencia estacional	1			
			MA, estacional Retardo 1	,937	,107	8,742	,000

Tabla 3. Parámetros de modelo ARIMA (0,1,1-0,1,1) de demanda eléctrica residencial.
Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, se detectaron los siguientes valores atípicos, los cuales se observan en la Tabla 4:

⁴² Hanke, J., & Wichern, D. (2010). *Pronósticos en los Negocios* (Novena ed.). México: Prentice Hall.

Valores atípicos

				Estimación	SE	t	Sig
DEM_RES-Modelo_1	Ene 2012	Transitorio	Magnitud	-.086	.019	-4,559	.000
			Factor de decrecimiento	.619	.146	4,238	.000
	Jun 2017	Cambio de nivel		-.058	.015	-3,818	.000

Tabla 4. Valores atípicos de demanda eléctrica residencial.

Fuente: Elaboración propia.

Tanto los parámetros como los eventos atípicos contienen valores significantes por debajo de 0.05.

En la Figura 34 se muestra la serie temporal de la demanda eléctrica residencial, entre los años 2005 y 2022, así como la proyección aplicada hasta el año 2028, en escala mensual.

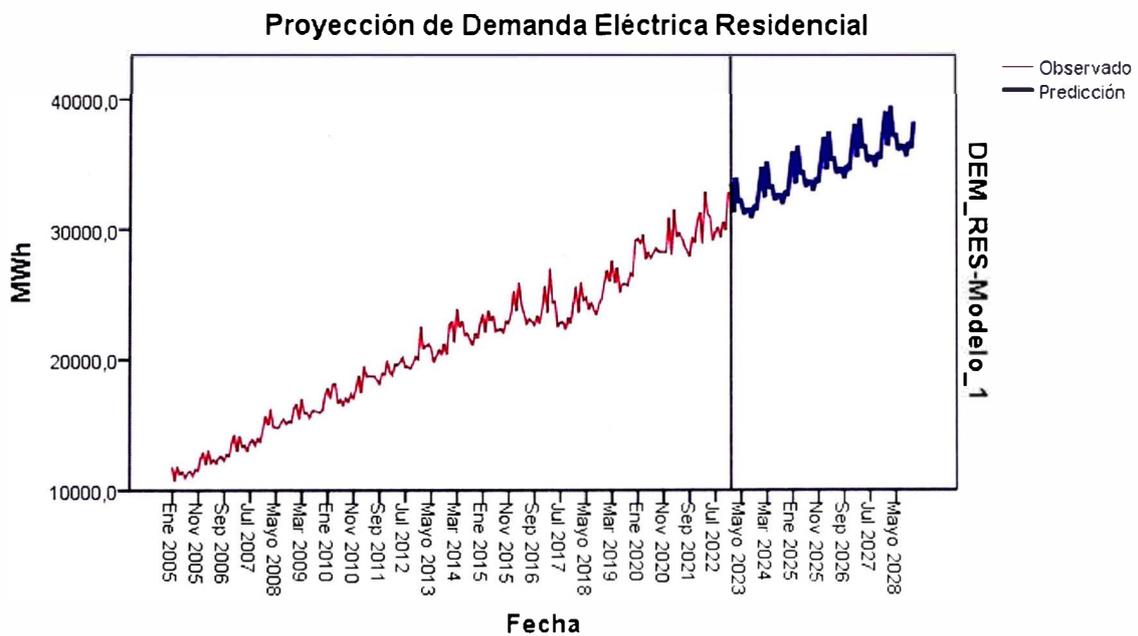


Figura 34. Proyección de demanda eléctrica residencial de Lambayeque, 2023 – 2028.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, para evaluar el grado de confiabilidad del modelo, se grafica las autocorrelaciones de los residuales o el ruido blanco, lo cual se muestra en la Figura 35. Dichas autocorrelaciones se encuentran dentro de los límites de confiabilidad, por lo que se concluye que es una proyección adecuada.

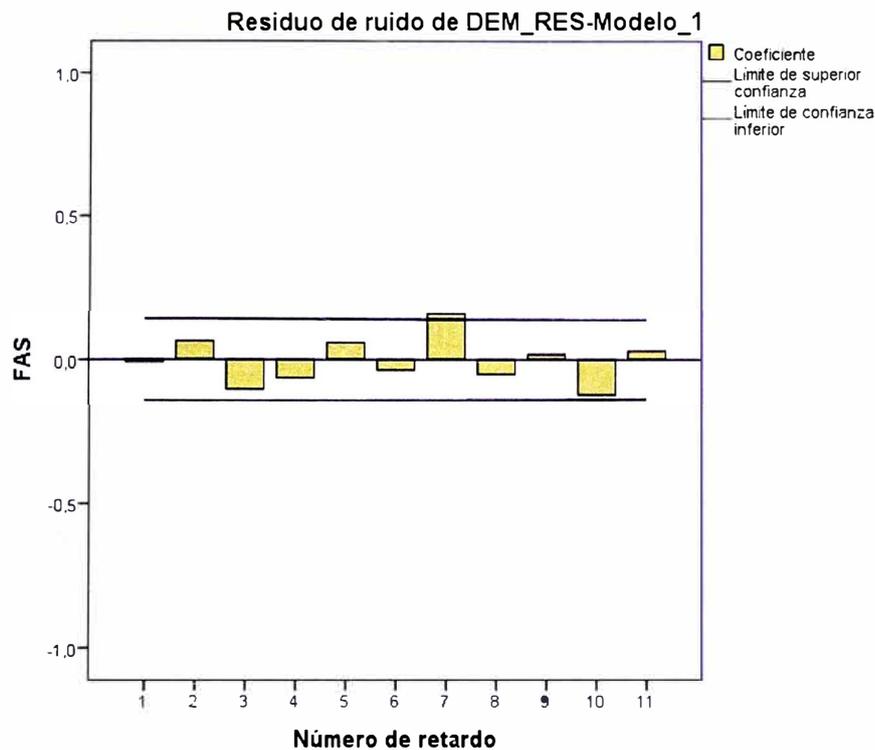


Figura 35. Autocorrelaciones de ruido blanco de la serie de demanda eléctrica residencial.
Fuente: Elaboración propia.

3.3.2. Generación Eléctrica

Como se observa en la Figura 22, la serie temporal correspondiente a la generación eléctrica en Lambayeque es altamente inestable, sin una tendencia clara y que incluye valores atípicos, lo que complicaría su proyección de manera metodológica, es decir, mediante las herramientas estadísticas vistas hasta ahora. Por lo tanto, por simplicidad, se estimará la energía generada a partir de las posibles futuras centrales de generación a construirse en la región Lambayeque.

En la Tabla 5 se presenta información de los Estudios de Pre - Operatividad (EPO) admitidos a trámite por COES (2023)⁴³, según su sitio web, y que deben considerarse en la proyección. La energía generada anualmente, que se observa en dicha Tabla, se ha estimado considerando un factor de planta de 40%, el cual es un valor mínimo para centrales eólicas y que se puede corroborar en los reportes de operación publicados por COES.

⁴³ COES. (2023). Estado de avance EPOs. Recuperado el 19 de Diciembre de 2023, de <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/Consultawebeipo>

Nombre proyecto	Empresa titular	Potencia nominal - MW	Estado EPO	Año POC	Punto de Conexión	Energía anual - MWh
Quercus	Ignis Partners	450	Con conformidad	2028	SE La Niña Nueva	1.576,800
Vientos de Mediania	Blaud Energy Peru	220	En Revisión	2028	SE Lambayeque Oeste	770,880
Algarrobo	Ignis Partners	181	En Revisión	2027	SE Ciclón	634,224
Ciclón	Ignis Partners	402	Con conformidad	2027	SE Chiclayo Oeste	1,408,608
Naylamp	Fenix Power	237	En Revisión	2027	SE Lambayeque Oeste	830,448
Rosa	Ignis Partners	400	Con conformidad	2026	SE La Niña Nueva	1,401,600
Vientos de Mochica	Blaud Energy Peru	220	Con conformidad	2026	SE Lambayeque Oeste	770,880
Zapote	Ignis Partners	154	Con conformidad	2026	SE Felam	539,616
Mórrope	Enel Green Power	224	Con conformidad	2025	SE Lambayeque Oeste	784,896
Norteño	Kallpa Generación	130	Con conformidad	2025	SE Reque	455,520
José Quiñones	Invenergy Peru Wind	152	Con conformidad	2024	SE Reque	532,608

Tabla 5. Estudios de Pre-Operatividad de proyectos de generación en Lambayeque.

Fuente: Elaboración propia, a partir de información de COES (2023).

Para el año 2023 y parte del 2024, debido a que aún no ingresarían alguna nueva central, se ha considerado una energía generada sobre la base de los 5,300 MWh, el cual es un valor promedio de la energía generada durante los dos últimos años.

Así, la proyección resulta de la siguiente manera, como se aprecia en la Figura 36:

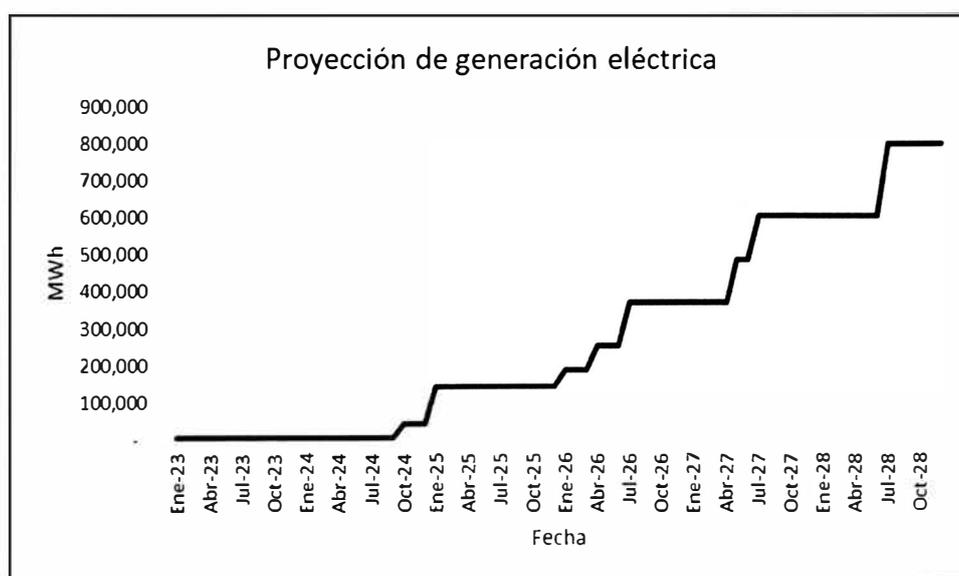


Figura 36. Proyección de generación eléctrica en Lambayeque. 2023 – 2028.

Fuente: Elaboración propia utilizando datos de COES (2023).

3.3.3. Precio Medio de energía Residencial

Para la proyección de la serie temporal correspondiente al precio medio de energía residencial se ha aplicado un modelo ARIMA. Para determinar dicho modelo, en primer lugar, se grafica las autocorrelaciones de la serie estabilizada en media y en varianza que, para este caso, consiste en la inversa de la raíz cuadrada, estacional regular. En la Figura 37 se muestra las autocorrelaciones:

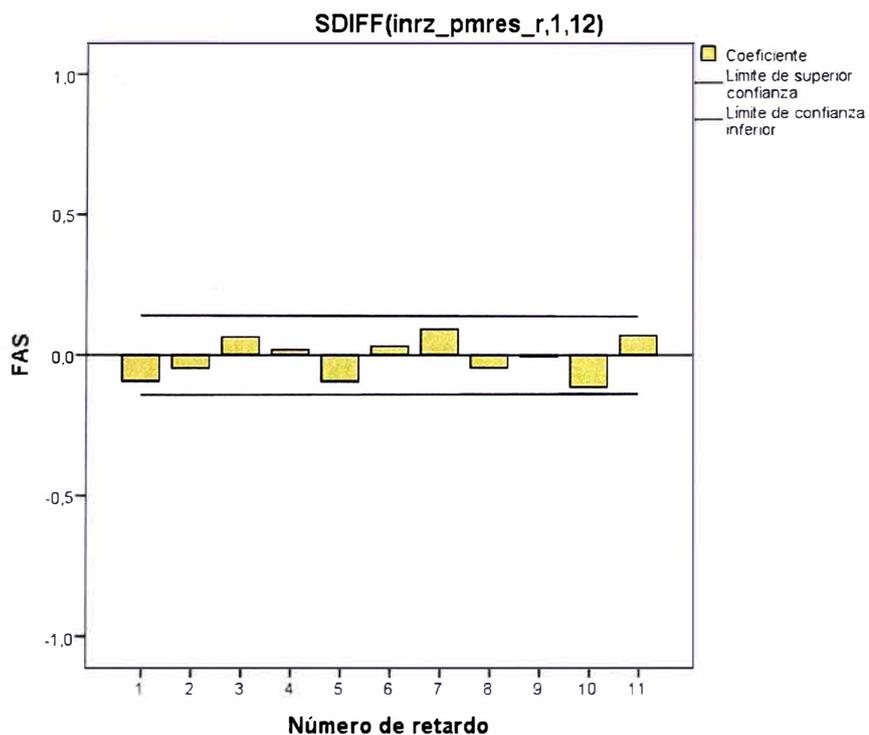


Figura 37. Gráfico de autocorrelaciones de la serie estabilizada de precio medio de energía residencial de Lambayeque.
Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, en la Figura 38 se presentan las autocorrelaciones de forma estacional:

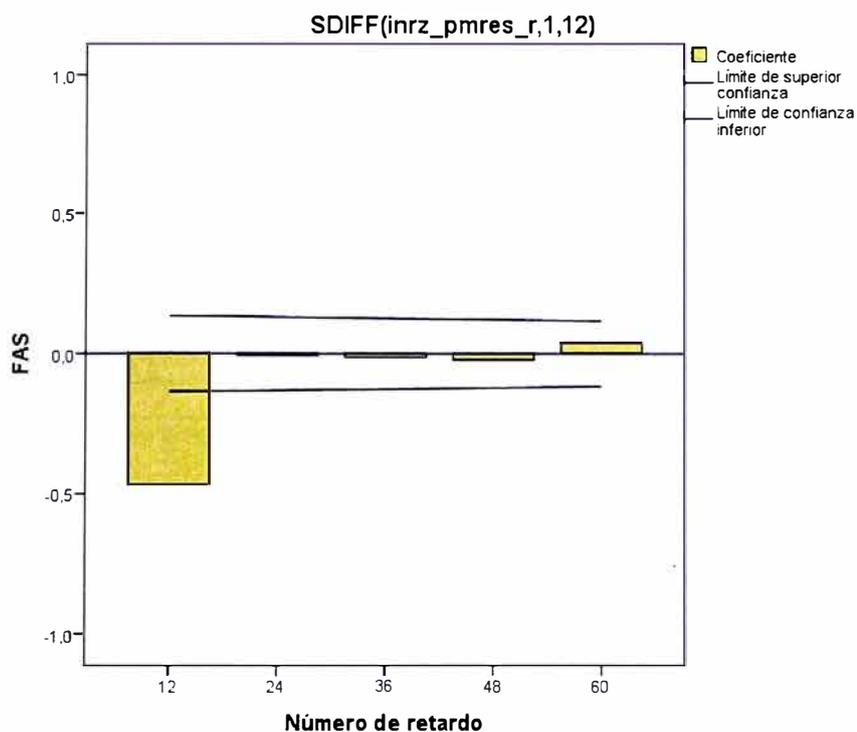


Figura 38. Gráfico de autocorrelaciones de la serie estabilizada de precio medio de energía residencial de Lambayeque.
Fuente: Elaboración propia.

Así, el modelo con mejores resultados es: ARIMA (0,1,0-0,1,1). Los principales indicadores estadísticos presentan en la Tabla 6:

Estadístico de ajuste	Media
R cuadrado estacionaria	,783
R cuadrado	,995
RMSE	,001
MAPE	,559
MaxAPE	2,352
MAE	,001
MaxAE	,003
BIC normalizado	-13,230

Tabla 6. Indicadores estadísticos modelo ARIMA (0,1,0-0,1,1) de precio medio de energía residencial.
Fuente: Elaboración propia.

El indicador más importante es el MAPE, el cual muestra el error absoluto en términos de porcentaje y tiene un valor aceptable de 0.559%.

También, en la Tabla 7 se presenta los parámetros del modelo:

Parámetros del modelo ARIMA

				Estimación	SE	t	Sig
inrz_pmres-Modelo_1	inrz_pmres	Sin transformación	Diferencia	1			
			Diferencia estacional	1			
		MA, estacional	Retardo 1	,847	,064	13.273	,000

Tabla 7. Parámetros de modelo ARIMA (0,1,0-0,1,1) de precio medio de energía residencial.

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, en la Tabla 8 se presentan los valores atípicos que fueron detectados:

Valores atípicos

				Estimación	SE	t	Sig
inrz_pmres-Modelo_1	Sep 2008	Aditivo		,003	,001	4,602	,000
	Nov 2008	Cambio de nivel		-,007	,001	-6,685	,000
	Mayo 2009	Transitorio	Magnitud	-,006	,001	-5,899	,000
			Factor de decrecimiento	,754	,146	5,171	,000
	Ene 2011	Aditivo		-,003	,001	-4,013	,000
	Nov 2013	Cambio de nivel		-,004	,001	-4,280	,000
	Mayo 2014	Transitorio	Magnitud	-,005	,001	-4,537	,000
			Factor de decrecimiento	,858	,151	5,674	,000
	Ene 2015	Innovador		-,005	,001	-4,824	,000
	Mayo 2015	Cambio de nivel		-,005	,001	-4,605	,000
	Ene 2016	Aditivo		,004	,001	5,145	,000
	Mar 2020	Aditivo		,005	,001	7,070	,000
	Ene 2021	Cambio de nivel		-,004	,001	-4,038	,000
	Abr 2022	Aditivo		,004	,001	5,797	,000

Tabla 8. Valores atípicos de la serie precio medio de energía residencial.

Fuente: Elaboración propia.

Tanto los parámetros como los eventos atípicos contienen valores significantes, por debajo de 0.05.

En la Figura 39 se muestra la serie del precio medio de energía residencial, entre los años 2005 y 2022, así como la proyección aplicada hasta el año 2028, en escala mensual.

Se optó por la metodología ARIMA para la proyección del precio medio de energía debido a que, como lo describen Hanke y Wichern (2010), esta metodología es flexible, pues puede ser empleada tanto en series estacionarias como en series no estacionarias. Esta flexibilidad la hace confiable para proyecciones en el ámbito de los negocios, como lo detallan dichos autores en su libro.

En el análisis de los mercados eléctricos, la metodología más extendida y validada consiste en pronosticar la variable de la demanda eléctrica, debido a que su tendencia depende principalmente de la demanda vegetativa, es decir, de aquella demanda relacionada a las actividades cotidianas de la población y su correspondiente crecimiento. Sin perjuicio

de ello, también es posible pronosticar otras variables como el precio, aunque tenga una mayor complejidad debido a la fuerte dependencia de varios factores: precios de los combustibles (petróleo, gas, etc.), precios de los metales (cobre, aluminio, etc.), eventos meteorológicos (presencia de viento, de lluvias, radiación solar, disponibilidad de biomasa, etc.), inflación, congestión de líneas de transmisión, entre otros. Prueba de ello es que se puede encontrar algunos trabajos de investigación que abordan el problema de la proyección del precio de energía, como por ejemplo el trabajo de Muñoz-Santiago, Urquijo-Vanstrahlengs, Castro-Otero, y Lombana (2017)⁴⁴, en el que se analizan modelos ARIMA con IGARCH para pronosticar el precio de energía de Colombia.

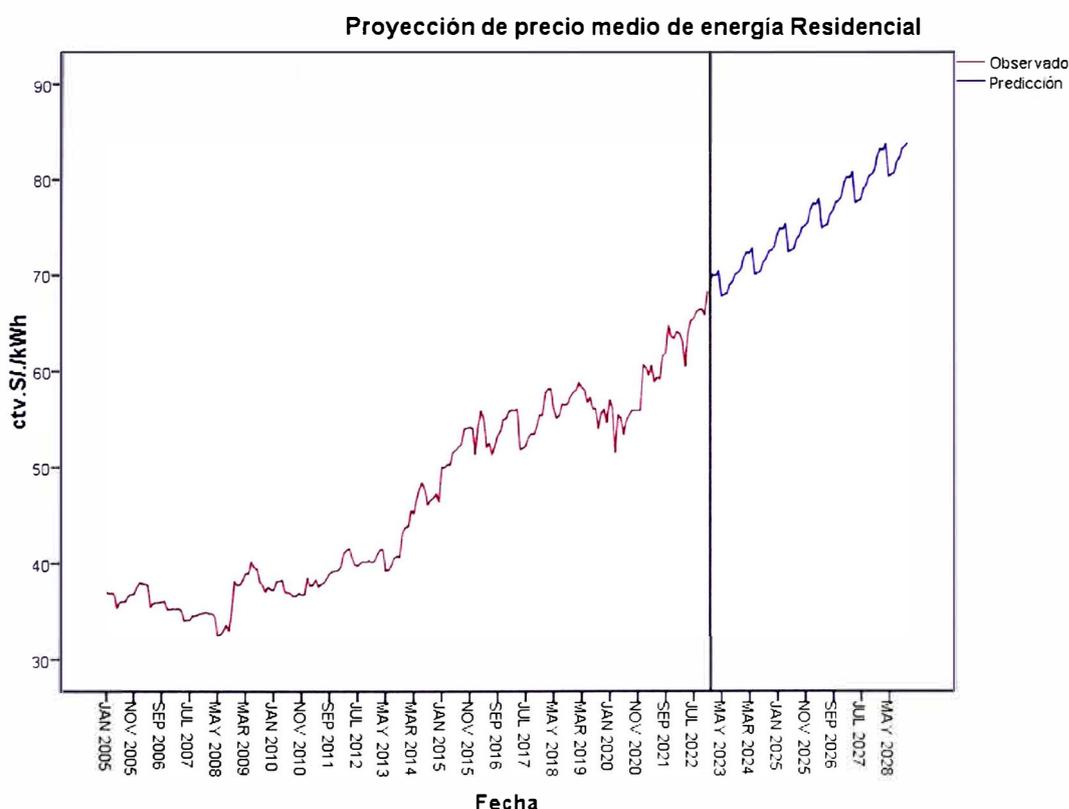


Figura 39. Proyección de precio medio de energía residencial de Lambayeque, 2023 – 2028.
Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, para evaluar el grado de confiabilidad del modelo, se grafica las autocorrelaciones de los residuales o el ruido blanco, lo cual se presenta en la Figura 40 y muestra que se encuentran dentro de los límites de confiabilidad:

⁴⁴ Muñoz-Santiago, A., Urquijo-Vanstrahlengs, J., Castro-Otero, A., & Lombana, J. (2017). Pronóstico del precio de la energía en Colombia utilizando modelos ARIMA con IGARCH. *Economía del Rosario*, 20(1), 127-161. doi:<https://doi.org/10.12804/revistas.urosario.edu.co/economia/a.6152>

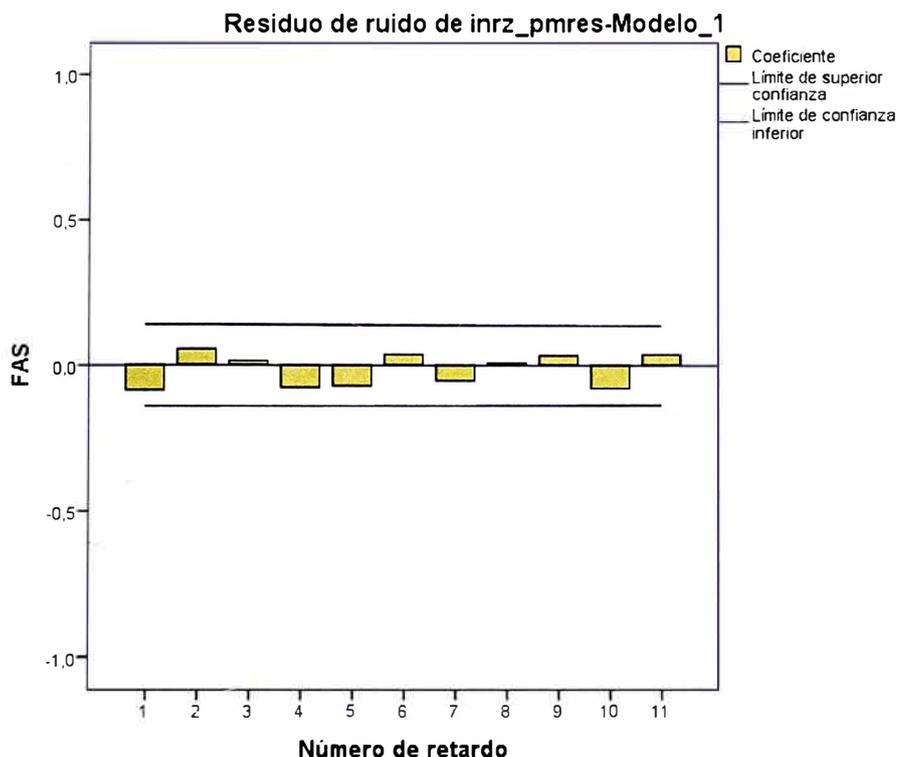


Figura 40. Autocorrelaciones de ruido blanco de la serie de precio medio de energía residencial.
Fuente: Elaboración propia.

