

UNIVERSIDAD DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA UTEC

Carrera de Ingeniería de la Energía



EVALUACIÓN PRE-COVID19 DE TECNOLOGÍAS PARA SUPLIR LA
DEMANDA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ 2025-2030

PRE-COVID19 TECHNOLOGY EVALUATION TO SUPPLY ELECTRICITY
GENERATION DEMAND IN PERU 2025-2030

Tesis para optar el título profesional de Ingeniería de la Energía

Lauren Wong Ou

Código 201510159

Asesor

David Vilca

Lima – Perú

Diciembre 2019

La tesis

EVALUACIÓN PRE-COVID19 DE TECNOLOGÍAS PARA SUPLIR LA
DEMANDA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL PERU 2025-2030

Ha sido aprobada

[Julien Noel]

[David Vilca]

[Ximena Guardia]

[Rafael Vera]

Dedicatoria:

A mi familia.

Agradecimientos:

A mi asesor, David, por la guía en la realización de esta investigación. A mis instructores, Omar y Ximena, por las recomendaciones y palabras de aliento. A todos los investigadores alrededor del mundo que creen en el acceso global a la información, gracias por darnos las bases sobre las cuales podemos investigar. A David, mis compañeros y amigos y mis seres queridos, gracias por el apoyo.

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO	1
1.1 El Mercado Eléctrico Peruano	1
1.1.1 El Marco Regulatorio	2
1.1.2 Ley de Oferta y Demanda.....	7
1.1.3 La Generación Eléctrica	11
1.1.4 El Despacho Económico	14
1.1.5 Línea Base – Situación actual de la generación eléctrica.....	18
1.2 Proyecciones de Oferta y Demanda	21
1.2.1 La Proyección de la Oferta	21
1.1.2 La Proyección de la Demanda	23
1.3 Tecnologías de Generación.....	25
1.3.1 Centrales Hidroeléctricas	27
1.3.2 Centrales Térmicas a Gas Natural.....	29
1.3.3 Centrales RER	30
1.4 Las Tendencias Energéticas.....	30
1.4.1 Almacenamiento eléctrico	31
CAPÍTULO II METODOLOGÍA	37
3.1 Estimación de la demanda eléctrica al 2030.....	38
3.2 Estructuración de la oferta con los proyectos comprometidos	40
3.3 Identificación del año de agotamiento de la oferta	42
3.4 Evaluación multicriterio de las tecnologías.....	42
3.4.1 Tiempo de ejecución	43

3.4.2	Ubicación geográfica	46
3.4.3	Potencia	53
3.4.4	Factor de planta / Factor de disponibilidad	54
3.4.5	Costo de capital.....	56
3.4.6	Costo nivelado de electricidad.....	59
3.4.7	Factor de emisiones.....	64
3.5	Validación de la tecnología propuesta.....	65
3.5.1	Evaluación de la rentabilidad de la propuesta	65
CAPÍTULO III RESULTADOS		68
4.1	Estimación de la demanda eléctrica al 2030.....	68
4.2	Estructuración de la oferta con los proyectos comprometidos	70
4.3	Identificación del año de agotamiento de la oferta	71
4.4	Evaluación multicriterio de las tecnologías.....	72
4.4.1	Tiempo de ejecución	73
4.4.2	Ubicación geográfica	75
4.4.3	Potencia	77
4.4.4	Factor de planta / Factor de disponibilidad	78
4.4.5	Costo de capital.....	79
4.4.6	Costo nivelado de electricidad.....	83
4.4.7	Factor de emisiones.....	84
4.5	Validación de la tecnología propuesta.....	85
4.5.1	Evaluación de la rentabilidad de la propuesta	85
CONCLUSIONES		88
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		90

ANEXOS.....98

7.1 ANEXO 1 98

7.2 ANEXO 2 99

7.3 ANEXO 3 102

7.4 ANEXO 4 107

7.5 ANEXO 5 110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Proyección de oferta de potencia efectiva del SEIN y Sistemas Aislados de corto plazo 2019-2022	23
Tabla 1.2 Proyección de demanda de corto plazo 2019-2024	25
Tabla 3.1 Programa de obras de generación 2018-2022	41
Tabla 3.2 Resumen de centrales analizadas en el estudio de tiempos nivel nacional	45
Tabla 3.3 Resumen de centrales analizadas en el estudio de tiempo nivel internacional	45
Tabla 3.4 Sistema de Puntuación del criterio Tiempo de Ejecución.....	46
Tabla 3.5 Sistema de puntuación 1 del criterio Ubicación Geográfica	53
Tabla 3.6 Sistema de puntuación 2 del criterio Ubicación Geográfica	53
Tabla 3.7 Sistema de puntuación del criterio Potencia.....	54
Tabla 3.8 Factores de Indisponibilidades totales	56
Tabla 3.9 Sistema de puntuación del criterio Factor de planta/disponibilidad	56
Tabla 3.10 Tiempo de vida de diversos tipos de tecnologías de generación	59
Tabla 3.11 Sistema de puntuación del criterio Costo de Capital	59
Tabla 3.12 Distancia y tiempo entre la planta Melchorita y las centrales térmicas duales	61
Tabla 3.13 Suposiciones para el cálculo del costo de transporte del GNL.....	62
Tabla 3.14 Sistema de puntuación del criterio Costo nivelado de electricidad	63
Tabla 3.15 Sistema de puntuación del criterio Factor de emisiones	64
Tabla 3.16 Suposiciones generales para flujo financiero	65
Tabla 3.17 Suposiciones de precios del flujo financiero	66
Tabla 4.1 Demanda eléctrica proyectada en energía y potencia.....	68
Tabla 4.2 Proyección de oferta de generación en el Perú al 2025	70
Tabla 4.3 Centrales consideradas en la proyección de oferta.....	71

Tabla 4.4 Demanda no satisfecha y oferta por construir según las proyecciones de oferta y demanda.....	72
Tabla 4.5 Resultados de la Evaluación Multicriterio	73
Tabla 4.6 Tiempos de proyecto promedio de distintas tecnologías de generación en el Perú	74
Tabla 4.7 Tiempos de construcción promedio de tecnologías de generación alrededor del mundo	74
Tabla 4.8 Puntuación del criterio Tiempo de ejecución	75
Tabla 4.9 Puntuación 1 del criterio Ubicación geográfica	76
Tabla 4.10 Puntuación 2 del criterio Ubicación geográfica	77
Tabla 4.11 Puntuación del criterio Ubicación Geográfica.....	77
Tabla 4.12 Potencia de cada tipo de generación en el Perú.....	77
Tabla 4.13 Puntuación del criterio Potencia	78
Tabla 4.14 Puntuación del criterio Factor de planta / Factor de disponibilidad	79
Tabla 4.15 Costos de capital específico promedio de las centrales instaladas en Perú	80
Tabla 4.16 Costos de capital específico proyectados	81
Tabla 4.17 Puntuación criterio Costo de capital	83
Tabla 4.18 Variables para el cálculo del LCOE.....	83
Tabla 4.19 Puntuación criterio Costo nivelado de electricidad	84
Tabla 4.20 Puntuación criterio Factor de emisiones	85
Tabla 4.21 Suposiciones de la planta SSFV a instalar a 2025.....	85
Tabla 4.22 Indicadores financieros del proyecto SSFV y almacenamiento	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Principales normas en el sector eléctrico	3
Figura 1.2 Curva de oferta de eléctrica.....	9
Figura 1.3 Evolución de la potencia efectiva del parque generador del Perú 2015-2018.....	9
Figura 1.4 Curva de oferta y demanda	10
Figura 1.5 Perfil de carga diario.....	10
Figura 1.6 Curva de duración de carga.....	11
Figura 1.7 Ingresos y egresos en el negocio de generación eléctrica.....	14
Figura 1.8 Evolución de la potencia instalada nacional	18
Figura 1.9 Evolución de la potencia efectiva nacional.....	19
Figura 1.10 Evolución de la producción eléctrica según tipo de generación	20
Figura 1.11 Curva de duración de carga 2018	20
Figura 1.12 Perfil de carga del día de la mínima y máxima demanda del SEIN 2018	21
Figura 1.13 LCOE global de plantas de energía renovable de gran escala, 2010-2018	26
Figura 1.14 LCOE global de distintas tecnologías de generación al 2018.....	27
Figura 1.15 Diagrama de selección de turbina según flujo y altura.....	28
Figura 1.16 El rango de servicios que puede proveer el almacenamiento eléctrico	31
Figura 1.17 Resultados de la entrevista de precio de baterías de litio de BloombergNEF.....	34
Figura 1.18 Proyección de precio de baterías de litio de Wood Mackenzie.....	34
Figura 1.19 Proyección de precio de baterías de litio de BloombergNEF	35
Figura 1.20 Proyección de precio de baterías de litio de International Energy Agency (IEA)	35
Figura 1.21 Comparación de proyecciones de baterías de litio de Rocky Mountain Institute (RMI).....	36

Figura 3.1 Flujograma de la metodología de investigación.....	37
Figura 3.2 Mapa del Perú con las zonas geográficas norte, centro y sur	39
Figura 3.3 Ubicación geográfica del potencial hidroenergético del Perú.....	47
Figura 3.4 Ubicación geográfica del potencial eólico del Perú a 100m promedio anual	47
Figura 3.5 Ubicación geográfica del potencial solar del Perú promedio anual	48
Figura 3.6 Ubicación geográfica del potencial de biomasa del Perú	49
Figura 3.7 Ubicación geográfica de las centrales duales de diésel/gas natural	50
Figura 3.8 Ubicación geográfica de las líneas de transmisión del Perú	51
Figura 3.9 Ubicación geográfica de las líneas de transmisión de proyectos vinculantes 2019-2022.....	52
Figura 4.1 Máxima demanda anual histórica y proyectada 2004-2030	69
Figura 4.2 Demanda proyectada por zona geográfica	69
Figura 4.3 Estructuración de la oferta con los proyectos comprometidos.....	71
Figura 4.4 Superposición de las proyecciones de oferta y demanda eléctrica.....	72
Figura 4.5 Resultados de la Evaluación Multicriterio	73
Figura 4.6 Distribución por zonas de la demanda expansiva esperada	76
Figura 4.7 Proyecciones de costos capitales para las tecnologías solar y eólica, escenario optimista.....	80
Figura 4.8 Proyección de costos capitales para las baterías de litio.....	81
Figura 4.9 Nivel de incidencia de la máxima demanda del SEIN, según hora de inicio de descarga y duración de la batería	82
Figura 4.10 Flujo neto de la solución	86
Figura 4.11 Flujo acumulado de la solución.....	87