3.3.4. Cobertura de demanda

En la Figura 41 se muestra cómo se comportaría el indicador de la cobertura de demanda hasta el año 2028, expresado como la división de la tercera parte de la generación (considerando que, en los últimos años, esta es la proporción de la demanda residencial con relación a la demanda global de Lambayeque) entre la demanda residencial.

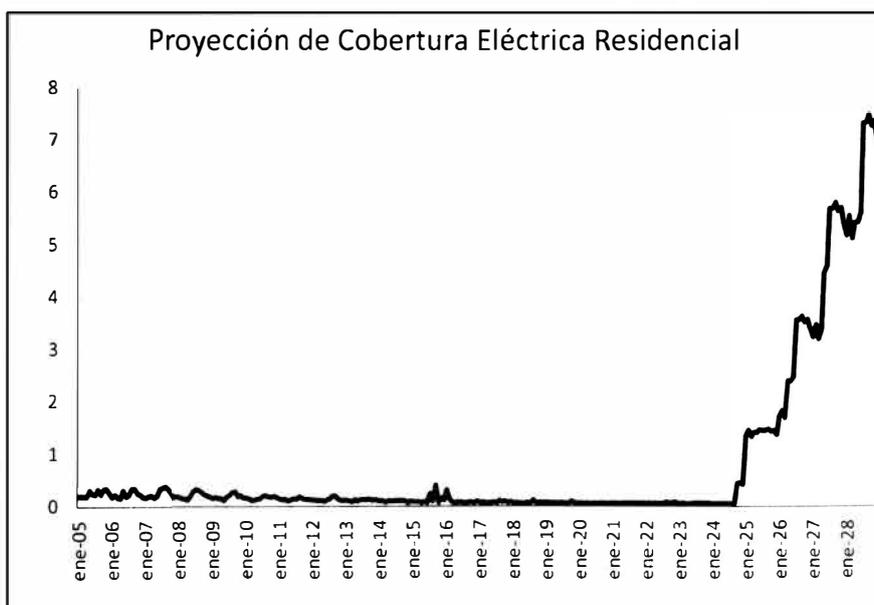


Figura 41. Proyección de cobertura eléctrica de Lambayeque, 2023- 2028.
Fuente: Elaboración propia.

Es muy notorio el fuerte crecimiento de la cobertura eléctrica a partir del año 2024 en la región Lambayeque y es debido a la gran cantidad de proyectos de generación, principalmente eólicos, que se prevé que inicien operaciones, como se analizó en el acápite correspondiente. Así, en condiciones ideales en las cuales se ejecuten dichos proyectos, existirá una generación mayor a la demanda. Por un lado, se tendría una matriz energética robusta, confiable y segura, con costos marginales bajos; sin embargo, para evitar una excesiva capacidad ociosa y el desincentivo a las nuevas inversiones, es pertinente que haya nuevas demandas (principalmente en el sector industrial), la promoción de la interconexión con otros países, la electrificación del transporte y la implantación de baterías.

3.3.5. Tarifa en barra

Para la proyección de la serie temporal correspondiente a la tarifa en barra se ha aplicado un modelo ARIMA. Para determinar dicho modelo, en primer lugar, se grafica las autocorrelaciones de la serie estabilizada en media y en varianza que, para este caso, consiste en un logaritmo natural estacional regular. En la Figura 42 se muestra las autocorrelaciones:

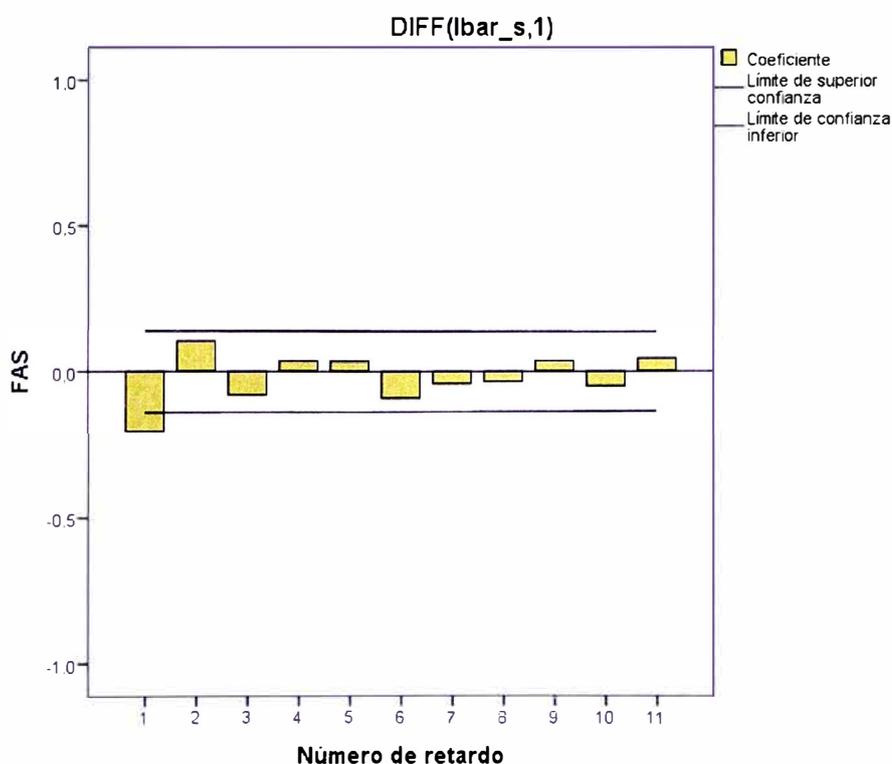


Figura 42. Gráfico de autocorrelaciones de la serie estabilizada de Tarifa en Barra de Chiclayo. Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, en la Figura 43 se presentan las autocorrelaciones de forma estacional:

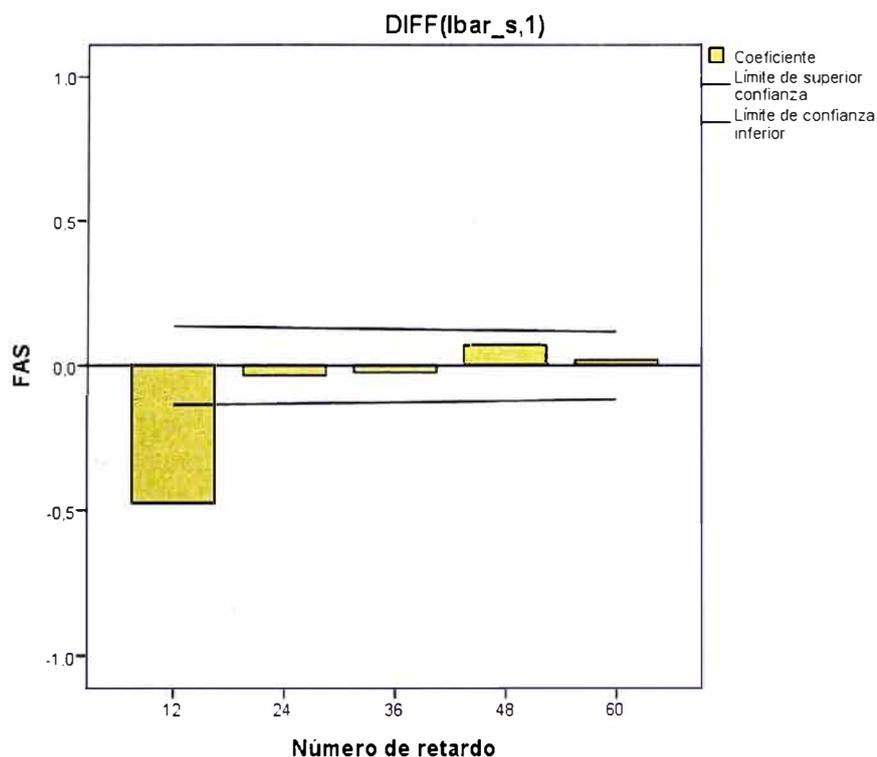


Figura 43. Gráfico de autocorrelaciones, de forma estacional, de la serie estabilizada de Tarifa en Barra de Chiclayo.

Fuente: Elaboración propia.

Así, el modelo con mejores resultados es: ARIMA (0,1,0-0,1,1). Los principales indicadores estadísticos se muestran en la Tabla 9.

Estadístico de ajuste	Media
R cuadrado estacionaria	,741
R cuadrado	,987
RMSE	,373
MAPE	1,981
MaxAPE	10,038
MAE	,249
MaxAE	1,581
BIC normalizado	-1,711

Tabla 9. Indicadores estadísticos modelo ARIMA (0,1,0-0,1,1) de Tarifa en Barra de Chiclayo.

Fuente: Elaboración propia.

El indicador más importante es el MAPE, el cual muestra el error absoluto en términos de porcentaje y tiene un valor aceptable de 1.981%.

También, en la Tabla 10 se presenta los parámetros del modelo.

Parámetros del modelo ARIMA

				Estimación	SE	t	Sig
BARRA-Modelo_1	BARRA	Logaritmo natural	Diferencia	1			
			Diferencia estacional	1			
			MA. estacional Retardo 1	,890	,057	15,502	,000

Tabla 10. Parámetros de modelo ARIMA (0,1,0-0,1,1) de Tarifa en Barra de Chiclayo.
Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, en la Tabla 11 se aprecian los valores atípicos identificados.

Valores atípicos

				Estimación	SE	t	Sig
BARRA-Modelo_1	Abr 2008	Aditivo		-,089	,019	-4,672	,000
	Mar 2009	Aditivo		,081	,022	3,668	,000
	Abr 2009	Aditivo		,088	,022	3,974	,000
	Mayo 2012	Cambio de nivel		,129	,027	4,818	,000
	Nov 2013	Innovador		,120	,028	4,318	,000
	Oct 2014	Transitorio	Magnitud	-,129	,026	-4,921	,000
			Factor de decrecimiento	,903	,118	7,632	,000
	Abr 2016	Aditivo		-,088	,019	-4,645	,000
	Jun 2020	Aditivo		,212	,019	11,118	,000

Tabla 11. Valores atípicos de la serie Tarifa en Barra de Chiclayo.
Fuente: Elaboración propia.

Tanto los parámetros como los eventos atípicos contienen valores significantes, por debajo de 0.05.

En la Figura 44 se muestra la serie temporal de la tarifa en barra, entre los años 2005 y 2022, así como la proyección aplicada hasta el año 2028, en escala mensual.



Figura 44. Proyección de Tarifa en Barra de Chiclayo, 2023 – 2028.
Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, para evaluar el grado de confiabilidad del modelo, en la Figura 45 se muestra el gráfico de las autocorrelaciones de los residuales o el ruido blanco, las que en su mayoría se encuentran dentro de los límites de confiabilidad; y en el caso de las autocorrelaciones que los superan (6 y 8), lo hacen de forma mínima o despreciable.

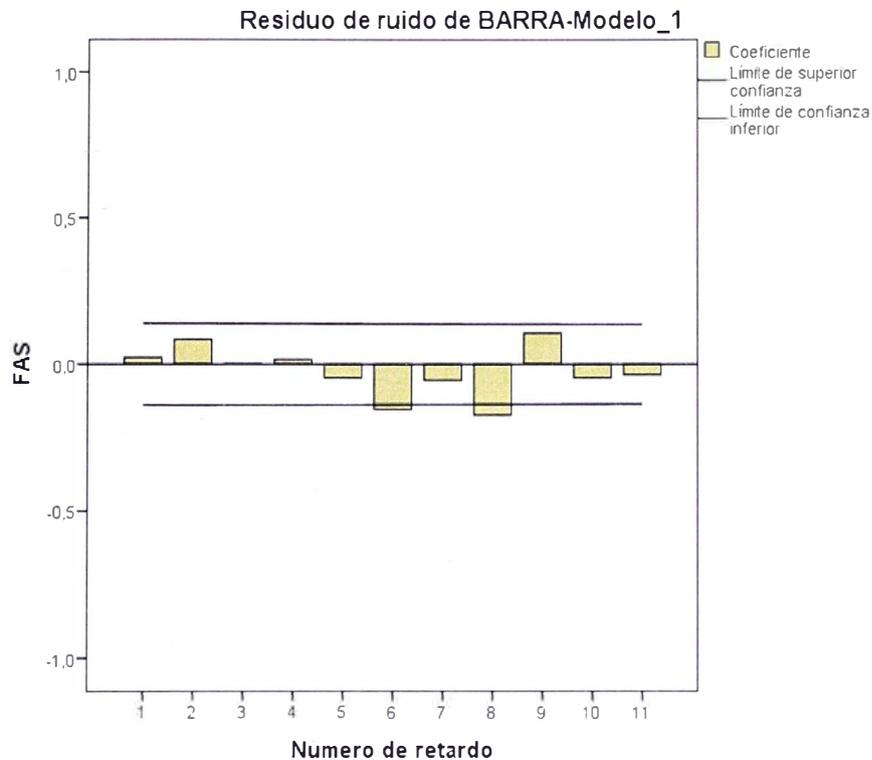


Figura 45. Autocorrelaciones de ruido blanco de la serie de Tarifa en Barra de Chiclayo.
Fuente: Elaboración propia.

Como se señaló anteriormente, los modelos ARIMA son convenientes para proyecciones de series económicas, ya sean estacionarias o no estacionarias, conformadas por una gran cantidad de datos.

3.4. Precios de Energía de Generación Distribuida

En esta parte se realiza una evaluación económica-financiera de diversos proyectos de generación distribuida según la fuente energética (solar, eólica, y sistema híbrido solar-eólico), el tamaño o capacidad del proyecto, la alternativa entre ahorro económico o venta de energía, y diversas opciones de financiamiento. El desarrollo de este capítulo corresponde al primer objetivo de la investigación que consiste en calcular precios de energía producida por la generación distribuida, y con los que competirá el mercado eléctrico actual.

Para proyectos de generación distribuida a partir de fuente solar se considera que Lambayeque tiene una irradiación solar promedio de 5.8 kWh/m²/d. Asimismo, la producción de energía eléctrica específica, es decir, por unidad de potencia solar instalada, es 4.67 kWh/kWp en el día y 1,706 kWh/kWp en el año.

Por su parte, para proyectos eólicos se considera una velocidad del viento entre 3 y 6 m/s en Lambayeque. Las velocidades mencionadas ocurren a partir de una altura de 10 m. Por debajo de dicha altura, los aerogeneradores generan energía con un bajo rendimiento (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2016).

Las evaluaciones económicas se realizan con una tasa de descuento (o tasa de actualización) de 12%, según el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (Sistema Peruano de Información Jurídica, 1992)⁴⁵ y un periodo de proyecto de 20 años para generación eólica y generación híbrida eólica-solar, y de 30 años para generación solar, conforme a la vida útil de los equipos electromecánicos. El tipo de cambio utilizado, a abril del 2023, es de 3.78 S/./USD. Asimismo, para la fijación de tasas de interés de financiamiento, se toma en cuenta la tasa de referencia determinada por el Banco Central de Reserva del Perú - BCRP (2023)⁴⁶, la cual es de 7.75% a abril del 2023. En la Figura 46 se visualiza su evolución.

⁴⁵ Sistema Peruano de Información Jurídica. (1992). Decreto Ley N° 25844: Ley de Concesiones Eléctricas. Recuperado el 05 de Mayo de 2024, de <https://spij.minjus.gob.pe/spij-ext-web/#/detallenorma/H756722>

⁴⁶ Banco Central de Reserva del Perú - BCRP. (2023). Tasa de Referencia de la Política Monetaria. Recuperado el Mayo de 2023, de <https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales/resultados/PD04722MM/html>



Figura 46. Evolución de la tasa de referencia de política monetaria del Perú.
Fuente: Elaboración propia utilizando datos de BCRP (2023).

Se analizan dos modalidades de proyecto:

- Ahorro: Considera que el usuario invierte solamente para reducir su facturación por servicio eléctrico, es decir, genera la energía suficiente para abastecer su propia demanda, sin vender algún excedente de energía. Al tratarse de un autoabastecimiento de energía, no se valoriza el terreno empleado para el montaje de los equipos, dentro del costo de capital inicial, pues puede emplearse un área sin valor comercial como, por ejemplo, el techo. Asimismo, los sistemas orientados a este modelo comprenden baterías o acumuladores que permitan almacenar el excedente de energía para poder consumirla en el momento que se requiera. Por esta razón, el costo de inversión de este modelo se incrementa.
- Venta de excedentes: Considera que el usuario invierte para generar la energía suficiente para abastecer su propia demanda y, además, generar un excedente que pueda ser vendida a otros consumidores o a la empresa distribuidora. Se debe tener en cuenta que la ejecución de un proyecto de generación distribuida para vender energía podría significar que una empresa tercera lo desarrolle, lo que implica un costo por alquiler de techo o área libre.

Asimismo, la evaluación se realiza para proyectos según el nivel de demanda:

- Baja demanda: Este proyecto tendría una capacidad propia de un cliente doméstico y regulado (una vivienda o departamento), es decir, de 5 kW.
 - Mediana demanda: Este proyecto tendría una capacidad propia de un centro comercial, una universidad o un edificio de oficinas, es decir, de 50 kW.
 - Alta demanda: Este proyecto tendría una capacidad propia de una planta agroindustrial o una pequeña planta minera, es decir, de 500 kW aproximadamente.
- Además, los usuarios con este nivel de demanda tienen la opción de categorizarse como clientes libres, es decir, que pueden negociar su precio de energía con distribuidores y generadores. Sin perjuicio de lo mencionado, este proyecto puede comprender una gran cantidad de usuarios residenciales (condominios, edificios, habilitaciones urbanas, etc.), y tener beneficios adicionales debido a la economía de escala.

3.4.1. Generación Distribuida Solar

A continuación, se presentan las características técnicas (Tabla 12) y los indicadores económico-financieros asumidos para sistemas GD utilizando energía solar:

Generación Distribuida Solar			
Características técnicas	5 kW	50 kW	500 kW
Capacidad de planta (kWp)	5.1	50.6	500.5
Salida de potencia en AC (kWac)	4	45	460
Potencia de panel (Wp)	460	460	550
Potencia de inversor (W)	1,000	15,000	20,000
Cantidad de paneles	11	110	910
Cantidad de inversores	4	3	23
Energía anual (kWh)	8,632	86,324	853,853

Tabla 12. Características técnicas de proyectos GD solar.
Fuente: Elaboración propia.

El factor de planta estimado es de 29.0% para la baja demanda, 25.8% para la mediana demanda y 24.9% para la alta demanda, los cuales son valores normales para centrales solares, según datos del COES. Estos factores de planta pueden mejorar si se utilizaran paneles bifaciales, que aprovechan la radiación reflejada por el suelo.

Para optimizar espacio, el sistema de mayor capacidad instalada comprende paneles de mayor potencia nominal. Además, por economía de escala, a paneles de mayor potencia

se les asocia precios unitarios menores. El mismo criterio se utiliza para seleccionar los inversores.

En cuanto al modelo de ahorro, los sistemas de 5 kW y 50 kW incluyen 1 y 6 banco de baterías de 600 Ah, respectivamente; en cambio, el sistema de 500 kW incluye 20 banco de baterías de 10.2 kWh. Los costos de los sistemas de almacenamiento son: S/. 6,500 para 5 kW; S/. 78,000 para 50 kW y S/. 466,000 para 500 kW.

Considerando que los paneles tienen una superficie de 2.2 m², que debe haber espacio entre filas de paneles para evitar la proyección de sombras y que debe haber un espacio adicional para la instalación de otros componentes, el área requerida por cada sistema son 30; 300 y 2,600 m², respectivamente.

La diferencia entre costo de inversión de modelo ahorro y el de modelo venta se debe al suministro de bancos de baterías, el cual puede significar entre el 25% y el 34% del costo total de la inversión. Este costo total incluye, además de los paneles, inversores, baterías (de ser el caso), estructuras de fijación, medidores y cables eléctricos, partidas de obras civiles, capacitaciones en operación y mantenimiento, transporte de equipos, autorizaciones o permisos, servicio de montaje y gastos indirectos.

En cuanto al costo de operación y mantenimiento (O&M), la diferencia entre el modelo ahorro y el de venta, es que este último incluye costo de alquiler de un espacio o terreno, debido a que se considera el caso en que una empresa comercializadora de energía ejecute proyectos en terrenos de terceros. Asimismo, para reducir el riesgo de inoperatividad por fallas, se prevé una mayor planilla (personal calificado), la contratación de un seguro para los activos y una mayor gestión administrativa y logística, causando también un aumento del costo O&M. Este costo O&M, se diluye a medida que aumenta la capacidad del sistema GD, debido a la economía de escala. Al costo O&M se le aplica un factor de actualización anual de 3.1% según indicador IPC promedio, que refleja diversos factores macroeconómicos.

Para la evaluación económica se utilizan las fórmulas básicas de VAN, TIR y CPPC:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FN_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad \text{ECUACIÓN 2}$$

Donde:

VAN: Valor Actual Neto

FN_t : Flujo de caja del periodo t .

i : Tasa de descuento

n : Número total de periodos o vida útil del proyecto

t : Cada uno de los periodos que conforman la vida útil del proyecto

I_0 : Inversión inicial

Cuando el VAN es igual a cero, la tasa de descuento es la tasa interna de retorno (TIR), de la siguiente manera:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FN_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \quad \text{ECUACIÓN 3}$$

Si el proyecto es financiado, el VAN se calcula con una tasa de descuento igual al Costo Promedio Ponderado de Capital, el cual se estima con la siguiente fórmula:

$$CPPC = i_c \cdot \frac{C}{D+C} + i_d \cdot \frac{D}{D+C} \cdot (1 - T) \quad \text{ECUACIÓN 4}$$

Donde:

i_c : Tasa de descuento del capital de los inversionistas

C : Monto del capital de los inversionistas

D : Monto de la deuda

i_d : Tasa de descuento de los financistas o costo de la deuda

T : Tasa de impuesto (Impuesto a la renta, para Perú)

A continuación, en la Tabla 12 se presentan los resultados de la evaluación económica-financiera:

Generación Distribuida Solar						
	5 kW		50 kW		500 kW	
Indicadores Económicos-Financieros	Ahorro	Venta	Ahorro	Venta	Ahorro	Venta
Costo de inversión inicial (S/.)	25,525.6	19,029.7	231,336.3	154,722.2	1,750,180.9	1,292,197.9
Costo de inversión inicial (USD)	6,752.8	5,034.3	61,200.1	40,931.8	463,010.8	341,851.3
Ratio de inversión (S/./kW)	5,044.6	3,760.8	4,571.9	3,057.8	3,496.9	2,581.8
Ratio de inversión (USD/kW)	1,334.5	994.9	1,209.5	808.9	925.1	683.0
Ratio de eficiencia económica (S/./kWh)	3.0	2.2	2.7	1.8	2.0	1.5
Ratio de eficiencia económica (USD/MWh)	782.3	583.2	709.0	474.2	542.3	400.4
OPEX anual (S/.)	840.0	2,148.0	6,420.0	14,520.0	19,680.0	38,700.0
OPEX anual (%)	3.3%	11.3%	2.8%	9.4%	1.1%	3.0%
VAN (S/.)	11,608.5	8,482.0	162,295.7	155,930.5	2,533,628.0	2,414,572.9
TIR (%)	17.9%	18.4%	21.4%	26.5%	31.6%	36.9%
CPPC	12.7%	10.2%	13.1%	11.6%	13.1%	12.3%
PR (años)	6.6	6.7	5.5	4.8	3.7	3.2
Precio de energía (ctv.S/./kWh)	69.4	64.4	69.4	61.4	69.4	59.4
Precio de energía (USD/MWh)	183.6	170.3	183.6	162.4	183.6	157.1
Tasa de interés bancario (%)	19.0%	12.0%	20.0%	16.0%	21.0%	18.0%
Años de financiamiento	2	3	2	3	2	2
Porcentaje de financiamiento (%)	50%	50%	50%	50%	40%	40%

Tabla 13. Resultados de evaluación económico – financiera de proyectos GD solar.
Fuente: Elaboración propia.

Aunque puede llevar a confusión sus unidades (S/./kWh; USD/MWh), el ratio de eficiencia económica es la relación entre el CAPEX del proyecto y la energía generada en el primer año de operación. En cambio, el precio de energía resulta del flujo de caja económico-financiero durante la vida útil del proyecto y que sirve para cubrir costos de inversión, operación, impuestos, deuda y, lógicamente, la utilidad.

Los precios de energía estimados son similares en orden de magnitud a los precios medios de energía históricos vistos en el numeral 3.2.3, lo cual significa que es factible una competencia económica entre el suministro de energía actual y una eventual integración de la Generación Distribuida, y que se deberá establecer las normas pertinentes para evitar alguna falla de mercado y, así, buscar una competencia cuasi-perfecta.