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1: PROYECCIÓN DE DEMANDA VEGETATIVA UTILIZADA...	98
ANEXO 2: PROYECCIÓN DE DEMANDA DE LOS PROYECTOS EXPANSIVOS.....	99
ANEXO 3: BASE DE DATOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN INSTALADAS EN EL PERÚ.....	102
ANEXO 4: BASE DE DATOS DE CENTRALES EN EL PERÚ PARA HALLAR LOS COSTOS DE CAPITAL PROMEDIO.....	107
ANEXO 5: FLUJO FINANCIERO DE LA SOLUCIÓN SSFV 500 MW AL 2025	110

RESUMEN

La situación de sobreoferta de generación del mercado eléctrico peruano y los precios deprimidos del mercado spot han causado un freno en las inversiones de plantas de generación. Sin embargo, el ministro de Energía y Minas en curso, Francisco Ísmodes, determinó que las inversiones en el sector minero alcanzarían una suma de US\$ 6,000 millones para el 2019 [1]. Ya que los proyectos mineros son los principales consumidores eléctricos, se calcula que en los siguientes años la etapa de exceso de oferta eficiente se agotará, significando que la única opción para abastecer lo que queda de la demanda serán con centrales de diésel. El despacho con diésel representaría un alza de precios de energía y un retroceso en los esfuerzos ambientales que se han puesto hasta la fecha.

En la investigación se establecerá cuál tecnología podrá suplir la demanda de manera pronta (menor tiempo de construcción), oportuna (ubicación geográfica), eficiente (potencia y factor de planta/disponibilidad), económica (costo de capital y costo nivelado de electricidad) y limpia (factor de emisiones) de acuerdo a las proyecciones de oferta y demanda del mercado eléctrico del Perú.

Palabras clave: *generación eléctrica, hidroeléctricas, termoeléctricas, energía renovable, almacenamiento eléctrico*

ABSTRACT

The actual context of oversupply in the Peruvian electricity market and the diminished spot prices have caused a decline on investments on power plants. Nonetheless, Francisco Ísmodes, acting minister of Energy and Mines, determined that a total of US\$ 6,000 million would be invested in the mining sector in 2019 [1]. Given that the mining industry is the biggest electricity consumer in Peru, the efficient electric supply is estimated to be depleted in the coming years, meaning that the only resource that will be able to provide the required power and energy will be diesel-based thermal plants. Power dispatch with diesel would represent increasing marginal costs of electricity and a set back on the environmental efforts already in place within the energy industry.

This research will establish which power generation technology will be able to supply the expected electrical demand in a timely manner, in an opportune location (relative to demand location), efficiently (power level and availability factors), economically (capital and levelized costs) and cleanly (emission factors).

Key words: electricity generation, power plants, hydroelectricity, renewable energy, energy storage, levelized cost of electricity

INTRODUCCIÓN

Al 2019, la producción eléctrica peruana se encuentra dominada por centrales de generación basadas en gas natural y energía hidráulica, con baja presencia de energía solar fotovoltaica y eólica. Con el objetivo de expandir la oferta eléctrica y descentralizar la generación, se planificó el proyecto del Gasoducto del Sur que llevaría gas natural de Camisea desde Cusco hasta las centrales térmicas en Ilo y sustituiría las fuentes fósiles actualmente utilizadas. Sin embargo, el proyecto no se llegó a concluir debido a la problemática política y legal que desencadenó el escándalo de corrupción de una de las empresas del consorcio en el 2017. Esto, sumado a la creciente incertidumbre en la proyección de la demanda eléctrica causada por el freno en el desarrollo de grandes proyectos mineros en el Perú, crea un contexto de déficit de planificación energética a nivel nacional.

En ese sentido, el operador del sistema eléctrico, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), publicó el Informe de Diagnóstico 2021-2030 a inicios del 2019. En él, se estima que para el año 2021 se utilizará diésel y residual en la generación eléctrica en caso no se construya infraestructura de generación eficiente (hidráulica, gas natural y carbón). De esta manera, es necesario considerar nuevas tecnologías de generación que puedan suplir la futura demanda eléctrica en crecimiento y evitar el alza de precios de energía que las tecnologías ineficientes como los combustibles líquidos originan en el sistema, además del incremento de emisiones de gases de efecto invernadero.

En la presente tesis se evaluó diferentes tecnologías de generación y ciertas tendencias de tecnologías emergentes para determinar cuál será la más adecuada para suplir la demanda esperada acorde al crecimiento económico del país, una vez que se agoten las reservas eficientes existentes. Se realizó un análisis y proyección de la oferta y demanda eléctrica y una evaluación de múltiples criterios técnicos y económicos de las tecnologías de generación basada en el parque generador actual. Finalmente, se planteó la tecnología óptima de expansión de oferta y los impactos que tendría en la red eléctrica peruana.

Alcance

La presente tesis comprende el análisis de tiempos de construcción, análisis técnicos y análisis económicos de la implementación de diferentes tecnologías de generación con precedentes de instalación en el Perú. Tecnologías nuevas, de las cuales no se han realizado actividades de exploración o cálculo de potencial como la geotermia, eólica offshore, solar fotovoltaica offshore, solar térmica, mareomotriz y undimotriz, no fueron consideradas, ya que cada una involucra un nivel de complejidad e incertidumbre que no son parte de la problemática principal de la investigación. Tecnologías consideradas ineficientes¹, como el diésel y el residual, tampoco fueron parte de la investigación. Se excluyó también al carbón por ser una fuente de alto impacto en el medio ambiente. Por lo tanto, el estudio se limita a:

- Hidroeléctricas.
 - Presa.
 - Pasada.
- Termoeléctricas.
 - Gas natural.
- Plantas RER.
 - Solar fotovoltaica onshore.
 - Eólica onshore.
 - Mini hidro.
 - Biomasa.

Por su parte, las estimaciones de demanda se basaron en información disponible sobre demanda vegetativa y expansiva histórica desde julio del 2009 a julio del 2019 y la cartera de proyectos mineros actualizada, según su certidumbre de ejecución, al mes de septiembre del 2019. Los efectos de la pandemia del virus COVID-19 sobre la demanda eléctrica no se consideraron en el estudio. Los tiempos de construcción se limitaron a las estadísticas a nivel

¹ Las tecnologías que se consideran ineficientes son las que presentan un menor costo de operación. Según el COES, es la disponibilidad eléctrica con fuentes hidráulicas, a gas natural y carbón [5].

mundial y nacional de las centrales ya construidas desde 1990, dejando de considerar eventos de fuerza mayor, complicaciones excepcionales al desarrollo usual y centrales de magnitudes extremas.

Por otro lado, los parámetros técnicos se obtuvieron de información accesible al público general de productos de empresas privadas con dominancia en el mercado al 2018. Los costos a utilizados fueron aquellos publicados por organizaciones internacionales, empresas privadas o estudios pertinentes de las tecnologías consideradas, los cuales pueden no ser representativos del costo real en el mercado; sin embargo, no se pudo acceder a información primaria de los precios.

Se tomaron en cuenta tendencias energéticas que afecten el desempeño o los costos de generación. Tendencias que influyen positiva o negativamente sobre todos los tipos de tecnología fueron despreciados, ya que tendrían un efecto similar en todas las tecnologías y no implicarían una diferenciación en la comparación. En ese sentido, el análisis consideró:

- Almacenamiento de energía eléctrica.

Por último, se asumió que los recursos renovables son ilimitados y no sufren disminución en su potencial con el paso de los años.

Antecedentes

En el año 2010 se aprobó la publicación de la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, en la cual se establecieron nueve objetivos en materia de abastecimiento energético confiable, regular, continuo y eficiente. Los objetivos de nivel nacional son: (1) contar con una matriz energética diversificada con énfasis en fuentes renovables y eficiencia energética, (2) contar con abastecimiento energético competitivo, (3) dar una acceso universal a la energía, (4) ser eficientes en la cadena productiva y en el uso de la energía, (5) lograr autosuficiencia energética, (6) tener un sector energético con mínimo impacto ambiental, (7) desarrollar la industria del gas natural, (8) fortalecer la institucionalidad del sector energético, y (9) integrarse con mercados energéticos de la región [2].

A principios del año 2012 se publicó un estudio llamado “Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como instrumentos de Planificación (NUMES)” solicitado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM). En él, se presenta la propuesta de una nueva matriz energética con la participación de las distintas fuentes de energía que existen en el Perú y una evaluación ambiental de la propuesta [3]. Este estudio se realizó con la finalidad de ser base para las políticas y regulaciones relacionadas a la energía y brindar un plan de lineamientos para alcanzar los objetivos planteados. Los objetivos en materia de matriz energética de generación eléctrica fueron: 36% de participación hidroeléctrica, 43% de gas natural y 21% de centrales RER para el 2040. Este estudio representó un esfuerzo del MEM por realizar una planificación estratégica del sector de energía y contiene información clave sobre el diagnóstico nacional.

También en el 2012 se inició el Programa para la Gestión Eficiente y Sostenible de los Recursos Energéticos con financiamiento del Gobierno Canadiense. Este tuvo tres objetivos: Desarrollar una planificación energética sistemática e integrada, promover los proyectos energéticos relacionados a energías renovables y eficiencia energética y mejorar la gestión de las empresas públicas del sector energía. Con respecto a la planificación energética, se planteó la creación de un Organismo de Planificación e Información Energética (OPIE), se documentó los estudios necesarios para un sistema de planificación y los pasos a seguir y se determinó que todos los actores del sector deben ser activos en su involucramiento en la planificación nacional.

En septiembre del 2018, el COES publicó la propuesta definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión 2019-2028, en la cual se estudian distintos escenarios de demanda eléctrica: Muy pesimistas, pesimistas, base, optimista y muy optimista; con el objetivo de planificar los proyectos de transmisión necesarios para el país y garantizar un adecuado comportamiento del SEIN [4]. A partir de este plan se obtuvo un Plan Vinculante y el Plan de Transmisión de Largo Plazo, de los cuales el primero debe cumplirse en los siguientes dos años luego de su publicación y el último sirve como material para el siguiente Plan de Transmisión. Estos planes, si bien no tienen como objetivo identificar la tecnología de

generación más eficiente, dictan un aproximado del futuro del SEIN en varios escenarios, y permiten una perspectiva general y completa del marco eléctrico del Perú.