Se puede apreciar que es factible no solo ahorrar, sino también, vender energía eléctrica proveniente de un generador distribuido solar a una tarifa por debajo del precio medio de energía. Asimismo, se visualiza el efecto de la economía de escala, siendo más eficiente instalar sistemas de GD de mayor potencia en términos de plazo de retorno de la inversión, TIR y VAN.

Después del período de retorno de la inversión, los ahorros económicos (para los escenarios de solo ahorro, sin venta de excedentes) son de S/. 4,000 para el sistema de 5 kW, S/. 44,000 para el sistema de 50 kW y S/. 440,000 para el sistema de 500 kW. Se hace la precisión que, durante la vida útil del proyecto, el ahorro no es constante debido a nuevas inversiones y variaciones en producción de energía, precio de energía y costos de operación.

3.4.2. Generación distribuida eólica

A continuación, en la Tabla 14 se presentan las características técnicas asumidos para sistemas GD utilizando energía eólica.

Generación Distribuida Eólica			
Características técnicas	5 kW	50 kW	500 kW
Capacidad de planta (kW)	6	50	500
Salida de potencia en AC (kWac)	5	45	460
Potencia de Aerogenerador (W)	2,000	10,000	10,000
Potencia de inversor (W)	1,000	15,000	20,000
Cantidad de aerogeneradores	3	5	50
Cantidad de inversores	5	3	23
Energía anual (kWh)	14,892	134,028	1,370,064
Ratio de generación (kWh/kW)	2,482	2,681	2,740

Tabla 14. Características técnicas de proyectos GD eólica.

Fuente: Elaboración propia.

Para el cálculo de la energía generada anualmente, se consideró una eficiencia global del sistema de 85% y un factor de planta conservador de 40%, teniendo en cuenta que, según reportes técnicos de COES, el valor promedio para este factor es de 45%.

Al igual que en el análisis de sistemas solares, para optimizar espacio, el sistema de mayor capacidad instalada comprende aerogeneradores e inversores de mayor potencia nominal posible. Además, por economía de escala, equipos de mayor potencia tienen precios unitarios menores.

En cuanto al modelo de ahorro, los sistemas de 5 kW y 50 kW incluyen 2 y 20 bancos de baterías de 600 Ah, respectivamente; en cambio, el sistema de 500 kW incluye 40 banco de baterías de litio de 10.2 kWh. Los costos de los sistemas de almacenamiento son: S/. 13,000 para 5 kW; S/. 260,000 para 50 kW y S/. 932,000 para 500 kW.

Considerando que, para evitar los efectos de las estelas formadas durante su operación, los aerogeneradores deben separarse entre 3 y 5 veces el diámetro del rotor en la dirección perpendicular al viento (distancia entre aerogeneradores de la misma fila) y entre 7 y 10 veces dicho diámetro en la dirección paralela del viento (distancia entre filas), el área requerida es 645 m² para GD de baja demanda; 7,060 m² para GD de mediana demanda y 70,600 m² para GD de alta demanda.

Se aprecia que los sistemas eólicos tienen una relación de generación mayor que los sistemas solares: 2,600 frente a 1,700 kWh/kW, lo que significa un factor de planta mayor pues, por la naturaleza del viento, tienen más horas de disponibilidad del recurso.

De la misma forma que en los sistemas fotovoltaicos, la diferencia entre costo de inversión de modelo ahorro y el de modelo venta se debe al suministro de bancos de baterías, el cual puede significar entre el 22% y el 43% del costo total de inversión. Se debe tener en cuenta que el aerogenerador dimensionado para el sistema de 5 kW es de un determinado fabricante, mientras que el aerogenerador seleccionado para los sistemas de 50 kW y 500 kW es de otro fabricante, siendo este último de mayor costo, lo que afecta considerablemente en el monto de inversión de cada proyecto. Además del costo de los aerogeneradores, este costo total incluye inversores, baterías (de ser el caso), medidores y cables eléctricos, partidas de obras civiles, capacitaciones en operación y mantenimiento, transporte de equipos, autorizaciones o permisos, servicio de montaje y gastos indirectos.

En cuanto al costo de operación y mantenimiento (O&M), la diferencia entre el modelo ahorro y el de venta, es que este último incluye costo de alquiler de un espacio o terreno, debido a que se considera el caso en que una empresa comercializadora de energía ejecute proyectos en terrenos de terceros. Asimismo, para reducir el riesgo de inoperatividad por fallas, se prevé una mayor planilla (personal calificado) y una mayor actividad administrativa y logística, causando también un aumento del costo O&M. Este costo O&M se diluye a medida que aumenta la capacidad del sistema GD, debido a la economía de escala. Al costo O&M se le aplica un factor de actualización anual de 3.1%, según indicador IPC promedio, que refleja diversos factores macroeconómicos.

A continuación, en la Tabla 15 se presentan los resultados de la evaluación económica-financiera:

Generación Distribuida Eólica						
	5 kW		50 kW		500 kW	
Indicadores Económicos-Financieros	Ahorro	Venta	Ahorro	Venta	Ahorro	Venta
Costo de inversión inicial (S/.)	50,219.1	37,227.2	606,059.5	347,179.1	4,175,319.6	3,251,353.6
Costo de inversión inicial (USD)	13,285.5	9,848.5	160,333.2	91,846.3	1,104,581.9	860,146.4
Ratio de inversión (S/./kW)	8,369.8	6,204.5	12,121.2	6,943.6	8,350.6	6,502.7
Ratio de inversión (USD/kW)	2,214.2	1,641.4	3,206.7	1,836.9	2,209.2	1,720.3
Ratio de eficiencia económica (S/./kWh)	3.4	2.5	4.5	2.6	3.0	2.4
Ratio de eficiencia económica (USD/MWh)	892.1	661.3	1,196.3	685.3	806.2	627.8
OPEX anual (S/.)	1,200.0	4,308.0	9,000.0	30,840.0	34,080.0	114,600.0
OPEX anual (%)	2.4%	11.6%	1.5%	8.9%	0.8%	3.5%
VAN (S/.)	11,200.3	7,567.0	18,200.8	108,315.1	2,340,249.1	2,606,593.6
TIR (%)	16.3%	16.7%	12.7%	19.1%	22.9%	28.7%
CPPC	11.3%	9.5%	9.9%	9.9%	11.3%	11.1%
PR (años)	7.4	7.7	9.9	7.1	5.4	4.8
Precio de energía (ctv.S/./kWh)	69.4	67.4	69.4	67.4	69.4	67.4
Precio de energía (USD/MWh)	183.6	178.3	183.6	178.3	183.6	178.3
Tasa de interés bancario (%)	15.0%	11.0%	11.0%	12.0%	15.0%	15.0%
Años de financiamiento	6	6	6	6	4	4
Porcentaje de financiamiento (%)	50%	60%	50%	60%	50%	60%

Tabla 15. Resultados de evaluación económico – financiera de proyectos GD eólica.
Fuente: Elaboración propia.

Se puede apreciar que es factible no solo ahorrar, sino también, vender energía eléctrica proveniente de un generador distribuido eólico a una tarifa por debajo del precio medio de energía. Asimismo, se visualiza el efecto de la economía de escala, siendo más eficiente instalar sistemas de GD de mayor potencia en términos de plazo de retorno de la inversión, TIR y VAN. Sin embargo, hay que tener en cuenta el costo de inversión de los aerogeneradores que impacta directamente en la rentabilidad del proyecto y que depende del fabricante y de la potencia nominal.

Los precios de energía estimados son similares en orden de magnitud a los precios medios de energía históricos vistos en el numeral 3.2.3, lo cual significa que es factible una competencia económica entre el suministro de energía actual y una eventual integración de la Generación Distribuida, y que se deberá establecer las normas pertinentes para evitar alguna falla de mercado y, así, buscar una competencia cuasi-perfecta.

Después del periodo de retorno de la inversión, los ahorros económicos (para los escenarios de solo ahorro, sin venta de excedentes) son de S/. 7,800 para el sistema de 5 kW, S/. 75,000 para el sistema de 50 kW y S/. 750,000 para el sistema de 500 kW. Se hace la precisión que, durante la vida útil del proyecto, el ahorro no es constante debido a nuevas inversiones y variaciones en producción de energía, precio de energía y costos de operación.

3.4.3. Generación distribuida híbrida eólica-solar

A continuación, en la Tabla 16 se presentan las características técnicas asumidos para sistemas GD utilizando energía eólica y solar en una estructura híbrida.

Generación Distribuida Híbrida Eólico-Solar			
Características técnicas	5 kW	50 kW	500 kW
Capacidad de planta (kW)	5.2	52.2	513.0
Capacidad solar (kWp)	3.2	32.2	363.0
Capacidad eólica (kW)	2.0	20.0	150.0
Salida de potencia en AC (kWac)	5	45	460
Potencia de Aerogenerador (W)	2,000	10,000	10,000
Potencia de panel (Wp)	460	460	550
Potencia de inversor (W)	1,000	15,000	20,000
Cantidad de paneles	7	70	660
Cantidad de aerogeneradores	1	2	15
Cantidad de inversores	5	3	23
Energía solar (kWh)	5,493.3	54,933.2	619,278.0
Energía eólica (kWh)	5,606.4	56,064.0	420,480.0
Energía anual (kWh)	11,099.7	110,997.2	1,039,758.0
Ratio de generación (kWh/kW)	2,126	2,126	2,027

Tabla 16. Características técnicas de proyectos GD híbrido solar-eólica.

Fuente: Elaboración propia.

En los anteriores cuadros se observó que el sistema eólico comprende mayores costos y mayores áreas de implantación por lo que, en el sistema híbrido, entre el 62% y el 71% de la capacidad instalada corresponde al sistema solar, y entre el 29% y el 38% corresponde al sistema eólico. Con estos dimensionamientos, la relación de generación se establece en 2,100 kWh/kW, aproximadamente.

Las áreas estimadas para los proyectos, según su capacidad instalada, son: 235 m² para baja demanda; 3,023 m² para mediana demanda y 23,056 m² para alta demanda.

Al igual que en los sistemas fotovoltaicos y eólicos, la diferencia entre costo de inversión de modelo ahorro y el de modelo venta se debe a la adquisición de bancos de baterías, el cual puede significar entre el 33% y el 53% del costo total de inversión. Los costos de los sistemas de almacenamiento son: S/. 13,000 para 5 kW; S/. 260,000 para 50 kW y S/. 932,000 para 500 kW. Los costos de inversión y las ratios de eficiencia económica son, aproximadamente, la media ponderada entre los respectivos valores de los sistemas solar y eólico.

En cuanto al costo de operación y mantenimiento (O&M), la diferencia entre el modelo ahorro y el de venta, es que este último incluye costo de alquiler de un espacio o terreno, debido a que se considera el caso en que una empresa comercializadora de energía ejecute

proyectos en terrenos de terceros. Asimismo, para reducir el riesgo de inoperatividad por fallas, se prevé una mayor planilla (personal calificado) y una mayor actividad administrativa y logística, causando también un aumento del costo O&M. Este costo O&M, se diluye a medida que aumenta la capacidad del sistema GD, debido a la economía de escala. Al costo O&M se le aplica un factor de actualización anual de 3.1% según indicador IPC promedio, que refleja diversos factores macroeconómicos.

A continuación, en la Tabla 17 se presentan los resultados de la evaluación económica-financiera:

Generación Distribuida Híbrida Eólico-Solar						
	5 kW		50 kW		500 kW	
Indicadores Económicos-Financieros	Ahorro	Venta	Ahorro	Venta	Ahorro	Venta
Costo de inversión inicial (S/.)	38,643.5	25,651.7	494,049.2	235,168.8	2,827,111.9	1,903,145.8
Costo de inversión inicial (USD)	10,223.1	6,786.2	130,700.8	62,214.0	747,913.2	503,477.7
Ratio de inversión (S/./kW)	7,403.0	4,914.1	9,464.5	4,505.1	5,510.9	3,709.8
Ratio de inversión (USD/kW)	1,958.5	1,300.0	2,503.8	1,191.8	1,457.9	981.4
Ratio de eficiencia económica (S/./kWh)	3.5	2.3	4.5	2.1	2.7	1.8
Ratio de eficiencia económica (USD/MWh)	921.0	611.4	1,177.5	560.5	719.3	484.2
OPEX anual (S/.)	1,200.0	3,108.0	9,000.0	24,840.0	30,360.0	78,600.0
OPEX anual (%)	3.1%	12.1%	1.8%	10.6%	1.1%	4.1%
VAN (S/.)	5,858.6	5,969.1	11,976.7	126,816.1	1,948,763.1	2,303,128.9
TIR (%)	14.9%	16.6%	12.6%	22.6%	24.9%	31.8%
CPPC	10.1%	9.7%	8.0%	9.9%	10.8%	11.7%
PR (años)	7.4	7.0	9.2	5.5	4.8	3.7
Precio de energía (ctv.S/./kWh)	69.4	66.4	69.4	66.4	69.4	66.4
Precio de energía (USD/MWh)	183.6	175.6	183.6	175.6	183.6	175.6
Tasa de interés bancario (%)	11.5%	10.5%	9.0%	11.0%	13.5%	16.0%
Años de financiamiento	4	4	5	4	3	2
Porcentaje de financiamiento (%)	50%	50%	70%	50%	50%	40%

Tabla 17. Resultados de evaluación económico – financiera de proyectos GD híbrido solar-eólica.
Fuente: Elaboración propia.

Al comparar el precio de energía proveniente de un generador distribuido (175.6 USD/MWh) con el precio medio del sector residencial (183 USD/MWh), se puede constatar que es factible la integración del primero al mercado eléctrico.

Se puede apreciar que es factible no solo ahorrar, sino también, vender energía eléctrica proveniente de un generador distribuido solar-eólico a una tarifa por debajo del precio medio de energía. Asimismo, se visualiza el efecto de la economía de escala, siendo más eficiente instalar sistemas de GD de mayor potencia en términos de plazo de retorno de la inversión, TIR y VAN. Sin embargo, hay que tener en cuenta el costo de inversión de los aerogeneradores que impacta directamente en la rentabilidad del proyecto y que depende del fabricante y de la potencia nominal.

Después del período de retorno de la inversión, los ahorros económicos (para los escenarios de solo ahorro, sin venta de excedentes) son de S/. 5,600 para el sistema de 5 kW, S/. 60,000 para el sistema de 50 kW y S/. 546,000 para el sistema de 500 kW. Se hace la precisión que, durante la vida útil del proyecto, el ahorro no es constante debido a nuevas inversiones y variaciones en producción de energía, precio de energía y costos de operación.

3.5. Participación de Generación Distribuida

En los capítulos anteriores se ha estimado los costos de energía de los generadores distribuidos en diferentes escenarios y se ha proyectado los indicadores de demanda, generación y precios medios de energía, hasta el 2028. Con esta información, a continuación, se planificará el ingreso anual de proyectos de generación distribuida, manteniendo un crecimiento sostenido de potencia instalada y una baja variación en el precio medio de energía.

En la Tabla 18 se muestra el desarrollo del mercado del sector residencial sin la intervención de la generación distribuida, para el periodo 2023 – 2028.

Año	Demanda total - MWh	Precio Medio – ctv.SI./kWh	Generación eléctrica - MWh	Cobertura sin Generación Distribuida
2023	384,339.90	69.39	21,200	5.5%
2024	397,869.80	71.72	59,676	15.0%
2025	410,738.40	74.18	582,912	141.9%
2026	422,851.90	76.76	1,180,800	279.2%
2027	434,121.00	79.48	2,024,064	466.2%
2028	444,459.50	82.36	2,805,120	631.1%

Tabla 18. Indicadores comerciales de sector residencial sin intervención de la GD.
Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 19 se muestra el desarrollo del mercado del sector residencial con la intervención de la Generación Distribuida, para el periodo 2023 – 2028.

Año	Cobertura con GD	Generación Distribuida - MWh	Demanda sin GD - MWh	Potencia de GD - MW	Aumento de potencia	Costo GD – ctv.SI./kWh	Nuevo Precio Medio – ctv.SI./kWh	Variación de precio medio
2023	10.0%	17,233.99	367,105.91	8.21		67.39	69.30	-0.1%
2024	20.0%	19,897.96	377,971.84	9.48	15.5%	69.72	71.62	-0.1%
2025		23,877.55	386,860.85	11.37	20.0%	72.18	74.06	-0.2%
2026		31,040.82	391,811.08	14.78	30.0%	74.76	76.62	-0.2%
2027		43,457.14	390,663.86	20.69	40.0%	77.48	79.28	-0.3%
2028		65,185.72	379,273.78	31.04	50.0%	80.36	82.06	-0.4%

Tabla 19. Indicadores comerciales de sector residencial con intervención de la GD.
Fuente: Elaboración propia.

Los valores de variación de precio medio, que son menores a 0.5%, indican que el sistema de suministro eléctrico bajo el esquema actual (generación, transmisión y distribución) y el sistema de generación distribuida podrían coexistir sin provocar distorsiones en el mercado de electricidad y obteniendo ciertos niveles de utilidad económica. Es importante evitar las distorsiones, sobre todo cuando existe un monopolio natural y, por lo tanto, un mercado regulado. Así, se garantiza cubrir la demanda de manera satisfactoria y eficiente, con precios justos tanto para los consumidores como para los productores, y propiciando un entorno de competencia económica leal, sin barreras de entrada para algún agente e incentivando el respeto a las reglas del libre mercado, progresivamente. En otras palabras, un determinado cliente puede elegir con quién contratar el servicio de suministro eléctrico.

Por otro lado, tener una alternativa económicamente equivalente a una forma de ofrecer un servicio, representa un mecanismo indirecto de regulación al monopolista, es decir, una herramienta de fijación de sus tarifas y que garantice la demanda que cubra sus costos de inversión y operación.

Otro aspecto relevante que se puede apreciar es que, asumiendo un crecimiento anual entre 15% y 50% de la potencia instalada, se obtiene un aumento sostenido en la reducción del precio medio de energía, pasando de 0.1% a 0.4% en cinco (5) años. Este resultado implica una transición aceptable para la economía de un país, a partir de un cambio estructural de naturaleza energética.

Así, finalmente, se valida que la Generación Distribuida puede integrarse al mercado eléctrico de Lambayeque. No se trata de presentar a una opción de suministro eléctrico como mejor que la otra, sino que ambas pueden tener las condiciones adecuadas para participar y competir en un mismo entorno comercial. En ese sentido se puede diversificar la matriz energética del país.

3.6. Impacto ambiental

El desarrollo de proyectos vinculados a las energías renovables se fundamentó principalmente en la ejecución de políticas ambientales para mitigar el cambio climático y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Actualmente, si bien es cierto el aspecto económico y el de seguridad energética han obtenido mayor relevancia, el argumento medioambiental sigue siendo importante en la valoración un proyecto. De hecho, una valoración desde el punto de vista medioambiental puede ser tangible en una evaluación económica a través de los bonos de carbono e incentivos financieros o tributarios. Estos incentivos se deben a programas de imagen corporativa, en las que las empresas adoptan una tendencia o movimiento global acorde con el cuidado del medio ambiente. Otro instrumento es el de la "certificación verde", es decir, una institución recibe un certificado por parte de un suministrador de energía que indica que la electricidad que consumo proviene total o parcialmente de fuentes renovables y libres de emisiones contaminantes.

Por lo mencionado, a continuación, se presenta la cantidad de CO₂ (toneladas de CO₂ equivalentes) que se emitirían si la energía producida mediante Generación Distribuida fuera producida con diferentes tecnologías. Para el cálculo se ha utilizado algunos factores de conversión de la Red Eléctrica de España (2021)⁴⁷, los cuales se muestran en la Tabla 20.

Tecnología	Emisiones CO ₂ -eq (tCO ₂ /MWh)
Turbina de Gas (Gas Natural)	0.84
Central Termoeléctrica de Carbón	1.05
Turbina de Gas (Gasóleo)	1.12
Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado (Gas Natural)	0.41
Motores Diesel (gasoil, fuel, gas natural)	0.68
Cogeneración	0.38

Tabla 20. Factores de conversión de energía a toneladas de CO₂ equivalente.
Fuente: Red Eléctrica de España

En la Tabla 21 se presentan las toneladas de CO₂ equivalente que se dejarían de emitir a la atmósfera si una parte de la energía requerida por la demanda residencial se suministrara con generación distribuida.

Año	Tonelada equivalente de petróleo (Tep)	Gas natural	Carbón	Gasóleo	Ciclo combinado con gas natural	Motores diesel	Cogeneración
2023	1,481.86	14,476.55	18,095.69	19,302.07	7,065.94	11,719.11	6,548.92
2024	1,710.92	16,714.29	20,892.86	22,285.72	8,158.16	13,530.61	7,561.22
2025	2,053.10	20,057.14	25,071.43	26,742.86	9,789.80	16,236.74	9,073.47
2026	2,669.03	26,074.29	32,592.86	34,765.72	12,726.74	21,107.76	11,795.51
2027	3,736.64	36,504.00	45,630.00	48,672.00	17,817.43	29,550.86	16,513.71
2028	5,604.96	54,756.00	68,445.00	73,008.00	26,726.14	44,326.29	24,770.57

Tabla 21. Resultados de evaluación ambiental.
Fuente: Elaboración propia.

3.7. Escenarios de modelo de mercado

A continuación, se analizan diferentes tipos de modelo para el desarrollo de la Generación Distribuida en la región Lambayeque.

3.7.1. Monopolio de empresa distribuidora

Esta opción de modelo de mercado se asocia a la figura del monopolio natural y extiende el servicio de la Generación Distribuida para la empresa de distribución eléctrica que

⁴⁷ Red Eléctrica de España. (2021). *Emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad en España*. Madrid: Grupo Red Eléctrica.

está a cargo de la concesión local. La empresa distribuidora sería la responsable de ejecutar la inversión, operación y mantenimiento de los generadores distribuidos dentro de su concesión. Este modelo se esquematiza en la Figura 47.

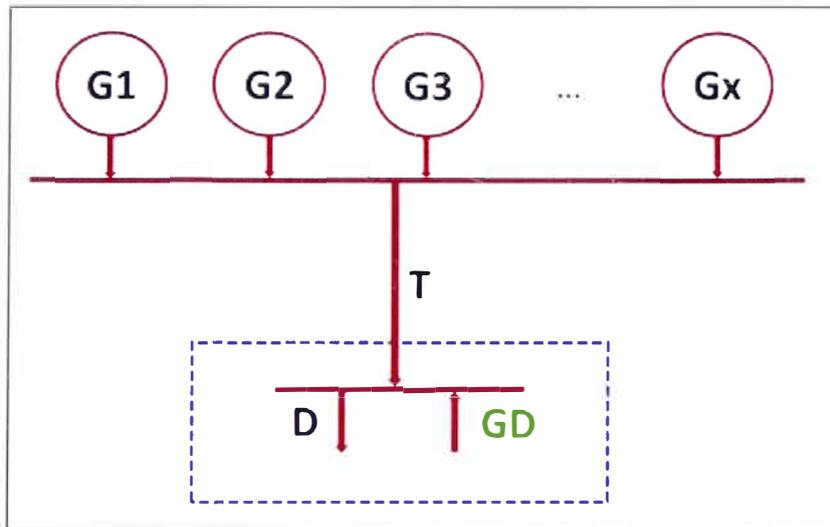


Figura 47. Esquema de modelo según monopolio de empresa distribuidora.
Fuente: Elaboración propia.

3.7.2. Tercerización a una única empresa

Esta opción de modelo de mercado también extiende la figura del monopolio natural, de manera similar al escenario anterior; sin embargo, el servicio de generación distribuida estaría a cargo de una empresa diferente al distribuidor eléctrico de la zona. La Figura 48 puede ayudar a visualizar este concepto de negocio.

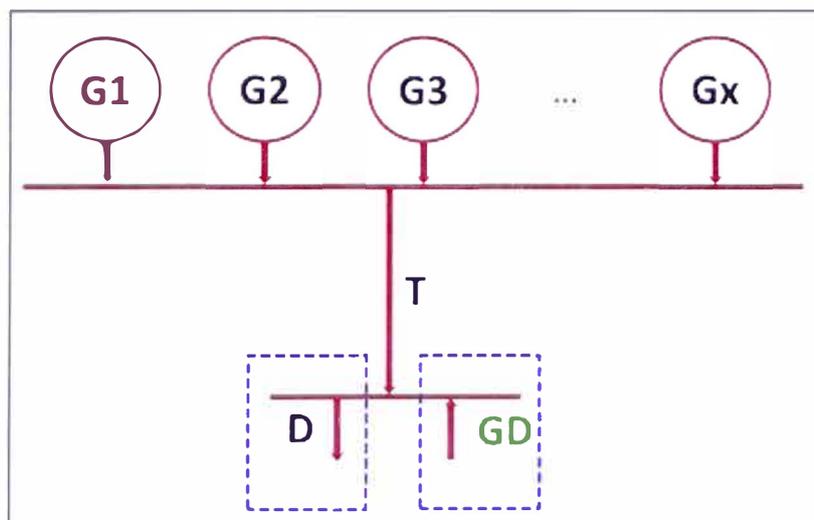


Figura 48. Esquema de modelo según tercerización a una única empresa.
Fuente: Elaboración propia.