En febrero del 2019, el COES publicó el Informe de Diagnóstico 2021-2030 para la realización del Plan de Transmisión 2021-2030 con datos de oferta y demanda actualizados. Este informe se enfocó en el estudio de la oferta y demanda en el corto y largo plazo ante la imposibilidad de la implementación del proyecto del Gasoducto del Sur, así como en la situación actual del fenómeno de resonancia subsíncrona² y de la infraestructura de transmisión y la generación eficiente futura [5]. Asimismo, se propuso proyectos de generación eficiente basados en centrales termoeléctricas a gas natural, hidroeléctricas y centrales de Recursos Energéticos Renovables (RER).

A nivel internacional, una comparación de distintas tecnologías de generación fue realizada en Sudáfrica por la Oficina de Presupuesto Parlamentario (PBO) en el 2016 con el objetivo de servir como fuente de información para los políticos en el momento en el que se deba incrementar la oferta de electricidad [6]. Se consideraron plantas de carbón, de gas natural, plantas nucleares, termosolares, fotovoltaicas, de biomasa e hidroeléctricas. Se hizo un estudio de costos de capital y costo nivelado de electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés), de emisiones de CO₂ y de flexibilidad para su escalamiento. Se concluyó que la tecnología de menor costo de capital es la del gas, la de menor costo nivelado es la hidroeléctrica, carbón pulverizado y ciclo combinado de gas, las de menor emisiones son las renovables y las nucleares y las de mayor flexibilidad por poderse procurar localmente son las de carbón, nuclear, gas y biomasa. Si bien no se concluye con la elección de una tecnología, se realiza un estudio de los principales factores de comparación y puede servir como guía metodológica para esta investigación.

² La resonancia subsíncrona (RSS) es un fenómeno de inestabilidad en el sistema eléctrico debido a la coincidencia de las frecuencias naturales de unidades turbogeneradoras de vapor con la frecuencia de resonancia de la red. En la segunda mitad del 2016 se identificó un evento de riesgo de RSS en la Central Térmica Puerto Bravo [88].

El Perú cuenta con distintas entidades que se responsabilizan por la planificación de ciertas partes del sector eléctrico. Mientras que el MINEM planifica con las políticas y lineamientos generales que cualquier actividad del sector debe cumplir, el COES planifica la transmisión según la situación actualizada de la oferta y demanda y las empresas privadas planifican sus proyectos según el contexto de la oferta y la demanda y sus intereses económicos. Más específicamente, en la generación no se tiene una planificación a nivel nacional sobre qué tipo de tecnología es la más conveniente, pues es una actividad que se ejecuta en libre competencia. La presente tesis identificará la(s) mejor(es) opción(es) de las tecnologías de generación considerando tecnologías emergentes en criterios técnicos, económicos y de implementación oportuna teniendo en cuenta el contexto actual del sector energético.

Justificación y motivación

Desde inicios del 2017 los costos marginales del mercado de corto plazo de electricidad se han visto reducidos a valores sin precedentes en el mercado eléctrico peruano. Mientras que el año 2016 tuvo un promedio anual de 21.4 USD/MWh [7], el presente año 2019 ha presentado un costo marginal promedio de 7.1 USD/MWh desde enero hasta abril [8]. Estos costos suelen fluctuar estacionalmente debido al comportamiento hidrológico y la gran penetración de centrales hidroeléctricas (CH) en la matriz energética peruana; además, se ven afectados por factores como congestiones en líneas de transmisión, la operatividad de los embalses, el precio de los combustibles, [9], y, recientemente, por temas regulatorios y comerciales relacionados a la declaración del precio del gas natural. Desde el 2006 se ha podido observar una reducción paulatina en los costos marginales promedios anuales, propia de una mayor eficiencia, mayor competencia, avances tecnológicos y demás. Sin embargo, en los últimos dos años se ha experimentado una caída inédita, llegando a un mínimo de 5.1 USD/MWh en el mes de abril del 2018, el valor más bajo en el Perú entre el 2000.

Estos precios deprimidos de electricidad en el mercado spot no presentan una señal económica positiva para nuevas centrales de generación, pues significan una baja

rentabilidad y alta incertidumbre. De esta manera, inversionistas interesados en la construcción de nuevas centrales eléctricas no encontrarán incentivos suficientes para iniciar un proyecto de generación en el país.

En ese sentido, si no se construyen proyectos de generación eficiente en los siguientes años, el COES estima que el ingreso de diésel en la matriz energética empezará en el 2021, significando que este será el año en el que se agotaría la oferta eficiente de electricidad [5]. Por otro lado, si se considera un crecimiento en la demanda de 5.6% (promedio desde el 2010 al 2019) por año y que la oferta existente se mantendrá sin variaciones, se obtiene que la demanda promedio alcanza a la oferta eficiente en el año 2022 [10]. Ya que este cálculo se realizó con los promedios anuales, es posible que la demanda llegue a la oferta eficiente antes del 2022 en algún mes del año anterior, comprobando así el cálculo del COES.

Esto causaría que el promedio mensual del costo marginal entre el 2021 y 2030 oscile entre los 23 y 483 USD/MWh [5]. Tal incremento de precios en el mercado de corto plazo significaría una indudable alza de precios de electricidad para todos los usuarios del sector eléctrico, tanto para los usuarios libres como regulados. Además, el incremento de la participación de combustibles líquidos en la matriz eléctrica peruana llevaría a un aumento en las emisiones de toneladas equivalentes de CO₂, alejando al país de su compromiso de reducción de emisiones correspondiente al 30% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para el 2030, de los cuales se asocia un 12% de potencial de mitigación al sector energía [11].