3.7.3. Tercerización a varias empresas

Este escenario ya plantea la figura del libre mercado, al permitir que más de una empresa, diferentes a la empresa distribuidora de la concesión, estén a cargo de la inversión, operación y mantenimiento de los generadores distribuidos. En la Figura 49 se presenta un esquema de este modelo.

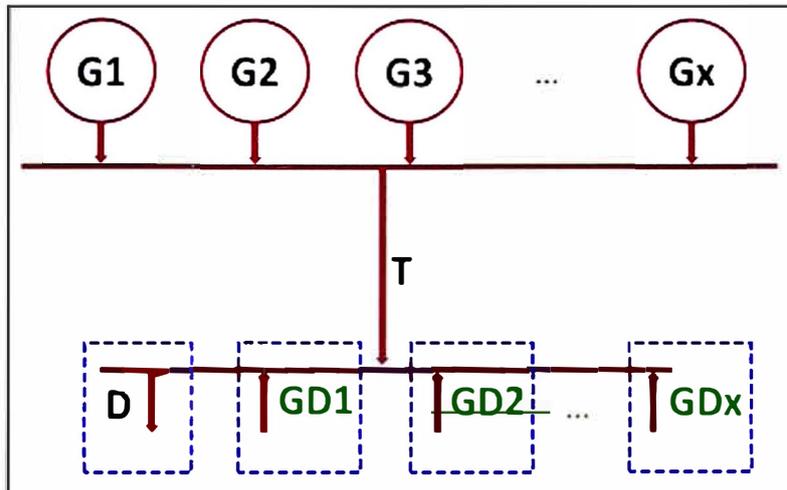


Figura 49. Esquema de modelo según tercerización a varias empresas.
Fuente: Elaboración propia.

3.7.4. Liberalización a nivel de usuario

En este caso, cada persona natural o jurídica, usuaria del servicio eléctrico que desee generar su propia energía, podría estar a cargo de la inversión, operación y mantenimiento de su sistema generador distribuido. El esquema se muestra en la Figura 50.

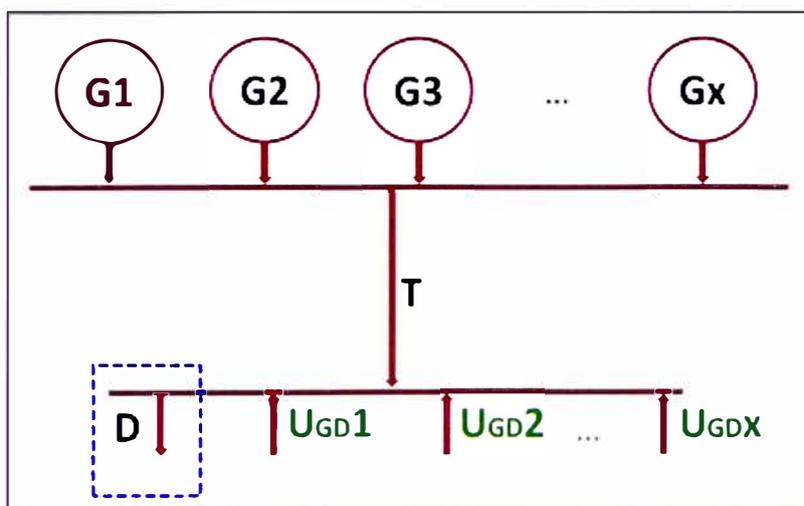


Figura 50. Esquema de modelo según liberalización a nivel de usuario.
Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se analizan los resultados obtenidos en el capítulo 3.

4.1. Recursos energéticos renovables en Lambayeque

4.1.1. Potencial solar

Desde la Figura 5 hasta la Figura 9 se muestra los diferentes valores de energía generada anualmente por unidad de potencia fotovoltaica instalada o, dicho de otro modo, cuántas horas de producción solar fotovoltaica puede tener ciertas zonas de la región Lambayeque, al año. Dichos valores se encuentran entre 1,634 kWh/kWp y 1,761 kWh/kWp, aproximadamente. Precisamente, la zona más cercana al centro de la ciudad y, por lo tanto, de mayor densidad poblacional, tiene una media de 1,700 kWh/kWp de recurso solar. Asimismo, las zonas de mayor recurso son en Pimentel y Reque. En la primera, la Generación Distribuida puede cubrir necesidades energéticas de hoteles, restaurantes y casas de playa; y en la segunda, puede abastecer de electricidad a casas de campo y complejos residenciales. En cambio, la zona de menor recurso solar es hacia el este de Lambayeque, por ejemplo, en el distrito de Pátapo, con un valor de 1,634 kWh/kWp.

El recurso solar también se puede expresar en unidades de irradiación solar por unidad de área y, en ese sentido, Lambayeque recibe en promedio entre 5.5 y 6 kWh/m².

Como referencia, las regiones de mayor recurso solar del Perú (Arequipa, Moquegua y Tacna) pueden generar anualmente más de 2,000 kWh/kWp y reciben entre 7 y 7.5 kWh/m² de irradiación solar.

4.1.2. Potencial eólico

Desde la Figura 13 hasta la Figura 17 se muestra los diferentes valores de velocidad de viento y densidad de potencia en ciertas zonas de la región Lambayeque, a una altura de 10 metros sobre el suelo. Dichos valores se encuentran entre 2.0 m/s y 5.6 m/s para la velocidad de viento, y entre 12 W/m² y 157 W/m² para la densidad de potencia, aproximadamente. De manera complementaria, según el Atlas Eólico del Perú, se puede comentar que existen zonas muy específicas de mayor velocidad de viento y densidad de

potencia, con valores máximos de 8 m/s y 400 W/m², respectivamente. La zona de mayor recurso eólico es la más cercana a la costa, por ejemplo, el distrito de Pimentel. En cambio, la zona de menor recurso eólico es hacia el este de Lambayeque, por ejemplo, en el distrito de Pátapo.

Como referencia, una de las regiones de mayor recurso eólico del Perú (Ica) y la que tiene las centrales eólicas más grandes del país, presenta velocidades de viento por encima de 8 m/s y densidades de potencia por encima de 600 W/m².

4.2. Evaluación histórica

4.2.1. Demanda eléctrica

a. Residencial

La demanda eléctrica en el sector residencial, compuesto por clientes regulados (viviendas, departamentos), tuvo un crecimiento promedio anual de 5.94%.

Según el gráfico de la Figura 18, en el año 2017 hubo una menor tasa de crecimiento de la demanda, posiblemente debido a los efectos del Fenómeno de La Niña ocurrido en la costa norte del Perú. Asimismo, se aprecia que la pandemia de la COVID-19 no afectó significativamente en la demanda de este sector. Con excepción del evento del año 2017, el perfil histórico del consumo eléctrico residencial tiene una tendencia regular y fácilmente predecible.

b. Comercial

La demanda eléctrica en el sector comercial (supermercados, centros comerciales) tuvo un crecimiento promedio anual de 4.68%, aunque en este caso se debe poner especial énfasis en los sucesos ocurridos dentro de la serie temporal (2005-2022), como se observa en el gráfico de la Figura 19.

Este sector sí se vio afectado por las lluvias del Fenómeno de La Niña del 2017 de manera significativa, pues se aprecia un acentuado cambio de tendencia, posiblemente causado por las pérdidas materiales que sufrieron algunos negocios. En el año 2020, cuando se veía una leve recuperación, la demanda eléctrica analizada se vio afectada aún más por la pandemia de la COVID-19. Al año 2021 ya se observó un cambio en la tendencia de la

demanda comercial. Estos eventos de alta relevancia hacen difícil que se realice una adecuada proyección de esta variable.

c. Industrial

La demanda eléctrica en el sector industrial, conformado por empresas agroindustriales (molinos de arroz, ingenios azucareros, plantas de café, etc.) tuvo el mayor crecimiento con una tasa de promedio anual de 12.64% (entre dos y tres veces mayor que la residencial y comercial).

Esta demanda tiene mayores irregularidades que la de los sectores vistos anteriormente (ver Figura 20) debido, principalmente, a que esta demanda la componen cargas específicas y de mayor requerimiento energético, es decir, que los grandes “saltos” que se observan en la línea de tendencia se deben a las puestas en operación de grandes plantas industriales y su gran consumo de electricidad. Asimismo, esta demanda también se vio afectada por las lluvias del Fenómeno de La Niña del 2017 y las restricciones por la pandemia de la COVID-19.

d. Total

La demanda eléctrica total (sin considerar alumbrado público) tuvo un crecimiento promedio anual de 8.20%. En términos generales, el consumo eléctrico de Lambayeque ha podido recuperarse de los eventos descritos en los acápite previos (ver Figura 21).

4.2.2. Generación eléctrica

La generación eléctrica local tuvo una disminución promedio anual de 2.49% y su tendencia es bastante irregular, con varios cambios ascendentes y descendentes, debido al ingreso de centrales de generación en momentos específicos, sequías, ingreso de cargas industriales y restricciones en transmisión por fallas.

Se evidencia la baja capacidad que tiene la región de Lambayeque para abastecerse a sí misma de energía eléctrica, lo que implica que “importe” energía de otras zonas del país (principalmente del centro) y que sus tarifas se incrementen por el concepto de transmisión. Las principales centrales de generación de Lambayeque son de autogeneración, lo que significa que no participan del mercado eléctrico; y de reserva fría, es decir, que operan a

diésel y con un bajo factor de planta debido a que dependen de situaciones de emergencia en el SEIN. Las centrales de reserva fría disminuyen anualmente sus horas de operación, debido a que en otras zonas del país hay mayor capacidad de generación instalada, es decir, hay una mayor confiabilidad en el sistema eléctrico nacional.

4.2.3. Precio medio de energía

a. Residencial

El precio medio de energía del sector residencial, integrado por clientes regulados, tuvo un crecimiento promedio anual de 3.43%.

Este precio tiene una tendencia claramente ascendente y con algunas irregularidades propias del mercado. Este crecimiento se debe principalmente a la inflación anual, al aumento de los precios de los combustibles, de los metales, entre otros factores de la economía mundial. Asimismo, a nivel nacional, el precio medio de energía se vio afectado por el aumento de la generación termoeléctrica utilizando como fuente el gas natural proveniente del proyecto Camisea, la cual, si bien es cierto proporciona confiabilidad al SEIN, comprende un costo variable combustible superior al de las centrales hidroeléctricas. Otra razón del incremento del precio medio de energía es la carencia en generación que tiene el sistema eléctrico lambayecano, como se pudo apreciar en la Figura 22. Esta realidad obliga a transportar energía desde otras zonas, principalmente la zona centro del país, lo que significa que los usuarios deben cubrir costos de transmisión. El precio de energía de este sector es mayor al de los sectores comercial e industrial, como se verá a continuación, debido a que su nivel de consumo es menor.

b. Comercial

El precio medio de energía del sector comercial tuvo un crecimiento promedio anual de 4.57%.

A diferencia del precio medio de energía del sector residencial, el del sector comercial tiene una tendencia más regular, sin grandes variaciones, lo cual facilitaría su proyección.

c. Industrial

El precio medio de energía del sector industrial tuvo un crecimiento promedio anual de 3.41%.

Este sector tiene el menor crecimiento de precio medio de energía debido a que tiene el mayor crecimiento de demanda también, lo cual significa que los costos incurridos en el servicio eléctrico se distribuyen en una mayor cantidad de usuarios y puntos de suministro. Además, al ser usuarios industriales, pueden ser categorizados como clientes libres y, de esta manera, pueden participar en el mercado eléctrico libre, que permite la libre competencia en precios, es decir, negociación con distintos comercializadores de energía. El precio de este sector tiene una tendencia más irregular, debido a que, como se comentó anteriormente, se trata de un sector cuyas cargas son grandes y muy puntuales en el tiempo; asimismo, en Lambayeque los usuarios industriales son principalmente agrícolas y son sujetos a patrones de estacionalidad y ciclicidad, impulsados mayormente por periodos de lluvia y sequía, lo que explicaría las variaciones en el precio medio de energía. El cambio climático ha originado que en los últimos años sea cada vez más difícil predecir los fenómenos meteorológicos, lo que afecta a las estimaciones de los precios de energía.

d. Global

El precio medio de energía del sector total tuvo un crecimiento promedio anual de 3.01%.

El precio medio de energía global comprende tanto la facturación total como la demanda total de los tres sectores. Como se aprecia en la Figura 26, este indicador tiene una tendencia muy irregular en la que, incluso, se ha mantenido constante entre los años 2009 y 2012, y ha tenido un alto crecimiento entre los años 2013 y 2015. Estas grandes variaciones ocurren dado que este parámetro es una combinación de tres sectores y de los dos tipos de cliente: usuario y libre. Cada sector y cada tipo de cliente tiene su naturaleza propia.

4.2.4. Cobertura de demanda

La cobertura de la demanda, considerando que toda generación local sería utilizada por los tres sectores evaluados, tuvo una reducción promedio anual de 9.88%. De manera global, existe un déficit de generación constante, lo cual puede mitigarse con nuevos proyectos de generación tradicional o generación distribuida dentro de la región. Según el portal web del COES, actualmente existen entre 2.5 y 3 GW en estudios de pre-operatividad (EPO) para proyectos de generación solar fotovoltaica y eólica, tanto en revisión como con conformidad, los cuales ingresarán al SEIN en los próximos cinco años y ayudarán a aumentar la cobertura eléctrica. Tener una alta cobertura energética impactará positivamente en las tarifas eléctricas, al reducir el uso de las líneas de transmisión, con su respectivo cargo o peaje, y la necesidad de utilizar centrales de reserva fría.

4.2.5. Costo marginal SEIN

El costo marginal promedio del SEIN tiene una reducción anual de 2.15%, principalmente por el ingreso de centrales de generación que utilizan recursos renovables no convencionales (solares, eólicas, de biomasa, biogás, mini-hidráulicas).

Las centrales eléctricas RER declaran un costo marginal de 0 ctv. $\$/kWh$, lo que les da prioridad en el despacho al sistema, según un beneficio establecido en la normativa vigente.

Cuando existe periodos de incremento del costo marginal del SEIN se debe a dos factores: en primer lugar, a la operación de centrales eléctricas de diésel, de las cuales se requiere que, para cubrir la demanda nacional, despachen en periodos de sequía cuando las centrales hidroeléctricas no pueden inyectar energía por falta de agua en sus represas y, en segundo lugar, al retraso de los proyectos de transmisión, lo que provoca congestión en las líneas existentes con el consecuente aumento del costo.

A partir de lo mencionado en el párrafo anterior, se concluye que, para mantener un bajo costo marginal, se debe impulsar proyectos de generación RER y proyectos de transmisión eléctrica, lo que brinda flexibilidad y confiabilidad al SEIN.

4.2.6. Tarifa en barra Chiclayo

La tarifa en la barra de Chiclayo tiene un crecimiento promedio anual de 4.27%. Las razones son similares a las descritas sobre el aumento de los precios medios de energía.

La tarifa en barra también se puede reducir con una matriz eléctrica flexible y confiable, con generación y transmisión eficientes, tanto técnica como económicamente.

4.2.7. PBI de Lambayeque a precios constantes (2007)

El PBI regional ha tenido un crecimiento promedio anual de 4.97%, entre los años 2005 y 2022.

El PBI, o valor monetario de todos los bienes y servicios producidos por una región o país en un plazo definido (concepto del BCRP), es el principal indicador económico de una región o país y, además, es un reflejo de su demanda eléctrica, toda vez que los niveles de producción industrial y comercialización de la población dependen de sus niveles de consumo eléctrico. Asimismo, una población con mayores ingresos económicos tiene mayor capacidad para adquirir más equipos electrónicos como televisores, radios, refrigeradoras, entre otros, y, por consiguiente, aumenta su consumo eléctrico. Es importante resaltar la disminución ocurrida en el año 2020 debido a las restricciones económicas impuestas por el Gobierno Peruano para mitigar la pandemia de la COVID-19, que alcanzó a diversas industrias y comercios que dejaron de operar. Con excepción de este evento, el PBI regional ha tenido una tendencia regular.

4.2.8. Población de Lambayeque

Así como el PBI, la población también es un indicador directo de la demanda eléctrica de un país o región. Representa al ciudadano que consume energía en su vivienda, su taller, un colegio, la oficina, y en otros ámbitos de su vida. Sin perjuicio que la demanda eléctrica es proporcional a la población, se debe tener en cuenta que es importante consumir energía de manera eficiente, es decir, cubrir las mismas necesidades de vida con menor cantidad de energía, lo que beneficia a la economía y al medio ambiente. Según datos del INEI, la población de la región Lambayeque tiene un crecimiento promedio anual de 7.34%.

4.3. Proyecciones

4.3.1. Demanda eléctrica residencial

Como se aprecia en la Figura 34, esta variable puede ser descrita como una tendencia perfectamente lineal, lo cual es usual en este tipo de demanda y facilita la predicción. Asimismo, el R2 y el MAPE indican que es una proyección confiable y con alta precisión.

La proyección señala que para los siguientes cuatro años se debe planificar la infraestructura eléctrica para cubrir una demanda anual de 400,000 MWh en el sector residencial, aproximadamente.

4.3.2. Generación eléctrica

En primera instancia, debido a la irregularidad de esta serie temporal se asume una continuación en la tendencia descendente. Sin embargo, debe tenerse en cuenta el ingreso de nuevos proyectos de generación eólica en los próximos años, según información de EPO's aprobados y en revisión, que se aprecian en el portal del COES.

Se asume que todos estos proyectos van a cumplir con el cronograma propuesto, es decir, con permisos ambientales, permisos arqueológicos, estudios de factibilidad técnica, financiamiento, procura, construcción y puesta en operación comercial (aun cuando, estadísticamente, no todos los proyectos llegarían a ejecutarse). De esta manera, al año 2028 el sistema eléctrico de Lambayeque tendrá una capacidad para generar más de 2.5 millones de MWh de energía anualmente, y que estaría destinada a los usuarios residenciales (sería más de 8 millones de MWh para los tres tipos de usuarios).

4.3.3. Precio medio de energía

Se observa que el usuario residencial pagará por la energía entre 69 y 82 ctv.S/.kWh, aproximadamente, durante el periodo 2023 - 2028. Esta estimación sirve para determinar si el precio de la energía mediante la Generación Distribuida será competitivo con el mercado convencional. Lógicamente, no se han considerado cambios estructurales en la tendencia del precio.

4.3.4. Cobertura de demanda residencial

Al año 2028 se prevé que la energía generada en la región Lambayeque será mayor a 7 veces la energía demandada por el sector residencial de esa misma región, siempre y cuando todos los proyectos eólicos logren cumplir con sus cronogramas y lleguen a operar. Este factor, que indicaría una sobreoferta de capacidad, incentivaría la exportación de energía a otras regiones e, incluso, a otros países a través de una interconexión continental con Ecuador, Colombia, etc. Otras formas de aprovechar el gran potencial de generación eólica de Lambayeque sería la producción de hidrógeno verde, el almacenamiento de energía en baterías, el uso de vehículos eléctricos, entre otros planes de consumo.

4.3.5. Tarifa en barra

La tarifa en barra de Chiclayo, para el periodo comprendido entre 2023 y 2028, se ubicará entre 22.5 y 32.1 ctv.S./kWh. Esta tendencia y sus valores son referencia para los contratos de energía (PPA) y también pueden servir como referencia para contratos de Generación Distribuida.

4.4. Precios de energía de Generación Distribuida

4.4.1. Generación Distribuida solar

En la Tabla 13 se muestran las condiciones de financiamiento que viabilizan la ejecución de estos modelos de negocio. Así, se puede comentar que el periodo de evaluación es de 30 años debido a la vida útil de los paneles. Se requiere que las entidades bancarias financien entre el 40% y el 50% del costo total de la inversión de los proyectos de GD, con tasas de interés entre 12% y 21% y con periodos de financiamiento entre 2 y 3 años. Se debe tener en cuenta que actualmente son muchas las entidades bancarias que ofrecen financiamiento con menores tasas a proyectos categorizados como “verdes” o “sostenibles”, es decir, a aquellos proyectos que tienen como objetivo combatir el cambio climático y brindar suministros de energía seguros y sin emisiones de gases de efecto invernadero.

Las condiciones técnicas, económicas y financieras descritas en el capítulo 3 causan que los proyectos sean más rentables, en términos de VAN y TIR, cuando se venden los excedentes de energía de forma instantánea (sin hacer uso de baterías para almacenarla):

asimismo, como es lógico prever, a medida que aumenta la capacidad de generación, el VAN también aumenta, lo cual significa que se debe planificar los sistemas GD, de tal manera que se agrupe o concentre la mayor generación posible en puntos estratégicos. El TIR para los generadores distribuidos que venden excedentes varía entre 18% y 37%, los cuales son valores aceptables para cualquier proyecto de inversión. Por su parte, el TIR para los GD que únicamente ahorran energía varía entre 18% y 32%, teniendo en cuenta que, al no vender, solo se necesita que supere ligeramente el Costo Promedio Ponderado de Capital (CPPC). Sobre los periodos de recupero de la inversión, varía entre 3 y 7 años, con plazos menores para proyectos de mayor capacidad o potencia.

Por otro lado, de acuerdo a los precios de energía, los sistemas GD de 5 kW ofrecerían valores entre 64 y 69 ctv.S/./kWh; los sistemas de 50 kW, entre 61 y 69 ctv.S/./kWh y los sistemas de 500 kW, entre 59 y 69 ctv.S/./kWh. Se observa que, aplicando adecuados mecanismos financieros, es posible obtener precios de energía menores a los precios de mercado, que harían posible la venta de excedentes. También, se aprecia el efecto de la economía de escala, al reducirse el precio de energía conforme aumenta la potencia instalada del proyecto.

Los proyectos de mayor capacidad instalada pueden soportar condiciones de financiamiento menos favorables como, por ejemplo, mayores tasas de interés y menores porcentajes de financiamiento, debido a que la economía de escala diluye tanto los costos de inversión como los costos operativos y, además, aumentan los ingresos junto con la cantidad de energía generada. Asimismo, considerando que el préstamo aumenta, el acreedor podría ver un mayor riesgo en los proyectos de mayor capacidad, reflejándose principalmente en la tasa de interés.

Finalmente, los generadores distribuidos con modelo de negocio de venta de excedentes podrían acceder a mejores condiciones de financiamiento, debido a que serían formales y tendrían un mercado seguro que les garantizaría ingresos con los cuales cumplirían sus compromisos de crédito.

4.4.2. Generación Distribuida eólica

Según la Tabla 15, en cuanto a las condiciones de financiamiento que viabilizan la ejecución de estos modelos de negocio, se puede comentar que el periodo de evaluación es de 20 años debido a la vida útil de los aerogeneradores. Se requiere que las entidades bancarias financien entre el 50% y el 60% del costo total de la inversión de los proyectos de GD, con tasas de interés entre 11% y 15% y con periodos de financiamiento entre 4 y 6 años. Al comparar con los proyectos solares, se observa que los proyectos eólicos requieren mayor incentivo financiero para hacerlos viables, con menores tasas de interés, y mayores plazos y porcentajes de financiamiento.

Al igual que los generadores distribuidos solares, las condiciones técnicas, económicas y financieras anteriormente descritas causan que el proyecto sea más rentable cuando se venden los excedentes de energía de forma instantánea (sin hacer uso de baterías para almacenarla). El caso de GD de 5 kW y con venta de excedentes, donde los costos O&M son muy altos y afecta a los indicadores económicos, necesita aún más incentivos financieros. Asimismo, como es lógico prever, a medida que aumenta la capacidad de generación, el VAN también aumenta, lo cual significa que se debe planificar los sistemas GD, de tal manera que se agrupe o concentre la mayor generación posible en puntos estratégicos. La TIR para los generadores distribuidos que venden excedentes varía entre 17% y 29%, los cuales son valores aceptables para cualquier proyecto de inversión. Por su parte, el TIR para los GD que únicamente ahorran energía varía entre 13% y 23%, teniendo en cuenta que, al no vender, solo se necesita que supere ligeramente tasa de descuento que se les aplica a los flujos. Sobre los periodos de recupero de la inversión, varía entre 5 y 10 años, siendo mayores los plazos para los generadores distribuidos de mediana demanda debido a los altos costos de inversión y menores cantidades de energía producida.

Finalmente, los proyectos eólicos para GD, independientemente de la capacidad instalada, podrían ofrecer precios de energía entre 67 y 69 ctv.S/.kWh, siempre y cuando se apliquen adecuados mecanismos financieros. Esto requiere buenas técnicas de negociación con acreedores tales como bancos, fondos de inversión, financieras, etc.

Como se ha visto hasta este punto, los proyectos eólicos requieren mayores beneficios financieros, debido a sus altos costos de inversión.

4.4.3. Generación Distribuida híbrida eólica-solar

Según se muestra en la Tabla 17, sobre las condiciones de financiamiento que viabilizan la ejecución de estos modelos de negocio, se puede comentar que el periodo de evaluación es de 20 años debido a la vida útil de los aerogeneradores. Se requiere que las entidades bancarias financien entre el 40% y el 70% del costo total de la inversión de los proyectos de GD, con tasas de interés entre 9% y 16% y con periodos de financiamiento entre 2 y 5 años.

Al igual que los generadores distribuidos solares y eólicos, las condiciones técnicas, económicas y financieras anteriormente descritas causan que se obtenga una mayor rentabilidad cuando se venden los excedentes de energía de forma instantánea (sin hacer uso de baterías para almacenarla), a diferencia del GD de 5 kW, donde los costos O&M son muy altos en la opción de venta y afecta a los indicadores económicos; asimismo, como es lógico prever, a medida que aumenta la capacidad de generación, el VAN también aumenta, lo cual significa que se debe planificar los sistemas GD, de tal manera que se agrupe o concentre la mayor generación posible en puntos estratégicos. La TIR para los generadores distribuidos que venden excedentes varía entre 17% y 32%, los cuales son valores aceptables para cualquier proyecto de inversión. Por su parte, el TIR para los GD que únicamente ahorran energía varía entre 13% y 25%. Sobre los periodos de recupero de la inversión, varía entre 4 y 9 años, siendo menores los modelos de venta. Asimismo, los generadores distribuidos de mediana demanda tienen mayores periodos de recuperación debido a los altos montos de inversión y a la baja producción de energía, en relación con los generadores de alta demanda.

Finalmente, los precios de energía pueden no depender de la capacidad instalada, ubicándose entre 66 y 69 ctv.S/./kWh. Se observa que, aplicando adecuados mecanismos financieros, es posible obtener precios de energía menores a los precios de mercado, que harían posible la venta de excedentes.

4.5. Participación de Generación Distribuida

Hasta el año 2024 se prevé un aumento progresivo del precio medio de energía, así como una reducción continua en la cobertura de la demanda; sin embargo, debido a los proyectos eólicos que ingresarían desde los últimos meses de ese año, se revertiría la tendencia de este indicador. En ese sentido, en el escenario óptimo en cuanto al desarrollo de grandes proyectos eólicos, y solo evaluando el indicador de cobertura eléctrica, no sería necesario el ingreso de la generación distribuida. Sin embargo, con el objetivo de fortalecer la matriz energética, haciéndola sostenible, flexible, con bajos precios de energía y, además, con posibilidad de apertura a nuevos mercados o negocios, se fijará un aumento progresivo de proyectos GD.

Se ha determinado aumentos progresivos de potencia GD entre 15% y 50%, anualmente, llegando a una potencia de 31 MW para el 2028. Por otro lado, se ha fijado precios de energía por GD ligeramente por debajo del precio de mercado y que brinden rentabilidad a proyectos eólicos, los cuales tienen los costos más altos. Lógicamente, los proyectos solares tendrían mayor margen de negociación. En ese sentido, el precio GD al año 2028 sería de casi 80.36 ctv.S/./kWh. Finalmente, no se crearía grandes distorsiones en el mercado, dado que, como máximo, se tendría una disminución del precio medio de energía de 0.4% (año 2028).

4.6. Impacto ambiental

En Lambayeque se ubican dos centrales térmicas de reserva fría que operan con diésel: Recka y Éten, por lo que es importante señalar que en el año 2028 se dejarían de emitir casi 44,000 toneladas de CO₂ si se ejecutara la planificación de la generación distribuida para el sector residencial. Asimismo, si asumimos que, para el horizonte temporal estudiado, el suministro de gas natural estará debidamente extendido, incluso para proyectos de generación eléctrica, se dejarían de emitir más de 55,000 toneladas de CO₂. El mayor impacto se aprecia si se considera una generación basada en gasóleo, con emisiones mayores a 73,000 toneles de CO₂.

4.7. Escenario de modelo de mercado

4.7.1. Monopolio de empresa distribuidora

Bajo este esquema se asegura la rentabilidad de las inversiones que realice la empresa distribuidora. Los precios de energía obtenidos deben ser regulados por OSINERGMIN y deben contemplar los montos de la inversión que se ha realizado, así como los costos operativos.

Por otra parte, en cuanto a ingeniería, es más eficiente que la misma empresa distribuidora implemente las redes necesarias para la generación distribuida: conductores eléctricos, transformadores, postes, medidores, etc., pudiendo optimizar recursos y costos.

Para el caso de la región Lambayeque, la empresa distribuidora estaría en una mejor posición para obtener respaldo financiero para proyectos GD; así, tendría la opción de ofrecer menores precios de energía y un servicio eléctrico seguro, con mayor respaldo de potencia. Sin embargo, existiría riesgo en cuanto a la presencia de un monopolio absoluto, acentuada por la asimetría de información entre el distribuidor y el cliente, por lo que necesitaría una regulación por parte de OSINERGMIN. Es probable que la empresa distribuidora carezca de incentivos para trasladar sus menores costos a sus clientes en términos de menores precios de energía, toda vez que el regulador OSINERGMIN puede reconocerle esos costos en la tarifa, lo que resultaría en un servicio poco eficiente. En otras palabras, es imposible que un distribuidor eléctrico compita consigo mismo, lo que puede establecer una canibalización de su propio mercado.

Por lo tanto, no se recomienda establecer este modelo para la región Lambayeque.

4.7.2. Tercerización a una única empresa

Este escenario podría liberalizar el mercado eléctrico, posibilitando el ingreso de un nuevo agente económico y creando competencia en la cadena de la industria energética. Al ser una sola empresa la encargada de la generación distribuida, también se garantiza el retorno de la inversión realizada, al garantizarle un nivel de demanda (e ingresos económicos). Bajo este escenario, también se requerirá la regulación de OSINERGMIN.

Este modelo contrarrestaría el riesgo de la existencia de un monopolio absoluto en Lambayeque. Aplicando debidamente las herramientas financieras (también las tributarias y medioambientales) disponibles, una empresa puede ingresar al mercado regional y competir con el distribuidor, lo que causaría menores tarifas para el usuario final. Este modelo coincide con el ingreso de potencia de generación distribuida establecido en la Tabla 19, en la que se observa que, al menos en los primeros años, la demanda que se puede cubrir es aún baja. Dicho de otra manera, no habría espacio para otros competidores. Asimismo, permite ser conservador en la competencia, teniendo en cuenta el ingreso de grandes centrales eólicas a partir del 2024, según la Tabla 5.

Otro argumento que favorece este modelo es el de la economía de escala, que señala que es posible disminuir el precio del servicio eléctrico a medida que se abarca una mayor demanda, debido a que los costos de inversión y operación se distribuyen entre más clientes. Por esta razón, es más eficiente que una sola empresa aglomere la mayor cantidad de demanda posible.

Por lo tanto, este modelo es la más recomendable para un eficiente desarrollo de la generación distribuida en Lambayeque.

4.7.3. Tercerización a varias empresas

Al tener varias empresas compitiendo, los precios de energía serían producto de la ley de oferta y demanda; sin embargo, se corre el riesgo, al menos al inicio, de no obtener retornos importantes a las inversiones, debido a que posiblemente haya una baja cantidad de potenciales clientes por cada empresa, es decir, que las empresas que ofrecen el servicio de generación distribuida no tengan una demanda garantizada.

Como se mencionó en la descripción del modelo anterior, el ingreso en operación de la generación distribuida se ha planificado de tal manera que en los primeros cuatro años la potencia instalada anual sea baja, por lo tanto, no existiría incentivos para la comercialización de energía por más de una empresa. Se debe considerar que todo nuevo mercado tiene un proceso largo de nacimiento y crecimiento, antes de llegar a la etapa de madurez, en la que recién podrían ingresar más empresas de Generación Distribuida.

A partir de lo analizado, se concluye que este modelo no se recomienda a la región Lambayeque, al menos no en los primeros años de desarrollo.

4.7.4. Liberalización a nivel de usuario

La comercialización podría darse por *net-metering*. El riesgo que existe es, nuevamente, el de la asimetría de la información, pues la mayoría de los clientes no tendría los conocimientos suficientes sobre las condiciones de contratación, instalación y operación de un sistema solar y/o eólico. Sería más difícil para los clientes residenciales y comerciales (regulados) la implantación de la generación distribuida, tanto a nivel técnico como financiero. Más allá que se recomiende o no este modelo, se prevé que es poco probable que evolucione satisfactoriamente, salvo casos aislados en el sector industrial. Esta predicción se cumpliría en los primeros años de la generación distribuida en Lambayeque; así, es posible que a medida que madure el mercado, cada vez más usuarios tengan mayores incentivos y estén listos para ser generadores distribuidos por sí solos.

CONCLUSIONES

1. El análisis económico realizado a la integración de la microgeneración distribuida en una región del Perú, tomando como caso la región Lambayeque, indica que, siempre y cuando existan los adecuados recursos financieros que respalden a los proyectos, es posible la comercialización de su energía por debajo del precio medio, el cual estará en el rango comprendido entre 69 y 82 ctv.S/./kWh, para el periodo 2023 - 2028. Así, el usuario residencial tendría un precio de GD entre 67 y 80 ctv.S/./kWh si se provee desde sistemas eólicos; y entre 59 y 72 ctv.S/./kWh si se suministra desde sistemas solares. En términos porcentuales del precio medio proyectado, el precio GD de sistemas eólicos sería el 97%, y el precio GD de sistemas solares sería entre el 85% y el 88%.
2. Estableciendo un crecimiento continuo y sostenido de la integración de generadores distribuidos y sin grandes distorsiones en el mercado (disminuciones de precio medio de energía menores a 0.5%), para el periodo 2023 – 2028, en el sector residencial habría una potencia nominal desde 8 MW hasta 31 MW.
3. El modelo de negocio más eficiente para la integración de la generación distribuida en Lambayeque, al menos durante los primeros años de su desarrollo, consistiría en tercerizar o adjudicar dicho servicio a una sola empresa, diferente al distribuidor eléctrico de la zona. De esta manera, se aprovecharía la economía de escala y se crearía competencia comercial, obteniendo como resultado una menor tarifa para los usuarios finales. Si bien es cierto, no se trataría de un monopolio absoluto, sí se requeriría de una regulación por parte de OSINERGMIN. Este modelo puede cambiar cuando este mercado logre su madurez.
4. Con base a lo planteado en las conclusiones 1, 2 y 3, relacionadas a las variables independientes, se puede concluir que sí es factible desarrollar una planificación para la integración de la microgeneración distribuida al mercado eléctrico de una región del Perú (Lambayeque, en este caso) sin provocar grandes distorsiones económicas.

PROBLEMAS ABIERTOS

1. Si bien es cierto se han presentado series temporales del PBI regional y de la población de Lambayeque, estos no han sido considerados en las proyecciones realizadas y, al impactar directamente a los indicadores de demanda eléctrica y precio de energía, se recomienda incluirlas en las proyecciones a través de modelos econométricos, con el objetivo de tener predicciones más precisas.
2. La industria eléctrica en el Perú se divide en cuatro zonas: norte (Tumbes, Piura, etc.), centro (Lima, Ica, etc.), sur (Arequipa, Moquegua, etc.) y oriente (Loreto). Las instituciones involucradas en el sector energético (MINEM, OSINERGMIN, COES) suelen publicar sus estadísticas bajo esta delimitación, por lo que se recomienda extender la metodología de esta investigación a este nivel de zonificación.
3. El mercado eléctrico también comprende usuarios comerciales e industriales, quienes tienen otro esquema de consumo y precios de energía, por lo que es conveniente incluirlos en posteriores estudios económicos: proyecciones, flujos de caja, etc. Se debe precisar que, dada la naturaleza de estos tipos de consumidores, sus datos históricos son muy irregulares, con más de un cambio estructural o evento atípico.

BIBLIOGRAFÍA

- Banco Central de Reserva del Perú - BCRP. (2023). *Estadísticas. Producción de Electricidad por Departamento*. Recuperado el 19 de Diciembre de 2023, de <https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales/region-produccion>
- Banco Central de Reserva del Perú - BCRP. (2023). *Tasa de Referencia de la Política Monetaria*. Recuperado el Mayo de 2023, de <https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales/resultados/PD04722M/HTML>
- Castro, U., & Álvarez, E. (2016). *Generación distribuida en Reino Unido y Estados Unidos (Nueva York y Maine)*. Bilbao: Orkestra.
- COES. (2023). *Estadística Anual 2022*. Lima: COES. Recuperado el 13 de Diciembre de 2023, de <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2022>
- COES. (2023). *Estado de avance EPOs*. Recuperado el 19 de Diciembre de 2023, de <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/Consultawebepo>
- Cóndor Lucchini, H. (Octubre de 2020). *Generación distribuida con energías renovables en Perú*. Piura, Piura, Perú: Universidad de Piura. Recuperado el 20 de Agosto de 2022, de https://pirhua.udep.edu.pe/bitstream/handle/11042/4782/MAS_IME_SEA_2001.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- Dammert, A., & García, R. (2017). *Economía de la Energía*. Lima: Fondo Editorial PUCP.
- Dammert, A., García, R., & Molinelli, F. (2013). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Dammert, A., Molinelli, F., & Carbajal, M. (2011). *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*. Lima: Osinergmin.
- DTU Wind Energy. (2023). *Global Wind Atlas*. Recuperado el 17 de Diciembre de 2023, de <https://globalwindatlas.info/es>
- El Periódico de la Energía. (14 de Noviembre de 2022). *México promete reducir un 35% las emisiones de gases de efecto invernadero a 2030*. *El Periódico de la Energía*. Recuperado el 17 de Diciembre de 2023, de <https://elperiodicodelaenergia.com/mexico-promete-reducir-un-35-las-emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-a-2030/>

- Elliott, P. (16 de Julio de 2019). *MINEM: Energías renovables contribuyen al esfuerzo para cerrar brechas de electrificación rural*. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas: https://www.minem.gob.pe/_detallenoticia.php?idSector=6&idTitular=9262
- Energía Estratégica. (26 de Noviembre de 2019). *Perú demora el nuevo reglamento para incentivar generación distribuida*. Obtenido de RevistaEnergía.pe: <https://revistaenergia.pe/peru-demora-el-nuevo-reglamento-para-incentivar-generacion-distribuida/>
- Gonzalez, C., & De Cardona, M. (2018). *Análisis comparativo de bonificaciones fiscales al autoconsumo en las principales ciudades españolas*. Madrid: Fundación Renovables.
- Greenpeace. (2018). *Desmontando el impuesto al sol: el autoconsumo en España ahorraría al sistema 1.770 millones de euros cada año en costes de combustibles, redes y CO₂*. Madrid: Greenpeace.
- Guillén Navarrete, H., & Alonzo García, A. (Junio de 2020). Análisis del marco legal de la generación distribuida en América Latina y Nicaragua, para la incorporación de aparatos de medición inteligente. *Nexo*, XXXIII(01), 51-68. Recuperado el 20 de agosto de 2022, de <https://doi.org/10.5377/nexo.v33i01.10045>
- Hanke, J., & Wichern, D. (2010). *Pronósticos en los Negocios* (Novena ed.). México: Prentice Hall.
- Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI. (2023). *Estadísticas. PBI de las actividades económicas, por años*. Recuperado el 19 de Diciembre de 2023, de <https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/pbi-de-las-actividades-economicas-por-anos-9096/>
- Ministerio de Energía de Chile. (2019). *Anuario estadístico de Energía 2018*. Santiago de Chile: Ministerio de Energía de Chile.
- Ministerio de Energía y Minas. (2014). *Plan Energético Nacional 2014-2025*. 2014: Ministerio de Energía y Minas.
- Ministerio de Energía y Minas. (02 de Agosto de 2018). *Proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida*. Obtenido de <http://www.minem.gob.pe/prepublicacionesSectorDetalles.php?idSector=6&idTitular=3828&idPrepublicacion=240>
- Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2016). *Atlas eólico del Perú*. Lima: Ministerio de Energía y Minas.

- Mosquera, P. (21 de Febrero de 2023). *Renovables en América Latina: los 12 notables*. Obtenido de Energías Renovables. El periodismo de las energías limpias.: <https://www.energias-renovables.com/panorama/renovables-en-america-latina-los-12-notables-20230221>
- Muñoz-Santiago, A., Urquijo-Vanstrahlengs, J., Castro-Otero, A., & Lombana, J. (2017). Pronóstico del precio de la energía en Colombia utilizando modelos ARIMA con IGARCH. *Economía del Rosario*, 20(1), 127-161. doi:<https://doi.org/10.12804/revistas.urosario.edu.co/economia/a.6152>
- Muñoz-Vizhnay, J., Rojas-Moncayo, M., & Barreto-Calle, C. (2018). Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Ingenius Revista de Ciencia y Tecnología*(19).
- OSINERGMIN. (2020). *Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Electricidad. Primer Semestre del 2020*. Lima: OSINERGMIN. Recuperado el 17 de Diciembre de 2023, de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1400544/RSMME-A%C3%B1o%209-N%C2%BA%2017%3A%202020-I.pdf?v=1603650952>
- OSINERGMIN. (2023). *Información Comercial (SICOM)*. Recuperado el 18 de Diciembre de 2023, de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/publicaciones/regulacion-tarifaria>
- OSINERGMIN. (2023). *Pliegos Tarifarios. Precios en Barra en Subestaciones Base*. Recuperado el 19 de Diciembre de 2023, de <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/Paginas/VisorPliegosTarifarios.aspx?Codigo=PBA>
- PwC. (2015). *El autoconsumo en España. Segmentos residencial y comercial*. Madrid: PwC.
- Ramos, E. (2020). La generación distribuida: El camino hacia la producción descentralizada de electricidad y pautas para su reglamentación. *Forseti. Revista de Derecho*, VIII(11), 07-35. doi:<https://doi.org/https://doi.org/10.21678/forseti.v8i11.1255>
- Red Eléctrica de España. (2021). *Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España*. Madrid: Grupo Red Eléctrica.
- Roca, J. (07 de Noviembre de 2023). La mitad de las viviendas familiares europeas podrían ser autosuficientes energéticamente con energía solar y almacenamiento. *El Periódico de la Energía*. Recuperado el 24 de Febrero de 2024, de <https://elperiodicodelaenergia.com/la-mitad-de-las-viviendas-familiares-europeas-podrian-ser-autosuficientes-energeticamente-con-energia-solar-y-almacenamiento/>
- Roca, J. A. (13 de Noviembre de 2023). *¿Pueden las energías renovables europeas seguir generando beneficios?* Recuperado el 11 de Diciembre de 2023, de El Periódico de la

Energía: <https://elperiodicodelaenergia.com/pueden-energias-renovables-europeas-seguir-generando-beneficios/>

Roca, J. A. (29 de Noviembre de 2023). China lidera la carrera mundial de las renovables con la cifra récord de 230 GW instalados en 2023. *El Periódico de la Energía*. Recuperado el 09 de Diciembre de 2023, de <https://elperiodicodelaenergia.com/china-lidera-carrera-mundial-renovables-cifra-record-230-gw-instalados-2023/>

Roca, J. A. (09 de Diciembre de 2023). EEUU finalizará el año con un total de 33 GW de nueva capacidad solar, un 55% más que en 2022. *El Periódico de la Energía*. Recuperado el 9 de Diciembre de 2023, de <https://elperiodicodelaenergia.com/eeuu-finalizara-el-ano-con-un-total-de-33-gw-de-nueva-capacidad-solar-un-55-mas-que-en-2022/>

Roca, J. A. (09 de Junio de 2023). La eólica y la solar superan por primera vez a la generación fósil en la UE. *El Periódico de la Energía*. Recuperado el 09 de Diciembre de 2023, de <https://elperiodicodelaenergia.com/la-eolica-y-la-solar-superan-por-primera-vez-a-la-generacion-fosil-en-la-ue/>

Rojas Suarez, J., Vergel Ortega, M., & Orjuela Abril, S. (01 de junio de 2021). Análisis del potencial uso de la Generación Distribuida en Colombia. *Revista Redipe*, X(6), 428-440. Recuperado el 20 de agosto de 2022, de <https://doi.org/10.36260/rbr.v10i6.1338>

Rubiños, S. L. (2015). *Planeamiento de la generación distribuida en redes de distribución de energía eléctrica en el Perú*. Callao: Universidad Nacional del Callao.

Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología; Ministerio de Energía y Minas. (2003). *Atlas de Energía Solar del Perú*. Lima: SENAMHI.

Sistema Peruano de Información Jurídica. (1992). *Decreto Ley N° 25844: Ley de Concesiones Eléctricas*. Recuperado el 05 de Mayo de 2024, de <https://spij.minjus.gob.pe/spij-ext-web/#/detallenorma/H756722>

Solargis. (2023). *Solargis Prospect*. Recuperado el 17 de Diciembre de 2023, de <https://apps.solargis.com/prospect/map?s>

Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., & Vilches, C. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Lima: Osinergmin.

Tamayo, R. (2020). *Alcances de la Generación Distribuida en el Sector Eléctrico: Aplicaciones y casos de estudio*. Lima: Waras Editorial.

- Vásquez, A., Tamayo, J., & Salvador, J. (2017). *La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático*. Lima: OSINERGMIN.
- Vega de Kuyper, J. C., & Ramírez Morales, S. (2018). *Fuentes de energía renovables y no renovables. Aplicaciones*. México D. F., México: Alfaomega Grupo Editor.
- Viceministerio de Gobernanza Territorial. (2017). *Información Territorial del Departamento de Lambayeque*. Recuperado el 19 de Diciembre de 2023, de https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1898216/Lambayeque_Informaci%C3%B3n%20Territorial%20Completo.pdf
- Vizcarra, M. (14 de Noviembre de 2019). *Meta al bicentenario es que todos cuenten con acceso a energía en condiciones óptimas*. Obtenido de Agencia Peruana de Noticias ANDINA: <https://andina.pe/agencia/noticia-meta-al-bicentenario-es-todos-cuenten-acceso-a-energia-condiciones-optimas-774083.aspx>

ANEXOS

ANEXO I. Base de datos para proyecciones.