Este escenario de la entrada de centrales de diésel y residual es especialmente injustificada considerando que el Perú cuenta con múltiples fuentes de energía que podrían satisfacer la demanda eléctrica. El país cuenta con gran potencial hidroeléctrico, así como con abundancia de recursos de biomasa, recurso eólico, solar y geotérmico, que aún no se han explotado [12]. Además, cabe resaltar que el Perú es un país deficitario en la balanza comercial de hidrocarburos, significando que si se empieza a requerir más hidrocarburos líquidos, estos tendrán que ser importados, ya que la producción nacional no sería suficiente [13].

Por estas razones se hace inminente la necesidad de la planificación en el sector eléctrico, una planificación dinámica y continua que refleje los impactos de los distintos escenarios e identifique rutas críticas por las cuales los efectos pueden ser nefastos. Especialmente dada la coyuntura actual, la planificación debe resultar en, además de las medidas de mediano y largo plazo, una serie de medidas de corto plazo que evite una interrupción en la oferta eficiente, una crisis de precios, o consecuencias extremas para los usuarios eléctricos.

Objetivo general

Evaluar tecnologías para suplir la demanda de generación eléctrica en el Perú al 2025-2030.

Objetivos específicos

- Estimar la demanda eléctrica y su composición por actividad y estructurar la futura oferta sobre la base de datos de inversión pública y privada en generación eléctrica.
- Evaluar técnica y económicamente las opciones de centrales de generación eléctrica y desarrollar una metodología de comparación cuantitativa.
- Identificar la tecnología de la unidad de expansión (oferta) y su capacidad para cubrir de manera eficiente la demanda en el largo plazo y estudiar los costos asociados y sus tendencias a futuro.
- Validar la rentabilidad de la unidad de expansión elegida en el contexto de agotamiento de la oferta eficiente.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

El presente capítulo detalla el fundamento teórico necesario para la obtención de los resultados del proyecto de investigación en estudio. Se parte por una descripción del mercado eléctrico peruano, para luego pasar a analizar las proyecciones de oferta y demanda del mismo, las tecnologías de generación eléctricas actuales y por último, las tendencias energéticas en términos de almacenamiento eléctrico y redes distribuidas.

1.1 El Mercado Eléctrico Peruano

La electricidad tiene ciertas particularidades inherentes que estructuran al mercado eléctrico y lo diferencian de cualquier otro mercado. En primer lugar, la electricidad debe ser consumida inmediatamente a la par de su producción porque esta no puede ser almacenada. En segundo lugar, no se puede diferenciar la electricidad a un determinado productor, sino que toda la electricidad se inyecta a la red y no se puede direccionar hacia un cliente específico. En tercer lugar, las interrupciones en el suministro eléctrico son intolerables y pueden tener consecuencias catastróficas según el tipo de cliente. Finalmente, la comercialización de la electricidad depende en gran escala de la infraestructura que permite que se genere, transporte y distribuya este *commodity*. Estas características influyen en cada decisión que se toma con respecto al diseño y a la arquitectura del mercado eléctrico en todos los países del mundo.

Con la aprobación del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), se dispuso que las actividades del mercado eléctrico peruano son la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. La generación es la actividad que desarrolla la transformación de energía en cualquiera de sus formas a energía eléctrica y se encuentra en una estructura de mercado de libre competencia. Las empresas generadoras pueden firmar contratos de venta de energía (PPAs, por sus siglas en inglés) de manera libre con clientes que superen los 200 kW [13]. Las actividades de venta de energía, al no estar

reguladas, pueden darse según las condiciones acordadas entre el vendedor y comprador. Esta estructura de competencia permite que se establezcan precios eficientes para los consumidores de acuerdo con la oferta existente.

Por otro lado, la transmisión y distribución son actividades que presentan un monopolio natural debido a las características intrínsecas de su funcionamiento. Estas se encargan de transportar la electricidad desde la central de generación hasta una subestación cerca de los puntos de consumo para el caso de la transmisión y desde la subestación hasta el punto de suministro para la distribución. Estas actividades se realizan por medio de cables conductores a alto, medio y bajo voltaje, cuyas dimensiones escalan a varios miles de kilómetros de largo que pueden suministrar energía a varios clientes paralelamente. Los altos costos de inversión en infraestructura y la posibilidad de transportar toda la energía requerida en un solo conductor, significan una ineficiencia en la construcción de múltiples líneas que compitan en un mismo mercado.

Por último, la comercialización es la compra y venta de energía. En el Perú, la comercialización de la energía en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) es una actividad exclusiva para las empresas generadoras y distribuidoras. En este mercado, los integrantes pueden vender y comprar energía y potencia a costo marginal según sus excedentes o insuficiencias de energía o potencia contratada por sus respectivos clientes [14].

En el presente capítulo se describirán las bases del funcionamiento de los mercados eléctricos y su adecuación al contexto peruano. Se presentará el marco legal que lo envuelve y las condiciones que definen su estructura. Además, se definirá detalladamente el negocio de la generación en el Perú y las tecnologías que se tomarán en cuenta en el estudio.