Periodo	Tipo de cambio monetario - S./USD	Generación Eléctrica - MWh	Demanda Eléctrica Residencial - MWh	Facturación Residencial - MilesSoles	Demanda Eléctrica Comercial - MWh	Facturación Comercial - MilesSoles	Demanda Eléctrica Industrial - MWh	Facturación Industrial - MilesSoles	Costo Marginal - USD/MWh	Tarifa en Barra Chiclayo - ctv.S./kWh
Ene-05	3.27	6,487.30	11,842	4,385	5,969	1,735	5,481	1,230	22.72	10.8
Feb-05	3.26	6,098.08	10,736	3,958	5,713	1,664	5,205	1,183	21.85	10.0
Mar-05	3.26	6,686.46	11,811	4,359	6,194	1,780	5,431	1,215	29.48	10.0
Abr-05	3.26	6,438.49	11,255	4,143	5,456	1,626	6,152	1,350	29.99	10.0
May-05	3.25	10,109.41	11,424	4,042	6,066	1,686	5,987	1,298	91.20	10.0
Jun-05	3.25	7,684.87	10,934	3,936	5,547	1,592	6,414	1,394	74.71	10.6
Jul-05	3.25	7,766.34	11,335	4,089	5,459	1,603	6,609	1,446	47.09	10.6
Ago-05	3.26	10,922.93	11,486	4,139	5,685	1,637	6,693	1,420	92.82	10.6
Set-05	3.31	7,385.94	11,107	4,067	5,253	1,578	6,440	1,479	85.09	11.1
Oct-05	3.38	11,001.95	11,616	4,273	6,570	1,888	5,857	1,316	88.58	11.7
Nov-05	3.38	11,227.97	11,493	4,227	6,453	1,878	6,085	1,340	98.81	10.7
Dic-05	3.42	9,087.86	12,507	4,692	6,395	1,907	7,058	1,505	75.19	10.5
Ene-06	3.39	6,984.58	12,907	4,908	6,695	1,982	7,451	1,622	29.41	10.5
Feb-06	3.29	7,644.17	11,992	4,544	6,601	1,937	6,552	1,481	38.38	10.5
Mar-06	3.34	6,386.22	13,073	4,952	7,508	2,166	6,628	1,448	24.06	10.0
Abr-06	3.33	5,619.41	12,128	4,577	5,830	1,801	7,251	1,572	38.67	10.0
May-06	3.28	11,129.22	12,376	4,392	6,167	1,758	7,411	1,536	111.06	10.0
Jun-06	3.26	6,798.79	12,074	4,331	6,372	1,813	7,128	1,519	87.93	10.0
Jul-06	3.24	8,281.41	12,556	4,512	6,804	1,919	7,207	1,524	90.65	10.0
Ago-06	3.23	12,396.84	12,606	4,531	6,448	1,843	7,802	1,636	105.92	9.4
Set-06	3.25	11,945.85	12,268	4,421	6,369	1,832	7,662	1,601	149.81	9.4

Oct-06	3.24	9,577.05	12,778	4,612	6,487	1,856	7,788	1,602	71.83	9.4
Nov-06	3.22	8,116.97	12,630	4,451	6,544	1,818	7,804	1,567	40.59	9.4
Dic-06	3.21	7,215.77	13,662	4,814	6,559	1,840	8,387	1,657	28.87	9.4
Ene-07	3.19	7,216.29	14,263	5,037	7,884	2,068	8,116	1,607	25.00	9.4
Feb-07	3.19	7,312.54	12,976	4,575	7,368	1,966	7,121	1,500	34.58	9.4
Mar-07	3.19	8,491.02	14,194	5,014	7,842	2,109	8,344	1,670	46.09	9.4
Abr-07	3.18	6,575.71	13,353	4,690	6,448	1,819	8,872	1,788	34.56	9.4
May-07	3.17	7,827.02	13,468	4,586	7,067	1,900	9,405	1,733	36.33	9.8
Jun-07	3.17	12,581.35	12,977	4,430	6,714	1,814	9,478	1,741	65.45	9.8
Jul-07	3.16	13,914.28	13,681	4,668	6,835	1,847	9,584	1,833	26.41	10.3
Ago-07	3.16	15,005.58	13,881	4,800	7,112	1,920	9,867	1,885	43.70	10.3
Set-07	3.14	13,304.66	13,480	4,659	6,420	1,788	9,353	1,832	34.39	10.3
Oct-07	3.02	10,217.50	13,972	4,850	7,188	1,929	9,276	1,844	35.54	10.3
Nov-07	3.00	7,411.54	13,733	4,778	7,947	2,078	9,085	1,768	29.42	9.7
Dic-07	2.98	8,495.23	14,734	5,136	8,397	2,176	10,030	1,910	44.14	9.7
Ene-08	2.95	8,144.32	15,701	5,485	9,140	2,312	10,185	1,948	17.39	9.0
Feb-08	2.91	7,171.17	15,031	5,228	9,533	2,401	9,150	1,825	18.33	9.0
Mar-08	2.81	7,066.32	16,256	5,660	9,594	2,422	9,047	1,833	20.84	9.0
Abr-08	2.75	5,731.04	14,886	5,128	8,546	2,198	8,784	1,827	20.90	8.8
May-08	2.80	9,166.13	14,811	4,814	8,556	2,051	9,515	1,790	47.86	10.4
Jun-08	2.89	13,153.24	14,773	4,815	8,768	2,086	9,574	1,806	148.85	10.9
Jul-08	2.85	15,441.55	15,184	5,006	8,768	2,117	9,837	1,857	235.38	11.7
Ago-08	2.89	14,784.46	15,456	5,193	9,001	2,220	10,183	1,926	157.88	11.3
Set-08	2.97	12,625.78	15,067	4,972	8,982	2,167	10,179	1,889	185.21	12.3
Oct-08	3.07	10,203.05	15,288	5,348	9,128	2,376	10,810	2,104	63.35	12.3
Nov-08	3.09	9,379.46	15,206	5,798	8,848	2,553	10,335	2,377	60.69	12.3
Dic-08	3.11	9,376.74	16,297	6,156	9,145	2,587	11,079	2,475	81.78	11.3
Ene-09	3.15	7,674.64	16,611	6,280	9,995	2,742	10,935	2,435	28.89	11.3
Feb-09	3.24	8,247.40	15,461	5,925	10,217	2,868	9,029	2,133	42.39	11.3
Mar-09	3.17	7,914.71	16,994	6,626	10,452	3,008	10,273	2,415	26.46	12.0
Abr-09	3.08	7,632.02	15,941	6,205	9,785	2,849	10,500	2,469	25.43	12.0
May-09	2.99	5,913.87	15,957	6,409	10,495	3,139	10,002	2,372	28.67	11.0
Jun-09	2.99	8,790.34	15,551	6,155	9,642	2,885	9,910	2,316	65.70	11.0
Jul-09	3.01	10,311.92	16,104	6,350	9,729	2,860	10,162	2,366	41.22	11.0

Ago-09	2.95	13,137.51	16,105	6,133	9,744	2,791	10,750	2,398	33.88	10.9
Set-09	2.91	13,585.90	16,036	6,060	9,380	2,688	10,941	2,402	36.22	10.9
Oct-09	2.87	9,543.71	15,932	5,902	9,851	2,713	11,301	2,418	19.79	10.9
Nov-09	2.88	10,076.72	16,120	6,057	9,812	2,794	11,126	2,473	20.37	10.8
Dic-09	2.88	8,601.81	17,283	6,438	10,394	2,895	11,164	2,493	17.24	10.2
Ene-10	2.86	8,978.60	17,832	6,641	11,110	3,022	11,732	2,477	23.15	10.2
Feb-10	2.85	7,405.99	17,010	6,486	10,884	3,065	9,629	2,187	24.55	10.2
Mar-10	2.84	6,263.56	18,143	6,920	11,945	3,280	11,185	2,424	21.97	10.2
Abr-10	2.84	7,141.47	18,186	6,959	10,737	3,040	9,155	2,162	16.60	10.2
May-10	2.85	7,058.73	16,668	6,175	10,933	2,953	11,104	2,375	18.16	9.7
Jun-10	2.84	8,224.16	16,953	6,269	10,881	2,957	10,837	2,307	20.43	9.9
Jul-10	2.82	9,944.35	16,537	6,095	10,917	2,979	11,197	3,079	19.88	9.9
Ago-10	2.80	10,667.84	17,057	6,243	10,964	2,978	11,485	3,174	22.89	9.9
Set-10	2.79	9,266.96	16,757	6,138	10,067	2,786	12,400	3,432	23.84	9.9
Oct-10	2.79	9,036.14	17,376	6,409	10,275	2,833	12,340	3,459	24.23	9.9
Nov-10	2.81	10,163.62	16,990	6,237	10,708	2,907	12,036	3,464	23.10	9.9
Dic-10	2.82	8,850.61	17,880	6,575	10,731	2,924	12,302	3,571	18.76	9.9
Ene-11	2.79	8,141.70	18,783	7,226	11,939	3,379	13,005	2,773	17.49	9.9
Feb-11	2.77	6,631.25	17,454	6,580	11,872	3,261	12,460	2,653	21.74	9.9
Mar-11	2.78	8,345.03	19,508	7,364	12,797	3,500	13,515	2,846	21.63	9.9
Abr-11	2.82	6,047.29	18,717	7,170	12,093	3,405	12,086	2,679	17.92	10.5
May-11	2.77	7,234.46	18,774	7,057	12,091	3,329	13,753	2,923	18.79	10.8
Jun-11	2.76	8,590.64	18,726	7,089	11,835	3,312	12,995	2,802	25.86	10.8
Jul-11	2.74	7,865.73	18,751	7,124	12,094	3,419	13,395	3,169	20.45	10.8
Ago-11	2.74	10,570.05	18,476	7,111	12,529	3,533	13,695	3,280	31.51	10.8
Set-11	2.74	8,747.78	18,132	7,071	11,731	3,415	13,266	3,257	33.63	10.8
Oct-11	2.73	8,024.78	18,947	7,423	11,787	3,448	14,358	3,561	27.06	10.8
Nov-11	2.71	7,745.13	18,836	7,391	12,547	3,714	13,625	3,278	28.58	10.8
Dic-11	2.70	7,537.15	19,937	7,825	12,368	3,572	13,348	3,272	21.57	10.8
Ene-12	2.69	7,385.39	19,041	7,549	13,563	3,896	21,815	4,222	20.92	10.8
Feb-12	2.68	6,919.26	18,811	7,722	13,260	3,990	20,948	4,311	23.73	10.8
Mar-12	2.67	6,877.57	19,661	8,134	13,239	4,019	24,114	4,786	39.83	10.5
Abr-12	2.66	6,732.86	19,586	8,135	13,720	4,182	21,489	4,227	26.68	10.5
May-12	2.67	5,981.62	19,818	8,038	12,923	3,875	23,508	4,652	27.18	12.1

Jun-12	2.67	7,707.39	20,172	8,035	13,880	4,082	28,555	5,397	45.52	12.1
Jul-12	2.64	8,554.63	19,441	7,729	13,122	3,873	34,380	6,495	58.05	12.1
Ago-12	2.62	11,605.97	19,460	7,791	13,856	4,091	35,972	6,784	35.09	12.1
Set-12	2.60	11,456.56	19,314	7,762	13,314	3,990	34,536	6,328	36.41	12.1
Oct-12	2.59	8,166.66	19,710	7,907	14,718	4,294	35,245	6,573	28.76	12.1
Nov-12	2.60	7,400.04	20,239	8,152	14,416	4,257	35,726	6,602	14.35	12.1
Dic-12	2.57	7,297.91	20,029	8,034	14,659	4,275	36,668	6,837	13.75	12.1
Ene-13	2.55	7,820.53	22,577	9,078	16,263	4,701	33,149	6,296	19.35	12.1
Feb-13	2.58	6,830.47	20,879	8,549	14,911	4,542	28,702	6,065	31.41	12.2
Mar-13	2.59	5,365.00	21,026	8,712	15,144	4,639	30,230	6,354	19.72	12.2
Abr-13	2.60	8,450.92	21,219	8,798	14,805	4,538	35,094	7,182	18.78	11.3
May-13	2.65	6,490.43	20,856	8,186	14,291	4,089	34,836	6,700	27.14	11.3
Jun-13	2.75	7,514.71	19,826	7,789	14,866	4,281	30,289	6,132	26.61	11.8
Jul-13	2.78	7,887.37	20,263	8,058	15,161	4,385	32,023	6,482	44.86	11.8
Ago-13	2.80	7,903.28	20,747	8,417	14,616	4,340	33,244	6,726	34.73	11.8
Set-13	2.78	8,289.32	20,429	8,323	15,083	4,476	32,093	6,347	28.27	11.8
Oct-13	2.77	7,850.99	21,252	8,635	15,571	4,610	33,738	6,845	19.45	11.8
Nov-13	2.80	7,606.60	20,389	8,807	16,186	4,744	34,347	7,123	23.00	13.1
Dic-13	2.79	8,139.00	22,617	9,898	16,220	5,209	35,451	7,226	24.90	13.1
Ene-14	2.81	7,261.16	22,959	10,053	17,573	5,449	32,431	6,998	21.39	13.1
Feb-14	2.81	7,095.14	21,328	9,702	16,380	5,486	31,326	7,157	29.85	13.2
Mar-14	2.81	5,571.65	23,882	10,790	17,706	5,857	31,837	7,142	34.31	13.2
Abr-14	2.79	7,455.05	22,529	10,514	15,569	5,469	29,759	6,984	28.10	13.9
May-14	2.79	7,116.23	22,977	10,971	16,222	5,813	24,954	6,536	25.42	14.9
Jun-14	2.79	6,934.69	21,906	10,602	15,843	5,758	23,877	6,496	30.96	14.9
Jul-14	2.79	7,116.06	22,015	10,480	16,405	5,863	23,964	6,395	24.91	14.9
Ago-14	2.81	6,861.04	21,526	9,921	15,398	5,327	25,999	6,676	27.42	14.2
Set-14	2.86	6,998.51	21,104	9,821	15,394	5,381	25,093	6,514	23.86	14.2
Oct-14	2.91	7,044.95	22,053	10,319	15,330	5,452	26,656	7,220	17.97	12.5
Nov-14	2.93	4,621.62	21,633	10,216	15,835	5,620	24,844	6,728	23.45	12.5
Dic-14	2.96	6,961.75	22,804	10,583	16,184	5,643	25,402	7,021	15.16	12.5
Ene-15	3.01	6,136.72	23,463	11,728	18,358	6,537	25,654	7,151	14.11	12.5
Feb-15	3.08	6,153.67	22,124	11,048	18,488	6,780	21,965	6,530	16.22	13.3
Mar-15	3.09	6,151.65	23,783	11,957	19,562	7,114	23,973	6,938	17.08	13.3

Abr-15	3.12	4,747.13	22,997	11,551	17,770	6,646	22,325	6,525	13.11	13.3
May-15	3.15	6,121.69	23,384	12,059	17,929	6,972	23,112	6,887	14.83	13.4
Jun-15	3.16	4,742.91	22,180	11,480	17,026	6,707	23,966	7,241	16.91	13.4
Jul-15	3.18	16,476.13	22,277	11,612	17,547	6,909	26,466	8,034	10.94	13.4
Ago-15	3.24	6,771.41	22,366	11,716	16,784	6,760	28,535	8,604	21.50	13.4
Set-15	3.22	26,793.79	22,015	11,877	18,346	7,393	28,002	8,559	14.49	13.9
Oct-15	3.25	4,971.58	22,959	12,408	18,768	7,544	28,657	8,797	14.25	13.9
Nov-15	3.34	10,556.45	22,780	12,331	18,154	7,454	28,156	8,918	11.59	13.9
Dic-15	3.38	8,650.39	23,585	12,747	19,879	7,960	28,397	9,335	11.40	13.9
Ene-16	3.44	23,860.77	25,287	12,984	21,772	8,773	22,747	7,478	10.99	14.6
Feb-16	3.51	8,916.88	23,746	12,893	20,609	8,486	21,244	7,175	12.42	14.6
Mar-16	3.41	5,850.79	25,924	14,471	21,410	8,787	22,651	7,506	12.36	14.6
Abr-16	3.30	5,023.17	24,156	13,300	18,925	7,744	22,720	6,976	13.26	13.6
May-16	3.33	5,312.62	23,500	12,244	18,342	7,160	23,417	6,729	19.90	15.3
Jun-16	3.32	5,686.57	22,750	11,945	18,295	7,263	23,225	6,768	38.82	15.3
Jul-16	3.30	5,089.09	23,115	11,861	17,668	6,990	27,299	7,853	34.13	15.3
Ago-16	3.33	4,929.64	22,948	11,973	17,986	7,095	28,670	8,301	18.93	15.3
Set-16	3.38	5,577.11	22,652	12,072	17,379	7,014	29,271	8,435	27.56	15.3
Oct-16	3.39	5,555.28	23,379	12,561	16,948	6,911	30,486	8,861	17.93	15.3
Nov-16	3.40	4,671.22	22,783	12,530	17,181	7,272	29,207	8,855	27.60	15.3
Dic-16	3.40	6,923.95	23,879	13,135	17,970	7,490	31,728	9,556	23.08	15.3
Ene-17	3.34	5,038.34	25,630	14,304	19,879	8,204	19,336	6,316	8.32	15.3
Feb-17	3.26	5,522.59	23,590	13,193	16,874	7,218	15,909	5,835	8.52	15.3
Mar-17	3.26	4,607.36	26,962	15,070	15,056	6,600	16,578	6,046	10.17	15.3
Abr-17	3.25	5,015.07	24,377	13,650	14,003	6,261	18,017	6,432	7.31	15.3
May-17	3.27	5,202.37	24,454	12,669	15,412	6,228	18,355	5,861	6.02	14.3
Jun-17	3.27	5,096.46	22,534	11,719	12,789	5,406	19,037	5,963	11.02	14.3
Jul-17	3.25	4,611.58	22,847	11,922	13,969	5,751	19,080	5,940	9.99	14.3
Ago-17	3.24	7,628.05	22,883	12,149	14,567	6,022	20,918	6,527	13.65	14.3
Set-17	3.25	5,101.01	22,287	11,924	14,043	5,896	21,498	6,556	13.40	14.3
Oct-17	3.25	6,675.99	23,206	12,388	15,212	6,167	21,298	6,559	7.98	14.3
Nov-17	3.24	4,608.05	22,792	12,369	15,508	6,482	20,268	6,460	9.99	14.3
Dic-17	3.25	6,470.81	24,239	13,434	15,281	6,528	22,417	7,091	8.00	14.3
Ene-18	3.22	4,606.72	25,612	14,188	15,190	6,620	32,955	9,801	6.33	14.3

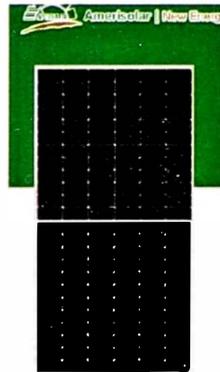
Feb-18	3.25	4,766.51	23,612	13,622	14,441	6,678	30,261	9,695	29.68	14.3
Mar-18	3.25	5,034.61	25,923	15,071	15,724	7,202	32,881	10,075	5.47	15.1
Abr-18	3.23	4,606.72	24,557	14,274	14,787	6,910	32,166	10,126	5.12	15.1
May-18	3.27	4,633.25	24,783	13,906	14,472	6,466	32,965	9,962	9.17	14.2
Jun-18	3.27	5,095.50	23,866	13,155	12,861	5,894	32,336	9,962	9.51	14.2
Jul-18	3.28	4,625.40	24,391	13,497	12,487	5,827	33,760	10,307	15.62	14.2
Ago-18	3.29	8,656.66	23,834	13,482	13,244	5,985	33,979	10,198	14.62	14.2
Set-18	3.31	4,610.26	23,412	13,226	12,816	5,880	32,629	9,939	9.38	14.2
Oct-18	3.33	5,024.98	24,310	13,751	14,138	6,385	31,717	9,740	7.87	14.2
Nov-18	3.38	5,222.62	24,636	14,132	13,375	6,183	32,192	10,045	7.87	14.7
Dic-18	3.36	5,085.83	25,853	14,936	14,193	6,312	34,889	10,571	8.50	14.7
Ene-19	3.34	5,318.97	26,828	15,557	15,182	6,657	39,405	11,880	8.02	14.7
Feb-19	3.32	5,227.87	25,972	15,267	13,360	6,321	34,267	10,949	6.58	14.7
Mar-19	3.30	5,119.75	27,572	16,069	14,376	6,526	37,920	11,584	5.28	14.7
Abr-19	3.30	5,222.17	25,882	15,028	13,137	6,201	35,905	11,409	7.25	14.7
May-19	3.33	5,178.13	27,055	15,352	12,475	6,234	39,091	12,538	8.63	15.8
Jun-19	3.33	5,410.73	25,128	14,389	12,074	6,017	38,093	12,220	9.06	15.8
Jul-19	3.29	4,707.25	25,812	14,471	12,081	5,996	38,629	12,136	9.34	15.8
Ago-19	3.38	4,864.77	25,814	14,472	12,090	6,001	38,261	12,273	11.31	15.8
Set-19	3.36	4,635.55	25,669	13,875	12,777	6,105	36,479	11,527	10.01	15.8
Oct-19	3.36	8,102.70	26,596	14,805	14,302	6,824	36,302	11,590	13.98	15.8
Nov-19	3.37	4,916.85	26,412	14,790	13,429	6,662	34,965	11,852	9.87	15.8
Dic-19	3.35	5,131.39	29,132	15,923	13,476	6,744	40,951	12,975	7.65	15.8
Ene-20	3.33	5,566.91	29,272	16,677	14,318	7,158	42,251	15,045	8.32	15.8
Feb-20	3.39	5,122.12	28,868	16,224	14,171	7,124	39,759	14,311	7.54	15.8
Mar-20	3.49	5,385.22	29,614	15,261	13,232	6,522	34,396	13,005	4.56	15.8
Abr-20	3.40	4,608.72	27,695	15,353	10,241	5,206	24,463	9,836	3.37	15.8
May-20	3.42	4,635.76	28,213	15,561	10,319	5,270	30,378	10,831	5.18	15.8
Jun-20	3.47	4,628.28	27,786	14,849	9,913	5,060	35,849	11,864	8.51	19.9
Jul-20	3.52	4,635.13	28,160	15,461	9,766	5,066	40,848	13,617	9.24	16.4
Ago-20	3.56	4,804.16	28,543	15,822	11,366	5,761	38,039	12,815	11.65	16.4
Set-20	3.56	5,003.21	28,251	15,793	11,479	5,865	38,266	12,940	12.45	16.4
Oct-20	3.60	5,319.03	28,253	15,794	11,599	5,897	42,329	14,224	16.60	16.4
Nov-20	3.61	4,608.78	28,251	15,793	11,245	5,791	41,429	13,849	16.85	16.4

Dic-20	3.60	4,823.41	28,252	15,794	11,190	5,775	44,233	14,527	9.55	16.4
Ene-21	3.62	5,774.92	30,892	18,734	12,984	6,955	45,030	14,702	6.80	16.4
Feb-21	3.65	5,206.89	28,002	16,901	12,589	6,717	42,136	14,134	9.39	16.4
Mar-21	3.71	4,667.87	31,510	18,774	13,226	7,096	44,176	14,852	8.28	16.4
Abr-21	3.70	5,091.30	29,394	17,794	11,537	6,401	39,732	14,218	6.02	16.4
May-21	3.77	5,037.40	29,689	17,480	11,514	6,133	39,692	14,065	13.11	18.1
Jun-21	3.91	5,389.50	29,316	17,388	11,287	6,084	39,582	13,984	13.37	18.1
Jul-21	3.94	5,240.27	28,739	17,009	11,883	6,378	43,374	15,007	24.97	18.6
Ago-21	4.09	5,210.83	28,324	17,465	13,233	7,186	43,370	15,378	30.10	18.6
Set-21	4.11	4,707.31	27,915	17,270	12,759	7,081	42,268	15,389	28.80	19.8
Oct-21	4.01	5,245.11	29,293	18,963	13,229	7,619	44,626	15,908	24.76	19.8
Nov-21	4.02	5,040.36	29,028	18,455	12,942	7,479	44,095	16,488	24.56	19.8
Dic-21	4.04	5,090.02	30,625	19,409	13,130	7,664	47,055	17,356	23.11	19.8
Ene-22	3.89	5,125.81	31,294	20,057	13,488	7,867	47,066	16,931	25.75	19.8
Feb-22	3.79	5,289.97	28,903	18,476	12,632	7,558	42,991	16,753	21.55	20.3
Mar-22	3.74	4,795.38	32,897	20,773	13,619	8,086	49,001	17,774	22.21	21.2
Abr-22	3.74	5,245.66	31,166	18,857	11,781	7,147	44,213	17,087	22.18	21.2
May-22	3.76	4,804.81	30,941	19,784	11,843	7,345	46,318	17,679	28.88	21.5
Jun-22	3.75	5,078.94	29,116	18,992	11,889	7,460	45,094	17,708	30.67	21.5
Jul-22	3.90	4,803.08	29,767	19,475	12,123	7,514	45,039	17,803	32.54	21.5
Ago-22	3.87	6,945.95	30,188	19,969	13,033	8,112	45,618	17,975	31.10	21.5
Set-22	3.90	5,049.54	29,331	19,467	13,138	8,205	44,391	17,977	31.71	21.5
Oct-22	3.98	6,049.52	30,514	20,265	13,478	8,422	47,274	18,687	32.03	22.5
Nov-22	3.88	6,879.11	29,948	19,715	13,167	8,759	48,098	19,413	84.97	22.5
Dic-22	3.83	5,520.25	32,855	22,432	13,884	9,313	50,240	20,721	86.30	22.5

ANEXO II. Cotizaciones de principales equipos.



🏠 > Paneles Solares > Panel Solar 460Wp 24v Amerisolar Monocristalino PERC HALF CELL



Panel Solar 460Wp 24v Amerisolar Monocristalino PERC HALF CELL

Panel solar de 460W (vatios) de potencia el cual genera energía eléctrica mediante la radiación del sol. Este panel está preparado para funcionar en instalaciones solares de 24V (voltios) con un regulador, un inversor de corriente de 24V y dos o varias baterías de 12V. Este panel está formado mediante células de silicio monocristalino de alta eficiencia y rendimiento.

Model: AS6M144HC460W **Condition:** Nuevo

S/ 822.50 ^{-50%}
~~S/ 1.645.00~~

1

Nuestras ventajas

ENVÍO EXPRESS

Realizamos envíos a todo el Perú.

FORMAS DE PAGO

Pago Link VISA, transferencia bancarias, deposito, cheque.

GARANTÍA DE DEVOLUCIÓN

Si tu pedido llega defectuoso o no es como esperabas te devolvemos el dinero.

ASESORIA PERSONALIZADA

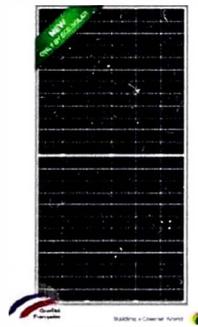
Nuestro equipo estará atento a preguntas. Consultanos a través de nuestro chat o whatsapp 941142950.

[LEER MÁS...](#) [OPINIONES](#)





🏠 > Paneles Solares > Panel Solar 550W 24v Monocristalino PERC ECO GREEN



Panel Solar 550W 24v Monocristalino PERC ECO GREEN

Panel solar de 550W (vatios) de potencia el cual genera energía eléctrica mediante la radiación del sol. Este panel está preparado para funcionar en instalaciones solares de 24V - 48V (voltios) con un regulador, un inversor de corriente de 24V - 48V y dos o varias baterías de 12V. Este panel está formado mediante células de silicio monocristalino de alta eficiencia y rendimiento.

Model: EGE550W144M **Condition:** Nuevo

S/ 991.01 -30%

~~S/ 1,415.73~~

1

Nuestras ventajas

ENVÍO EXPRESS

Realizamos envíos a todo el Perú.

FORMAS DE PAGO

Pago Link VISA, transferencia bancarias, deposito, cheque.

GARANTÍA DE DEVOLUCIÓN

Si tu pedido llega defectuoso o no es como esperabas te devolvemos el dinero.

ASESORIA PERSONALIZADA

Nuestro equipo estará atento a preguntas. Consultanos a través de nuestro chat o whatsapp 941142950.

[LEER MÁS...](#) [OPINIONES](#)



ENERGIA SOLAR BOMBAS DE AGUA

Bateria Estacionaria 600Ah 24V Ultracell UZS600



Ver video



S/.7.665,19 SIN IGV
S/ 6.495,92

Envío: Envío gratuito a provincias!