1.1.1 El Marco Regulatorio

El mercado eléctrico cuenta con intervención del Estado por medio de la regulación. Aunque algunas actividades se desarrollan dentro de una libre competencia, los actores del mercado deben cumplir con las obligaciones regulatorias que dictan las leyes, normas y reglamentos aprobados por el Estado Peruano. Actualmente la ley que engloba el

funcionamiento del mercado eléctrico es la Ley de Concesiones Eléctricas vigente desde el 1992, sus modificaciones y las leyes que complementan sus lineamientos. Estas leyes surgen de la Política Energética Nacional del Perú 2012-2040 y el Plan Estratégico Nacional 2014-2025, los cuales establecieron los objetivos de nivel nacional con relación a la energía. En la Figura 1.1 se puede observar una línea de tiempo con la aprobación de los elementos jurídicos más importantes para el sector eléctrico actual.

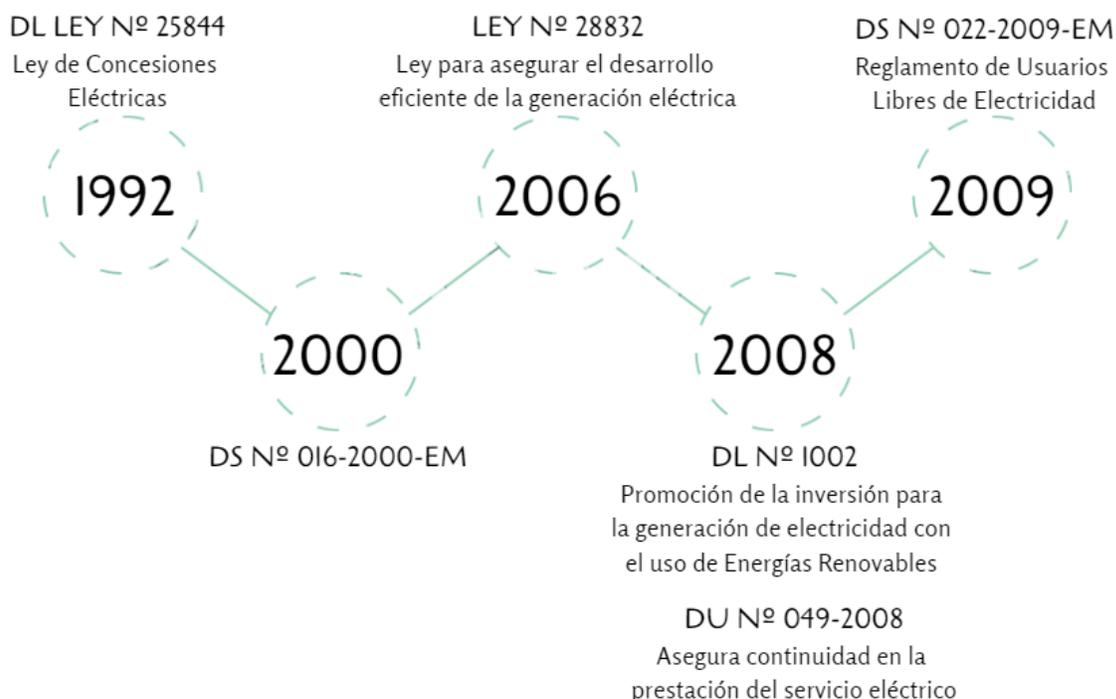


Figura 1.1 Principales normas en el sector eléctrico

Fuente: Osinergmin. La Industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país [12].

Con el decreto de la LCE que marcó la liberalización del mercado eléctrico peruano en 1992, empezó la evolución de un sistema de capital público al sistema que existe en la actualidad. La LCE estableció condiciones que promovieron la inversión privada [12]. En las actividades de transmisión y distribución se determinó un régimen de tasas de retorno garantizadas para las empresas privadas. Estos retornos serían pagados con las tarifas reguladas de transmisión y distribución de los clientes, calculados por la Comisión de Tarifas de Energía, un organismo autónomo. En la generación se fomentó la libre competencia por

medio de la libertad de precios, se otorgaron autorizaciones y concesiones y se inició la privatización de las generadoras del Estado [14].

En el 2000 se publicó el Decreto Supremo N° 016-2000-EM que, si bien no marca hitos significativos en la historia del sector eléctrico, introduce por primera vez el concepto del precio único del gas natural para las unidades de generación que utilizan este combustible [15]. La controversia de este concepto surge en el procedimiento de cálculo de los costos variables de las centrales para el orden de despacho eléctrico en el mercado de corto plazo. Al estar obligados a presentar solamente el precio único de gas natural, la verificación de los costos variables para las centrales térmicas (CT) a gas natural es nula, mientras que los de los otros tipos de centrales se someten a un régimen auditado. El impacto de este Decreto Supremo se profundiza en el inciso 1.1.4 El Despacho Económico.

En el 2006 se publicó la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. En esta se abre el mercado mayorista para los usuarios libres y las empresas distribuidoras además de las generadoras, cuya participación había sido exclusiva hasta la fecha. En este sentido, se crearon las licitaciones de compra de energía de las empresas distribuidoras para abastecer a los usuarios regulados con precios eficientes. También se modificaron las metodologías de los proyectos de transmisión, garantizando la rentabilidad de las empresas ganadoras de las licitaciones de los grandes proyectos de transmisión e impulsando la inversión de los agentes en las líneas de transmisión [16].