Fabricante: Ultracell | Cod Articulo 1803811

Cantidad:

- 1 año de garantía
- 14 días de devolución
- 100% pago seguro



La Bateria estacionaria Ultracell con 600Ah y 24V modelo UZS600 se compone de 4 unidades de este modelo de placa tubular de la reconocida marca Ultracell. Se trata de baterias de rendimiento elevado y que requieren de un mantenimiento periodico. Además, son perfectas para sistemas fotovoltaicos de mediano tamaño con consumos

Dejar un mensaje

<https://autosolar.pe/acumuladores-estacionarios/bateria-estacionaria-600ah-24v-ultracell-uzs600>

1/5

ENERGÍA SOLAR

BOMBAS DE AGUA



S/ 1405,70

Inversor Cargador
1000W 24V MPPT 80A

S/ 5002,47

Batería Lito Pylontech
US2000C 48V 2.4kWh

S/ 4713,51

Inversor Phoenix Smart
12V 1600VA Victron

Bluetooth



S/ 600,33

Cargador baterías 12V
10A IP65 Victron Smart

Descripción	Ficha Técnica	Opiniones (0)	Preguntas (0)
-------------	---------------	---------------	---------------

Batería Estacionaria 600Ah 24V Ultracell UZS600

Ficha técnica de la Batería Estacionaria 600Ah 24V Ultracell UZS600

[Ficha Técnica de la Batería Estacionaria 600Ah 24V Ultracell UZS600-6](#)

Descripción Técnica de la Batería Estacionaria 600Ah 24V Ultracell UZS600-6

La **Batería Estacionaria 600Ah 24V Ultracell UZS600** se compone de 4 unidades de este modelo de baterías que otorgan 24V totales al sistema fotovoltaico. Cada batería es de 6V por lo que la suma de los voltajes de las 4 unidades forman los 24V. Son *baterías estacionarias de placa tubular, ciclo profundo que requieren de mantenimiento periódico y destacan por una construcción robusta y un diseño transparente que permite ver sus placas de plomo internas*.

En la parte superior se observan los bornes de conexión, siendo el borne negro el negativo y el borne rojo el positivo. Para mayor comodidad incluye dos tipos de terminal por cada polo: uno, idéntico a los bornes de las baterías de nuestro vehículo y otro de tipo tornillo con la tuerca incluida. **Con cada batería que adquiera en AutoSolar recibirá los puentes de interconexión para conectar las baterías Ultracell con total facilidad.** Ante cualquier duda, nuestro equipo de ingenieros le atenderá encantados para la puesta en marcha de sus equipos.

De manera unitaria cada batería tiene unas medidas de 295 milímetros de ancho, 440 milímetros de alto contando los bornes superiores y 175 milímetros de profundidad, siendo su peso de 52 kilos. Además, en sus laterales incorpora dos asas con las que podrá manipularlas con facilidad, pero le recomendamos que pida ayuda para su transporte dado su elevado peso.

Las Baterías Estacionarias 600Ah 24V Ultracell UZS600 son acumuladores **perfectos para sistemas de energía solar sobre todo para uso en instalaciones solares fotovoltaicas**. Su interior se compone de placas positivas con doble aislamiento que evitan la posibilidad de desalineación o grietas en los separadores, bifurcaciones o cortocircuitos en el fondo o en los lados. Gracias a su diseño transparente se pueden ver las placas de plomo en su interior además de los separadores de las mismas, cuenta con tres vasos en su interior. Además, cada celda tiene su nivel de electrolito individual, el cual deberá revisar periódicamente.

La **Batería 600Ah 12V Ultracell UZS600** cuenta con una energía máxima total acumulada de 14400Wh, así gracias a este banco de 4 unidades, necesarias para el sistema a 24V de tensión es posible alimentar los consumos de una instalación de mediano tamaño con consumos habituales. Si requiere de baterías para un uso intenso a la par que fiable y económico, esta puede ser la mejor opción. La vida útil de las mismas oscila entre los 8 y 10 años.

[Dejar un mensaje](#)

ENERGIA SOLAR BOMBAS DE AGUA

Batería Estacionaria 600Ah 48V Ultracell UZS600



Sin stock



S/.15.362,44 SIN IGV
S/ 13 019,02

Envío: Envío gratuito a provincias!

Fabricante: Ultracell | Cod. Artículo: 1803812

Cantidad:

- 1 año**
de garantía
- 14 días**
de devolución
- 100%**
pago seguro



Contáctanos en WhatsApp

La **Batería estacionaria Ultracell 600Ah 48V** esta formada por 8 unidades del modelo UZS600. Se trata de modelos de placa tubular que de forma unitaria cuentan con 600Ah y 2V de tensión. Las baterías son una solución perfecta para sistemas solares de gran tamaño cuyo rango de trabajo sea 48V. Fabricadas por la marca **Ultracell**, que cuenta con

[Dejar un mensaje](#)

ENERGIA SOLAR

BOMBAS DE AGUA



Descripción	Ficha Técnica	Opiniones (0)	Preguntas (0)
-------------	---------------	---------------	---------------

Batería Estacionaria 600Ah 48V Ultracell UZS600

Ficha técnica de la Batería Estacionaria 600Ah 48V Ultracell UZS600

[Ficha Técnica de la Batería Estacionaria 600Ah 48V Ultracell UZS600-6](#)

Descripción Técnica de la Batería Estacionaria 600Ah 48V Ultracell UZS600-6

La **Batería Estacionaria 600Ah 48V Ultracell UZS600** consta de 8 unidades del modelo de 600Ah y 48V UZS-600 del reconocido fabricante Ultracell. Se trata de *baterías estacionarias, de placa tubular y ciclo profundo que necesitan mantenimiento periódico*. Su construcción es robusta y cuentan con un diseño transparente que permite ver sus placas de plomo internas.

En la parte superior de cada batería se encuentran los bornes de conexión, siendo el borne negro el negativo y el borne rojo el positivo. Para mayor comodidad incluye dos tipos de terminal por cada polo: uno, idéntico a los bornes de las baterías de nuestro vehículo y otro de tipo tornillo con la tuerca incluida. **Con cada batería Ultracell que adquiera recibirá los puentes de interconexión para conectarlas con total facilidad.** Ante cualquier duda, nuestro equipo de ingenieros le atenderá encantados para la puesta en marcha de sus equipos.

De manera unitaria cada batería tiene unas medidas de **295 milímetros de ancho, 440 milímetros de alto contando los bornes superiores y 175 milímetros de profundidad, siendo su peso de 52 kilos.** Además, en sus laterales incorpora dos asas con las que podrá manipularlas con facilidad, pero le recomendamos que pida ayuda para su transporte dado su elevado peso.

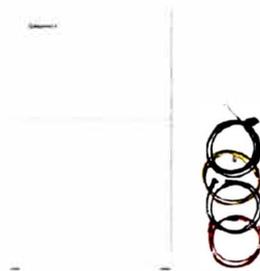
Las Baterías Estacionarias 600Ah 48V Ultracell UZS600 son acumuladores **perfectos para sistemas de energía solar sobre todo para uso en instalaciones solares fotovoltaicas.** Su interior se compone de placas positivas con doble aislamiento que evitan la posibilidad de desalineación o grietas en los separadores, bifurcaciones o cortocircuitos en el fondo o en los lados. Gracias a su diseño transparente se pueden ver las placas de plomo en su interior además de los separadores de las mismas, cuenta con tres vasos en su interior. Además, cada celda tiene su nivel de electrolito individual, el cual deberá revisar periódicamente.

La **Batería 600Ah 48V Ultracell UZS600** cuenta con una energía máxima total acumulada de 14400Wh, así gracias a este banco de 8 unidades, necesarias para el sistema a 48V de tensión es posible alimentar los consumos de una instalación de mediano tamaño con consumos habituales. Si requiere de baterías para un uso intenso a la par que fiable y económico, esta puede ser la mejor opción. La vida útil de las mismas oscila entre los 8 y 10 años.

[Dejar un mensaje](#)



🏠 > Baterías Solares > Baterías de Litio > Kit Batería Litio ARK XH 10.24kWh Growatt



Kit Batería Litio ARK XH 10.24kWh Growatt

La Batería Litio Growatt ARK XH 10.24kWh de alto voltaje es apta para sistemas de Growatt de autoconsumo con la posibilidad de almacenar excedentes de producción. Este acumulador de litio de 10.24kWh tiene una larga vida útil y se puede complementar con más módulos de 2.5kWh para aumentar la capacidad de nuestro banco de baterías. Incluye la base, dos módulos y un controlador BMS para comunicarse con los inversores Growatt MIN-XH

Model: ARK10.24XH **Condition:** Nuevo

S/ 27,493.07 -30%
~~5/39,275.81~~

1

Nuestras ventajas

ENVÍO EXPRESS

Realizamos envíos a todo el Perú.

FORMAS DE PAGO

Pago Link VISA, transferencia bancarias, deposito, cheque.

GARANTÍA DE DEVOLUCIÓN

Si tu pedido llega defectuoso o no es como esperabas te devolvemos el dinero.

ASESORIA PERSONALIZADA

Nuestro equipo estará atento a preguntas. Consultanos a través de nuestro chat o whatsapp 941142950.



LEER MÁS... OPINIONES

Componentes del Batería Litio Growatt ARK XH 10.24kWh



4 x Módulo Batería Litio Growatt ARK 2.5H-A1 HV: Este módulo de batería de alto voltaje es apto para sistemas de Growatt de autoconsumo que utilizan la batería para el almacenamiento de excedentes. Este acumulador de litio proporciona una larga vida útil y se puede complementar con más módulos de 2.56kWh para aumentar la capacidad de nuestro banco de baterías. Con una amplia garantía y más de 6000 ciclos de uso, las baterías Growatt ARK para autoconsumo son una apuesta fiable y duradera para nuestra instalación solar.



1 x BMS Batería Litio Growatt ARK BDC 95045-A1 HV: Este Bms se utiliza como interfaz entre nuestro banco de baterías Growatt ARK y el inversor híbrido de autoconsumo Growatt MIN-XH. Se comunican entre sí para que la carga y la descarga de la batería se haga de la forma más óptima posible y para que se pueda monitorizar conjuntamente con el resto del sistema el estado de los acumuladores



1 x Base Batería Growatt ARK: Esta base sirve como soporte inferior para instalar las baterías Growatt ARK en una torre. Deberá incluirse una por cada torre de baterías.



1 x Cableado Growatt ARK XH-MIN: Este cable sirve para conectar una torre de baterías ARK de tipo HV-XH con el inversor correspondiente. Incorporan los terminales de conexión oportunos para facilitar al máximo la instalación del sistema.

☆ CALIFICACIONES Y EVALUACIONES DE LOS CLIENTES

Nadie ha efectuado una evaluación en este idioma

Puntualo

25 PRODUCTOS EN LA MISMA CATEGORÍA:



ENERGÍA SOLAR **BOMBAS DE AGUA**

Inversor Cargador 1000W 24V MPPT 80A Must Solar



S/.1.465,70

SIN IGV
S/ 1.242,12

Envío: Envío gratuito a provincias!

Entrega: Recojo el lunes 1 de mayo en agencia Marvisur o Shalom de provincias

Fabricante: Must Solar | Cod. Artículo: 3004231

Cantidad:

ANADIR AL CARRITO

COMPRAR

 **1 año**
de garantía

 **14 días**
de devolución

 **100%**
pago seguro



Dejar un mensaje

ENERGÍA SOLAR

BOMBAS DE AGUA

Inversor Interconexión FRONIUS Symo 15kW Trifásico



Symo 15.0-3

**S/.16.236,80**SIN IGV
S/. 13.760,00

Envío: Envío gratuito a provincias!

Fabricante: Fronius | Cod Artículo 3208022

Cantidad:

3 años
de garantía

14 días
de devolución

100%
pago seguro

WhatsApp: 995398411

El Inversor de Interconexión FRONIUS Symo 15.0-3 15kW es la solución perfecta un sistema avanzado de autoconsumo **directo sin baterías para una instalación trifásica**. Una instalación solar con este tipo de inversor se amortiza rápidamente si nuestro consumo es alto en horas de sol y además no tiene ningún tipo de mantenimiento, por lo que tenemos una gran durabilidad y ahorro. Los Symo-S disponen de 1 regulador MPPT interno y es

Dejar un mensaje

<https://autosolar.pe/Inversores-interconexion-trifasicos/inversor-interconexion-fronius-symo-15kw-trifasico>

1/4



🏠 > Inversores > Inversores de Interconexión > Inversor Interconexion Fronius Symo 20Kw WLAN/LAN/WEBSERVER Trifásico



Inversor Interconexion Fronius Symo 20Kw WLAN/LAN/WEBSERVER Trifásico

El Inversor de Conexión a Red FRONIUS Symo 20.0-3-M 20kW es un inversor trifásico de conexión a red **ahorro directo sin baterías**. La solución perfecta para ahorrar con energía solar en instalaciones trifásicas conectadas a red.

Model: SYMO203 Condition: Nuevo

S/ 15,942.47 -30%

~~S/ 22,774.95~~

1

Nuestras ventajas

🚚 ENVÍO EXPRESS

Realizamos envíos a todo el Perú.

💳 FORMAS DE PAGO

Pago Link VISA, transferencia bancarias, deposito, cheque.

🔄 GARANTÍA DE DEVOLUCIÓN

Si tu pedido llega defectuoso o no es como esperabas te devolvemos el dinero.

👤 ASESORIA PERSONALIZADA

Nuestro equipo estará atento a preguntas. Consultanos a traves de nuestro chat o whatsapp 941142950.

[LEER MÁS](#) [OPINIONES](#)



LEA MÁS SOBRE NUESTROS EQUIPOS ENTRE LED Y SOLAR



RIAS ↔ ACTUALIZACIÓN: 14-04-2020



SOBRE NOSOTROS

ENERGIA RENOVABLE

EQUIPOS DE MEDICION

ILUMINACION LED

PRODUCTOS NUEVOS

CONTACTENOS

AEROGENERADORES

Utilizar el viento para la generación de energía es otra alternativa para casas remotas, donde no llega la red eléctrica. Especialmente en la costa Peruana existe un recurso eólico muy interesante y estable durante el transcurso del año. No obstante recomendamos observar muy bien el recurso eólico antes de adquirir un aerogenerador pues nosotros no podemos responsabilizarnos de falta de energía por un recurso insuficiente 11



ProViento SAC le puede suministrar dos marcas de aerogeneradores. De los aerogeneradores de marca ZONHAN instalamos decenas de unidades en la costa peruana. Estos aerogeneradores fueron optimizados y mejorados durante los últimos 10 años. Los ZONHAN vienen con una buena protección contra corrosión y son muy robustos. El cuerpo es de aluminio, los rodamientos de NTK Japones galvanizado, los imanes de alta potencia cromados, ... El diseño aerodinámico de aspas largas de fibra de vidrio, garantiza una buena eficiencia de nuestros equipos. En stock tenemos equipos de 750W y 1500W



Nuevo en nuestro portafolio son los aerogeneradores de marlec. Este empresa es lider desde ya 35 años en aerogeneradores de calidad para uso industrial. La empresa que tiene certificación ISO9001 ha instalado miles de sus aerogeneradores en yates, postes, casas ... Ventaja de sus equipos son un arranque muy bajo y gran eficiencia como durabilidad. De marlec podemos ofrecerle un aerogenerador ideal para yates, postes de 180W nominal y para casas de 850W nominal.

Todos nuestros aerogeneradores vienen con controlador pero sin torre. Podemos ofrecer torres especiales para cada sitio (venteada, autoportada etc.), pero recomendamos que la torre se fabrica localmente para disminuir costos. En algunos casos la torre sale más costosa que el aerogenerador.

EJEMPLOS DE APLICACION:				
Energía para una granja porcina (Mucho / PERU)	Luz eléctrica para el Muelle del Puerto Eten (Chiclayo/PERU)	Electrificacion Rural JAEN (PERU)	Criadero de Pingüinos en Puerto Eten (Chiclayo/PERU)	Poste de iluminación Ambato
Aerogenerador de 2000W en torre de 12m	Aerogenerador de 1000W en torre de 6m	Aerogenerador ZONHAN de 2000W en poste de luz	Aerogenerador ZONHAN de 1500W con torre de 6m	Aerogenerador MARLEC de 180W con torre de 6m



Aerogenerador	Origen	Especificaciones	Descripción	Foto / Curva de potencia	Pdf	Bodega	Precio (USD sin IGV)
AEROGENERADOR ZONHAN 600W NUEVO MODELO CON ASPAS MAS GRANDES!		Potencia nominal 600W Potencia max 610W Diametro de hélice 1.9m Velocidad de arranque 2.1 m/s	Aerogenerador liviano de un avanzado diseño. Con sus tres aspas de fibra de nylon y su generador sincrono de imanes permanentes este aerogenerador ofrece un arranque con			2	950.- USD



SOBRE NOSOTROS

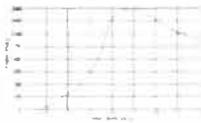
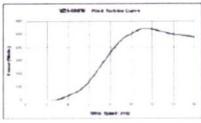
ENERGIA RENOVABLE

EQUIPOS DE MEDICION

ILUMINACION LED

PRODUCTOS NUEVOS

CONTACTENOS

			<p>Viene con un controlador de carga multifuncional con display y entrada adicional solar ! Funciona en sistemas de 12 o 24VDC</p> 			
AEROGENERADOR ZONHAN ZH2.0		<p>Potencia nominal: 2000W Potencia max: 2800W</p> <p>Diametro de hélice: 3.2m</p> <p>Velocidad de arranque: 4 m/s</p> <p>Velocidad potencia: 8 m/s</p> <p>Rotación: 380 rpm</p> <p>Voltaje: 24VDC</p> <p>Peso: 88 kg</p>	<p>Aerogenerador robusto de origen chino. El cuerpo es de aluminio para disminuir la corrosión. Hélice con tres aspas de fibra de vidrio</p> <p>IMANES CROMATIZADOS de alta eficiencia (NdFeB) cada uno emperrado para facilitar el mantenimiento.</p>  <p>Controlador de carga con tecnología PWM y entrada de 300W para paneles fotovoltaicos.</p> 	  	2	2400,- USD
AEROGENERADOR de eje vertical ZONHAN VZH500		<p>Potencia nominal: 500W Potencia max: 510W</p> <p>Diametro de hélice: 1.6m</p> <p>Velocidad de arranque: 2 m/s</p> <p>Velocidad potencia: 13 m/s</p> <p>Voltaje: 24VDC</p> <p>Peso: 18kg</p>	<p>Aerogenerador de eje vertical con diseño especial para vientos bajos. El cuerpo está diseñado como cucharas para iniciar la rotación con vientos bajos. Una vez girando con velocidad las aspas exteriores traen mas potencia por su perfil aerodinámico.</p> <p>Generador de imanes permanentes con un controlador de carga híbrido eólico/solar. Que tiene dos salidas independientemente programables por ejemplo para manejar una de ellas como iluminación</p> 	  	1	1150,- USD
AEROGENERADOR de eje vertical ZONHAN VZH300		<p>Potencia nominal: 300W Potencia max: 310W</p>	<p>Aerogenerador de eje vertical con diseño especial para vientos bajos: El cuerpo está diseñado como cucharas para iniciar la rotación con vientos bajos. Una vez girando con velocidad</p>		0	990,-



Lynx Tech EIRL
RUC 20602238971
Dirección: Mz I Lote 4 Urb Los Productores
Santa Anita - Lima
Teléfono 01-377 5690
RPM 962098089 - 988887750
Email: informes@trex.com.pe
Web Site: www.trex.com.pe

COTIZACIÓN N° 2023-1221
05/07/2023
PAGINAS: 2
SISTEMAS EÓLICOS

**DELGADO RAMIREZ LUIS
OCTAVIO
RUC 10467566861**

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	PRES.	CANT.	PRECIO UNIDAD	TOTAL
1	Aerogenerador eólico - Capacidad de 10KW - Cuerpo metálico y cuchillas de Fibra de vidrio - Voltaje 220V	UNI.	1		
2	Controlador de carga Híbrido - Solar - Control de velocidad y frenado automático - Turbina eólica hasta 10kw max 11kw - 55Ah - 3000W en paneles solares - Tensión 220V - Grado de protección IP 32 - Protecciones electrónicas: sobre carga, alto voltaje y cortocircuito	UNI.	1	S/. 67,900.00	S/. 67,900.00
				IGV:	INCLUIDO

Stock

Disponible

Entrega

Los Aerogeneradores, controlador e inversor son inportados, la entrega se realizará de 30 días segun importación.

Despacho

Envío gratis en Lima/Callao o agencia de transporte de su preferencia (Pago a destino)

Garantía

Los eólicos están garantizados por 2 años, demás equipos 1 año, plazo en el cual se hará cargo de toda reparación contra defectos de materiales y de fabricación a partir de la fecha de entrega.

Se excluye de esta garantía, la manipulación indebida por parte de terceros, deterioro intencional y mal uso de los equipos adquiridos.

Servicio Técnico – Post Venta

Nuestro Servicio Técnico cuenta con todos los elementos necesarios para dar cumplimiento a los requerimientos de mantenimiento y reparación de todos los equipos sujetos a contrato de mantenimiento o garantía vigente.

EÓLICO 50 KW AHORRO																					
Año de proyecto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producción de Energía (kWh)		134,028.00	133,317.65	132,611.07	131,908.23	131,209.12	130,513.71	129,821.98	129,133.93	128,449.52	127,768.74	127,091.56	126,417.98	125,747.96	125,081.50	124,418.57	123,759.15	123,103.22	122,450.78	121,801.79	121,156.24
(x) Precio de energía (ctv.S./kWh)		69.39	71.72	74.18	76.76	79.48	82.36	85.23	88.20	91.27	94.46	97.75	101.16	104.68	108.33	112.11	116.02	120.06	124.25	128.58	133.06
Ingresos (PEN)	-	92,996.44	95,616.53	98,365.36	101,258.25	104,290.47	107,484.56	110,642.52	113,893.25	117,239.50	120,684.06	124,229.82	127,879.76	131,636.93	135,504.50	139,485.69	143,583.85	147,802.42	152,144.94	156,615.04	161,216.47
(-) OPEX (PEN)		-9,000.00	-9,279.00	-9,566.65	-9,863.22	-10,168.97	-10,484.21	-10,809.22	-11,144.31	-11,489.78	-11,845.97	-12,213.19	-12,591.80	-12,982.15	-13,384.59	-13,799.52	-14,227.30	-14,668.35	-15,123.07	-15,591.88	-16,075.23
(-) Depreciación		-101,009.92	-101,009.92	-101,009.92	-101,009.92	-101,009.92	-101,009.92	-	-	-	-	-13,019.02	-13,019.02	-13,019.02	-13,019.02	-13,019.02	-15,083.02	-15,083.02	-15,083.02	-15,083.02	-15,083.02
(-) Egresos (PEN)	-	-110,009.92	-110,288.92	-110,576.57	-110,873.13	-111,178.89	-111,494.13	-10,809.22	-11,144.31	-11,489.78	-11,845.97	-25,232.21	-25,610.82	-26,001.17	-26,403.61	-26,818.54	-29,310.32	-29,751.37	-30,206.09	-30,674.90	-31,158.25
Utilidad Antes de Impuestos (PEN)	0.00	-17,013.47	-14,672.39	-12,211.20	-9,614.88	6,888.42	-4,009.57	99,833.29	102,748.94	105,749.71	108,838.09	98,997.61	10,268.94	105,635.77	109,100.88	112,667.15	114,273.53	118,051.06	121,938.85	125,940.14	130,058.22
(-) Impuesto a la renta (PEN)		-	-	-	-	-	-	-29,450.82	-30,310.94	-31,196.17	-32,107.24	-29,204.29	-30,169.34	-31,162.55	-32,184.76	-33,236.81	-33,710.69	-34,825.06	-35,971.96	-37,152.34	-38,367.18
Utilidad Neta	0.00	-17,013.47	-14,672.39	-12,211.20	-9,614.88	6,888.42	-4,009.57	70,382.47	72,438.01	74,553.55	76,730.85	69,793.31	7,099.60	74,473.21	76,916.12	79,430.34	80,562.84	83,226.00	85,966.89	88,787.80	91,691.05
(+) Depreciación		101,009.92	101,009.92	101,009.92	101,009.92	101,009.92	101,009.92	-	-	-	-	13,019.02	13,019.02	13,019.02	13,019.02	13,019.02	15,083.02	15,083.02	15,083.02	15,083.02	15,083.02
(-) Inversión	-606,060										-130,190.20					-20,640.00					
Flujo de caja para financistas	-606,060	83,996	86,338	88,799	91,395	94,121	97,000	70,382	72,438	74,554	-53,459	82,812	35,119	87,492	89,935	71,809	95,646	98,309	101,050	103,871	106,774
Flujo financiero acumulado	-606,060	-522,063	-435,726	-346,927	-255,532	-161,410	-64,410	5,973	78,411	152,964	99,505	182,317	267,436	354,928	444,863	516,672	612,318	710,627	811,677	915,548	1,022,322
(-) Amortización Deuda		-38,295.86	-42,508.40	-47,184.33	-52,374.60	-58,135.81	-64,530.75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Interés * (1-29.5%)		-29,957.02	-25,744.47	-21,068.55	-15,878.27	-10,117.07	-3,722.13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo	303,030																				
Flujo de caja para inversionistas	-303,030	15,744	18,085	20,546	23,142	25,869	28,747	70,381	72,438	74,554	-53,459	82,812	35,119	87,492	89,935	71,809	95,646	98,309	101,050	103,871	106,774
Flujo económico acumulado	-303,030	-287,286	-269,202	-248,656	-225,514	-199,645	-170,897	-100,516	-28,078	46,476	-6,984	75,829	160,947	248,439	338,375	410,184	505,830	604,139	705,189	809,060	915,834

VAN fin	84,269.82	VAN eco	18,200.80
TIR fin	11.89%	TIR eco	12.65%
		PR eco	9.87

	Monto	Participación	Tasa	Tasa dps de imp
Inversionistas	303,030	50.00%	12.00%	12.00%
Banco	303,030	50.00%	11.00%	7.76%
Total	606,060		CPPC =	9.88%

EÓLICO 50 KW VENTA																					
Año de proyecto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producción de Energía (kWh)		134,028.00	133,317.65	132,611.07	131,908.23	131,209.12	130,513.71	129,821.98	129,133.93	128,449.52	127,768.74	127,091.56	126,417.98	125,747.96	125,081.50	124,418.57	123,759.15	123,103.22	122,450.78	121,801.79	121,156.24
(x) Precio de energía (ctv.S./kWh)		67.39	69.72	72.18	74.76	77.48	80.36	83.23	86.20	89.27	92.46	95.75	99.16	102.68	106.33	110.11	114.02	118.06	122.25	126.58	131.06
Ingresos (PEN)	-	90,315.88	92,950.18	95,713.14	98,620.09	101,666.29	104,874.29	108,046.08	111,310.57	114,670.51	118,128.68	121,687.99	125,351.40	129,121.97	133,002.87	136,997.32	141,108.67	145,340.36	149,695.92	154,179.00	158,793.34
(-) OPEX (PEN)		-30,840.00	-31,796.04	-32,781.72	-33,797.95	-34,845.69	-35,925.90	-37,039.61	-38,187.83	-39,371.66	-40,592.18	-41,850.54	-43,147.90	-44,485.49	-45,864.54	-47,286.34	-48,752.21	-50,263.53	-51,821.70	-53,428.18	-55,084.45
(-) Depreciación		-57,863.19	-57,863.19	-57,863.19	-57,863.19	-57,863.19	-57,863.19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2,064.00	-2,064.00	-2,064.00	-2,064.00	-2,064.00
(-) Egresos (PEN)	-	-88,703.19	-89,659.23	-90,644.90	-91,661.14	-92,708.87	-93,789.09	-37,039.61	-38,187.83	-39,371.66	-40,592.18	-41,850.54	-43,147.90	-44,485.49	-45,864.54	-47,286.34	-50,816.21	-52,327.53	-53,885.70	-55,492.18	-57,148.45
Utilidad Antes de Impuestos (PEN)	0.00	1,612.70	3,290.95	5,068.24	6,958.95	8,957.42	11,085.20	71,006.47	73,122.74	75,298.85	77,536.50	79,837.45	82,203.49	84,636.49	87,138.33	89,710.98	90,292.46	93,012.83	95,810.22	98,686.82	101,644.90
(-) Impuesto a la renta (PEN)		-475.75	-970.83	-1,495.13	-2,052.89	-2,642.44	-3,270.13	-20,946.91	-21,571.21	-22,213.16	-22,873.27	-23,552.05	-24,250.03	-24,967.76	-25,705.81	-26,464.74	-26,636.27	-27,438.78	-28,264.01	-29,112.61	-29,985.24
Utilidad Neta	0.00	1,136.95	2,320.12	3,573.11	4,906.06	6,314.98	7,815.07	50,059.56	51,551.53	53,085.69	54,663.24	56,285.40	57,953.46	59,668.72	61,432.52	63,246.24	63,656.18	65,574.04	67,546.20	69,574.21	71,659.65
(+) Depreciación		57,863.19	57,863.19	57,863.19	57,863.19	57,863.19	57,863.19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,064.00	2,064.00	2,064.00	2,064.00	2,064.00
(-) Inversión	-347,179																-20,640.00				
Flujo de caja para financistas	-347,179	59,000	60,183	61,436	62,769	64,178	65,678	50,060	51,552	53,086	54,663	56,285	57,953	59,669	61,433	62,606	65,720	67,638	69,610	71,638	73,724
Flujo financiero acumulado	-347,179	-288,179	-227,996	-166,559	-103,790	-39,612	26,066	76,126	127,677	180,763	235,426	291,712	349,665	409,334	470,766	513,373	579,093	646,731	716,341	787,979	861,703
(-) Amortización Deuda		-25,668.84	-28,749.10	-32,198.99	-36,062.87	-40,390.41	-45,237.26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Interés * (1-29.5%)		-22,406.83	-19,326.57	-15,876.68	-12,012.80	-7,685.25	-2,838.40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo	208,307																				
Flujo de caja para inversionistas	-138,872	10,924	12,108	13,361	14,694	16,102	17,603	50,061	51,552	53,086	54,663	56,285	57,953	59,669	61,433	62,606	65,720	67,638	69,610	71,638	73,724
Flujo económico acumulado	-138,872	-127,947	-115,840	-102,479	-87,785	-71,683	-54,080	-4,020	47,532	100,618	155,281	211,566	269,520	329,188	390,621	433,227	498,947	566,585	636,196	707,834	781,557

VAN fin	164,561.24	VAN eco	108,315.05
TIR fin	16.32%	TIR eco	19.11%
		PR eco	7.08

	Monto	Participación	Tasa	Tasa dps de imp
Inversionistas	138,872	40.00%	12.00%	12.00%
Banco	208,307	60.00%	12.00%	8.46%
Total	347,179		CPPC =	9.88%

EÓLICO 500 KW AHORRO																					
Año de proyecto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producción de Energía (kWh)		1,370,064.00	1,362,802.66	1,355,579.81	1,348,395.23	1,341,248.74	1,334,140.12	1,327,069.18	1,320,035.71	1,313,039.52	1,306,080.41	1,299,158.19	1,292,272.65	1,285,423.60	1,278,610.86	1,271,834.22	1,265,093.50	1,258,388.50	1,251,719.04	1,245,084.93	1,238,485.98
(x) Precio de energía (ctv. S./kWh)		69.39	71.72	74.18	76.76	79.48	82.36	85.23	88.20	91.27	94.46	97.75	101.16	104.68	108.33	112.11	116.02	120.06	124.25	128.58	133.06
Ingresos (PEN)		950,630.32	977,413.43	1,005,512.62	1,035,084.36	1,066,080.38	1,098,731.10	1,131,012.40	1,164,242.15	1,198,448.20	1,233,659.25	1,269,904.81	1,307,215.29	1,345,621.97	1,385,157.06	1,425,853.71	1,467,746.05	1,510,869.21	1,555,259.36	1,600,953.70	1,647,990.57
(-) OPEX (PEN)		-34,080.00	-35,136.48	-36,225.71	-37,348.71	-38,506.52	-39,700.22	-40,930.93	-42,199.79	-43,507.98	-44,856.73	-46,247.28	-47,680.95	-49,159.06	-50,682.99	-52,254.16	-53,874.04	-55,544.14	-57,266.01	-59,041.25	-60,871.53
(-) Depreciación		-1,043,829.89	-1,043,829.89	-1,043,829.89	-1,043,829.89	-	-	-	-	-	-	-46,598.30	-46,598.30	-46,598.30	-46,598.30	-46,598.30	-62,135.00	-62,135.00	-62,135.00	-62,135.00	-62,135.00
(-) Egresos (PEN)		-1,077,909.89	-1,078,966.37	-1,080,055.60	-1,081,178.60	-38,506.52	-39,700.22	-40,930.93	-42,199.79	-43,507.98	-44,856.73	-92,845.58	-94,279.25	-95,757.36	-97,281.29	-98,852.46	-116,009.04	-117,679.13	-119,401.00	-121,176.25	-123,006.53
Utilidad Antes de Impuestos (PEN)	0.00	-127,279.56	-101,552.94	-74,542.98	-46,094.23	1,027,573.87	1,059,030.88	1,090,081.47	1,122,042.36	1,154,940.22	1,188,802.52	1,177,059.23	1,212,936.04	1,249,864.61	1,287,875.77	1,327,001.25	1,351,737.02	1,393,190.08	1,435,858.35	1,479,777.46	1,524,984.05
(-) Impuesto a la renta (PEN)		-	-	-	-	-303,134.29	-312,414.11	-321,574.03	-331,002.50	-340,707.37	-350,696.74	-347,232.47	-357,816.13	-368,710.06	-379,923.35	-391,465.37	-398,762.42	-410,991.07	-423,578.21	-436,534.35	-449,870.29
Utilidad Neta	0.00	-127,279.56	-101,552.94	-74,542.98	-46,094.23	724,439.57	746,616.77	768,507.44	791,039.86	814,232.86	838,105.78	829,826.76	855,119.91	881,154.55	907,952.42	935,535.88	952,974.60	982,199.01	1,012,280.14	1,043,243.11	1,075,113.75
(+) Depreciación		1,043,829.89	1,043,829.89	1,043,829.89	1,043,829.89	-	-	-	-	-	-	46,598.30	46,598.30	46,598.30	46,598.30	46,598.30	62,135.00	62,135.00	62,135.00	62,135.00	62,135.00
(-) Inversión		-4,175,320	-	-	-	-	-	-	-	-	-465,983.00	-	-	-	-155,366.96	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja para financistas	-4,175,320	916,550	942,277	969,287	997,736	724,440	746,617	768,507	791,040	814,233	372,123	876,425	901,718	927,753	954,551	826,767	1,015,110	1,044,334	1,074,415	1,105,378	1,137,249
Flujo financiero acumulado	-4,175,320	-3,258,769	-2,316,492	-1,347,205	-349,470	374,970	1,121,587	1,890,094	2,681,134	3,495,367	3,867,490	4,743,915	5,645,633	6,573,386	7,527,936	8,354,704	9,369,813	10,414,147	11,488,562	12,593,940	13,731,189
(-) Amortización Deuda		-418,085.92	-480,798.81	-552,918.63	-635,856.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Interés * (1-29.5%)		-267,222.56	-204,509.67	-132,389.85	-49,452.05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo		2,087,660	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja para inversionistas	-2,087,660	231,242	256,968	283,978	312,427	724,439	746,617	768,507	791,040	814,233	372,123	876,425	901,718	927,753	954,551	826,767	1,015,110	1,044,334	1,074,415	1,105,378	1,137,249
Flujo económico acumulado	-2,087,660	-1,856,418	-1,599,449	-1,315,471	-1,003,044	-278,605	468,011	1,236,519	2,027,559	2,841,792	3,213,914	4,090,339	4,992,058	5,919,811	6,874,361	7,701,128	8,716,238	9,760,572	10,834,987	11,940,365	13,077,614

VAN fin	2,638,097.26
TIR fin	20.44%

VAN eco	2,340,249.12
TIR eco	22.90%
PR eco	5.37

	Monto	Participación	Tasa	Tasa dps de imp
Inversionistas	2,087,660	50.00%	12.00%	12.00%
Banco	2,087,660	50.00%	15.00%	10.58%
Total	4,175,320		CPPC =	11.29%

EÓLICO 500 KW VENTA																					
Año de proyecto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producción de Energía (kWh)		1,370,064.00	1,362,802.66	1,355,579.81	1,348,395.23	1,341,248.74	1,334,140.12	1,327,069.18	1,320,035.71	1,313,039.52	1,306,080.41	1,299,158.19	1,292,272.65	1,285,423.60	1,278,610.86	1,271,834.22	1,265,093.50	1,258,388.50	1,251,719.04	1,245,084.93	1,238,485.98
(x) Precio de energía (ctv. S./kWh)		67.39	69.72	72.18	74.76	77.48	80.36	83.23	86.20	89.27	92.46	95.75	99.16	102.68	106.33	110.11	114.02	118.06	122.25	126.58	131.06
Ingresos (PEN)		923,229.04	950,157.37	978,401.02	1,008,116.46	1,039,255.41	1,072,048.29	1,104,471.02	1,137,841.43	1,172,187.41	1,207,537.64	1,243,921.65	1,281,369.84	1,319,913.50	1,359,584.84	1,400,417.03	1,442,444.18	1,485,701.44	1,530,224.97	1,576,052.00	1,623,220.86
(-) OPEX (PEN)		-114,600.00	-118,152.60	-121,815.33	-125,591.61	-129,484.95	-133,498.98	-137,637.45	-141,904.21	-146,303.24	-150,838.64	-155,514.64	-160,335.59	-165,305.99	-170,430.48	-175,713.82	-181,160.95	-186,776.94	-192,567.03	-198,536.61	-204,691.24
(-) Depreciación		-812,838.39	-812,838.39	-812,838.39	-812,838.39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-15,536.70	-15,536.70	-15,536.70	-15,536.70	-15,536.70
(-) Egresos (PEN)		-927,438.39	-930,990.99	-934,653.72	-938,429.99	-129,484.95	-133,498.98	-137,637.45	-141,904.21	-146,303.24	-150,838.64	-155,514.64	-160,335.59	-165,305.99	-170,430.48	-175,713.82	-196,697.65	-202,313.64	-208,103.72	-214,073.30	-220,227.94
Utilidad Antes de Impuestos (PEN)	0.00	-4,209.34	19,166.38	43,747.30	69,686.47	909,770.46	938,549.32	966,833.57	995,937.22	1,025,884.17	1,056,699.00	1,088,407.01	1,121,034.25	1,154,607.51	1,189,154.36	1,224,703.20	1,245,746.54	1,283,387.81	1,322,121.25	1,361,978.70	1,402,992.92
(-) Impuesto a la renta (PEN)		-	-5,654.08	-12,905.45	-20,557.51	-268,382.29	-276,872.05	-285,215.90	-293,801.48	-302,635.83	-311,726.20	-321,080.07	-330,705.10	-340,609.21	-350,800.54	-361,287.45	-367,495.23	-378,599.40	-390,025.77	-401,783.72	-413,882.91
Utilidad Neta	0.00	-4,209.34	13,512.30	30,841.85	49,128.96	641,388.18	661,677.27	681,617.67	702,135.74	723,248.34	744,972.79	767,326.94	790,329.14	813,998.29	838,353.83	863,415.76	878,251.31	904,788.40	932,095.48	960,194.99	989,110.01
(+) Depreciación		812,838.39	812,838.39	812,838.39	812,838.39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,536.70	15,536.70	15,536.70	15,536.70	15,536.70	
(-) Inversión		-3,251,354	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-155,366.96	-	-	-	-	-
Flujo de caja para financistas	-3,251,354	808,629	826,351	843,680	861,967	641,388	661,677	681,618	702,136	723,248	744,973	767,327	790,329	813,998	838,354	708,049	893,788	920,325	947,632	975,732	1,004,647
Flujo financiero acumulado	-3,251,354	-2,442,725	-1,616,374	-772,694	89,274	730,662	1,392,339	2,073,957	2,776,093	3,499,341	4,244,314	5,011,641	5,801,970	6,615,968	7,454,322	8,162,371	9,056,159	9,976,484	10,924,116	11,899,848	12,904,494
(-) Amortización Deuda		-390,680.08	-449,282.09	-516,674.40	-594,175.56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Interés * (1-29.5%)		-249,705.92	-191,103.91	-123,711.59	-46,210.43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo		1,950,812	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja para inversionistas	-1,300,541	168,243	185,965	203,294	221,581	641,389	661,577	681,618	702,136	723,248	744,973	767,327	790,329	813,998	838,354	708,049	893,788	920,325	947,632	975,732	1,004,647
Flujo económico acumulado	-1,300,541	-1,132,298	-946,334	-743,039	-521,458	119,931	781,608	1,463,226	2,165,362	2,888,610	3,633,583	4,400,910	5,191,239	6,005,237	6,843,5						

HIBRIDO 500 KW AHORRO																					
Año de proyecto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producción de Energía (kWh)		1.039.758.00	1.034.247.28	1.028.765.77	1.023.313.31	1.017.889.75	1.012.494.94	1.007.128.71	1.001.790.93	996.481.44	991.200.09	985.946.73	980.721.21	975.523.39	970.353.11	965.210.24	960.094.63	955.006.13	949.944.59	944.909.89	939.901.87
(x) Precio de energía (ctv. S/./kWh)		69.39	71.72	74.18	76.76	79.48	82.36	85.23	88.20	91.27	94.46	97.75	101.16	104.68	108.33	112.11	116.02	120.06	124.25	128.58	133.06
Ingresos (PEN)	-	721,444.75	741,770.77	763,095.58	785,537.94	809,061.19	833,840.21	858,338.87	883,557.33	909,516.71	936,238.80	963,745.99	992,061.36	1,021,208.65	1,051,212.31	1,082,097.48	1,113,890.08	1,146,616.77	1,180,304.98	1,214,982.96	1,250,679.81
(-) OPEX (PEN)		-30.360.00	-31.301.16	-32.271.50	-33.271.91	-34.303.34	-35.366.75	-36.463.11	-37.593.47	-38.758.87	-39.960.39	-41.199.17	-42.476.34	-43.793.11	-45.150.69	-46.550.36	-47.993.43	-49.481.22	-51.015.14	-52.596.61	-54.227.10
(-) Depreciación		-942.370.64	-942.370.64	-942.370.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Egresos (PEN)	-	-972,730.64	-973,671.80	-974,642.14	-33,271.91	-34,303.34	-35,366.75	-36,463.11	-37,593.47	-38,758.87	-39,960.39	-41,199.17	-42,476.34	-43,793.11	-45,150.69	-46,550.36	-47,993.43	-49,481.22	-51,015.14	-52,596.61	-54,227.10
Utilidad Antes de Impuestos (PEN)	0.00	-251,285.89	-231,901.03	-211,546.55	752,266.03	774,757.85	798,473.46	821,875.76	845,963.86	870,757.84	896,278.40	923,546.82	951,565.02	980,415.54	1,010,061.92	1,040,512.12	1,071,864.65	1,104,118.65	1,137,283.84	1,171,269.07	1,206,089.71
(-) Impuesto a la renta (PEN)		-	-	-	-221.918.48	-228.553.56	-235.549.67	-242.453.35	-249.559.34	-256.873.56	-264.402.13	-272.044.81	-279.798.08	-287.662.36	-295.637.24	-303.722.72	-311.918.90	-320.225.90	-328.643.60	-337.172.90	-345.813.90
Utilidad Neta	0.00	-251,285.89	-231,901.03	-211,546.55	530,347.55	546,204.28	562,923.79	579,422.41	596,404.52	613,884.28	631,876.27	650,301.91	669,066.94	688,153.18	707,544.68	727,331.90	747,515.75	768,096.75	789,074.94	810,451.17	832,227.81
(+) Depreciación		942.370.64	942.370.64	942.370.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Inversión		-2.827.112	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja para financistas	-2.827.112	691.085	710.470	730.824	530.348	546.204	562.924	579.422	596.405	613.884	631.876	650.302	669.067	688.154	707.545	727.332	747.516	768.097	789.075	810.452	832.228
Flujo financiero acumulado	-2.827.112	-2.136.027	-1.425.558	-694.733	-164.386	381.818	944.742	1.524.165	2.120.569	2.734.453	3.366.329	4.017.171	4.695.973	5.409.724	6.159.475	6.946.187	7.770.912	8.634.691	9.538.566	10.483.648	11.471.149
(-) Amortización Deuda		-412.931.07	-468.676.77	-531.948.13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Interés * (1-29.5%)		-156.407.47	-100.661.78	-37.390.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo		1.413.556	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja para inversionistas	-1.413.556	121.746	141.131	161.486	530.347	546.204	562.924	579.422	596.405	613.884	631.876	650.302	669.067	688.154	707.545	727.332	747.516	768.097	789.075	810.452	832.228
Flujo económico acumulado	-1.413.556	-1.291.810	-1.150.679	-989.193	-458.847	87.358	650.281	1.229.704	1.826.108	2.439.993	3.071.869	3.722.171	4.391.238	5.089.392	5.816.547	6.583.822	7.391.259	8.240.012	9.131.323	10.067.648	11.051.527

VAN fin	2,303,242.54
TIR fin	22.03%

VAN eco	1,948,763.14
TIR eco	24.92%
PR eco	4.84

	Monto	Participación	Tasa	Tasa dps de imp
Inversionistas	1.413.556	50.00%	12.00%	12.00%
Banco	1.413.556	50.00%	13.50%	9.52%
Total	2.827.112		CPPC =	10.76%

HIBRIDO 500 KW VENTA																					
Año de proyecto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producción de Energía (kWh)		1.039.758.00	1.034.247.28	1.028.765.77	1.023.313.31	1.017.889.75	1.012.494.94	1.007.128.71	1.001.790.93	996.481.44	991.200.09	985.946.73	980.721.21	975.523.39	970.353.11	965.210.24	960.094.63	955.006.13	949.944.59	944.909.89	939.901.87
(x) Precio de energía (ctv. S/./kWh)		66.39	68.72	71.18	73.76	76.48	79.36	82.23	85.20	88.27	91.46	94.75	98.16	101.68	105.33	109.11	113.02	117.06	121.25	125.58	130.06
Ingresos (PEN)	-	690,252.01	710,743.35	732,232.61	754,838.54	778,524.50	803,465.36	828,125.01	853,503.60	879,622.27	906,502.79	934,167.59	962,639.72	991,942.95	1,022,101.71	1,053,141.17	1,085,087.24	1,117,966.58	1,151,806.64	1,186,635.67	1,222,482.75
(-) OPEX (PEN)		-78.600.00	-81.036.60	-83.548.73	-86.138.75	-88.809.05	-91.562.13	-94.400.55	-97.326.97	-100.344.11	-103.454.77	-106.661.87	-109.968.39	-113.377.41	-116.892.11	-120.515.76	-124.251.75	-128.103.56	-132.074.77	-136.169.09	-140.390.33
(-) Depreciación		-951.572.91	-951.572.91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Egresos (PEN)	-	-1,030,172.91	-1,032,609.51	-83,548.73	-86,138.75	-88,809.05	-91,562.13	-94,400.55	-97,326.97	-100,344.11	-103,454.77	-106,661.87	-109,968.39	-113,377.41	-116,892.11	-120,515.76	-124,251.75	-128,103.56	-132,074.77	-136,169.09	-140,390.33
Utilidad Antes de Impuestos (PEN)	0.00	-339,920.90	-321,866.16	648,683.88	668,699.79	689,715.45	711,903.23	733,724.46	756,176.63	779,278.16	803,048.02	827,505.72	852,671.34	878,565.54	905,209.60	932,625.41	960,835.49	989,542.02	1,018,748.05	1,048,463.58	1,078,689.42
(-) Impuesto a la renta (PEN)		-	-	-191.361.74	-197.266.44	-203.466.06	-210.011.45	-216.448.72	-223.072.11	-229.887.06	-236.899.17	-244.114.19	-251.538.04	-259.176.83	-267.036.83	-275.124.50	-283.448.14	-291.997.86	-300.773.67	-309.776.64	-318.998.77
Utilidad Neta	0.00	-339,920.90	-321,866.16	457,322.13	471,433.35	486,249.39	501,891.78	517,275.74	533,104.52	549,391.10	566,148.85	583,391.53	601,133.29	619,388.71	638,172.77	657,500.91	666,435.65	686,900.06	707,957.60	729,625.57	751,921.79
(+) Depreciación		951.572.91	951.572.91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Inversión		-1.903.146	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja para financistas	-1.903.146	611.652	629.707	457.322	471.433	486.249	501.892	517.276	533.105	549.391	566.149	583.392	601.133	619.389	638.173	657.501	681.972	707.437	729.494	745.162	767.458
Flujo financiero acumulado	-1.903.146	-1.291.494	-661.787	-204.465	266.968	753.218	1.255.110	1.772.385	2.305.490	2.854.881	3.421.030	4.004.421	4.605.555	5.224.943	5.863.116	6.520.647	7.203.619	7.912.056	8.656.071	9.436.743	10.255.101
(-) Amortización Deuda		-352.434.41	-408.823.92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Interés * (1-29.5%)		-90.210.28	-33.820.78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo		761.258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja para inversionistas	-1.141.887	169.007	187.062	457.323	471.433	486.249	501.892	517.276	533.105	549.391	566.149	583.392	601.133	619.389	638.173	657.501	681.972	707.437	729.494	745.162	767.458
Flujo económico acumulado	-1.141.887	-972.880	-785.818	-328.495	142.938	629.188	1.131.080	1.648.355	2.181.460	2.730.851	3.297.000	3.880.391	4.481.525	5.100.913	5.739.086	6.397.587	7.086.569	7.807.126	8.559.481	9.344.843	10.166.301

VAN fin	2,370,413.29
TIR fin	28.82%

VAN eco	2,303,128.94
TIR eco	31.76%
PR eco	3.70

	Monto	Participación	Tasa	Tasa dps de imp
Inversionistas	1.141.887	60.00%	12.00%	12.00%
Banco	761.258	40.00%	16.00%	11.28%
Total	1.903.146		CPPC =	11.71%