Más adelante, el Decreto Legislativo N° 1002 de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, publicado en el 2008, declaró de interés nacional el desarrollo de generación eléctrica con RER. Se estableció un costo marginal de cero para las centrales RER, por lo cual tendrían prioridad en el despacho. Adicionalmente, este DL abrió puertas a las subastas RER organizadas por el MEM, las cuales permitieron incrementar la participación de energía renovable en la matriz energética peruana a un precio fijo, garantizado por el Estado. Los ganadores de las subastas despacharían toda la energía adjudicada al precio subastado y despacharían en el Mercado Spot a costo marginal sus excedentes de manera prioritaria. La diferencia entre el precio de

subasta y el costo marginal se agregaría al Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión [17].

Ese mismo año se publicó el Decreto de Urgencia N° 049-2008 debido a la crisis de costos marginales que se vio en el Mercado Spot en esos meses (promedio anual de 88 USD/MWh [7]). Este Decreto de Urgencia aprobó que se calculen los costos marginales de las centrales térmicas a gas en un escenario sin restricción de producción ni transporte del gas natural, ni de transmisión eléctrica. Además, se estableció un límite superior que los costos marginales no podrían sobrepasar, y la diferencia entre los costos variables reales y el límite superior fue cubierta en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión [18].

En el 2018 se autorizó la publicación del proyecto del Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Generación Distribuida y su Exposición de Motivos. En este se plantea la incorporación, operación y régimen comercial de la generación distribuida, sentando las bases para que cualquier interesado pueda participar de esta actividad [19]. Anterior a la aprobación de dicho Decreto Supremo, la actividad de generación se restringía a generadores, usuarios libres o personas que contaban con una autorización o concesión de generación eléctrica interconectada con el SEIN. Si bien el proyecto no ha sido aprobado, la publicación del mismo comprueba la intención de las autoridades de impulsar la generación distribuida y, quizás, otras tendencias de la industria energética que permitan una red más integrada, dinámica y eficiente.

En el 2019 se aprobó la modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 26 “Cálculo de la Potencia Firme” con la Resolución del consejo directivo de Osinergmin N° 144-2019-OS/CD, en la cual se estableció la fórmula para otorgar potencia firme a las centrales de recurso eólico, solar o mareomotriz, que hasta la fecha tiene un valor de cero. La potencia firme permitiría que las RER puedan pactar PPAs con usuarios libres o empresas distribuidoras y reciban ingresos por potencia, haciéndolas más rentables. La fórmula a utilizar sería:

$$PF = \frac{\sum_{i=1}^h EG_i}{h} [20] \quad (1.1)$$

Donde:

PF: Potencia Firme

EG_i: Producción de energía de la Central RER durante las horas punta del Sistema i de los últimos 36 meses. En caso de no disponer de esta serie, se hará uso de los meses históricos inmediatos que se tengan disponibles.

h: Total de horas punta del Sistema durante los últimos 36 meses

En cuanto a proyectos de ley promovidos por el Poder Legislativo, se han dado algunos que han causado conmoción en los participantes del mercado. Los Proyectos de Ley N° 3110/2017-CR y N° 2320-2017-CR propuestos por Acción Popular y el grupo intermedio del Grupo Parlamentario Fuerza Popular respectivamente, titulados “Ley que Establece Veracidad y Transparencia en la Generación de Electricidad Garantizando la Corrección en las Tarifas y Promocionando la Inversión e Innovación Tecnológica en el Sector de Energía” [21] y “Ley que Establece Eficiencia en Generación y Precios de Electricidad Garantizando Tarifa Justa para el Usuario” [22]. Ambos proyectos hacen referencia a la declaración de precios de gas que sirven para el cálculo y orden del despacho eléctrico, proponiendo la derogación del D.S. N° 016-2000-EM y el fin del régimen de despacho marginalista. Los proyectos ley establecen que la programación de la generación (despacho) será determinada con los costos reales y totales incurridos por las generadoras para la producción de electricidad, y con la eficiencia de cada unidad de generación, valores que serían auditados por Osinergmin cada año. Esto significaría que el despacho dejaría de depender de los costos marginales y pasaría a basarse sobre los costos totales de generar electricidad, sean fijos o variables.

Finalmente, en el año 2018, se publicó la Resolución Ministerial del MEM N° 271-2018-MEM/DM que resolvió la aprobación del proyecto de Decreto Supremo que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE). Este proyecto busca modificar

los artículos 137 y 137-A del RLCE que describen la modalidad de recaudación de los peajes que remuneran el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT). Actualmente estos artículos dictan que la recaudación se determina en el momento de la Máxima Demanda Coincidente (MDC), como el producto de la MDC de cada cliente y el Peaje por Conexión según las fórmulas de reajuste [23]. Se planteó indexar la recaudación sobre la cantidad de energía consumida mensual de cada cliente, argumentando que la elasticidad del consumo energético es menor al consumo de potencia y por ende habría condición de igualdad entre los usuarios [24].

Todos los casos mencionados se encuentran aún en condición de proyecto, siendo objeto de discusión y debate entre los participantes del sector eléctrico de carácter tanto privado como público. Cabe mencionar que estos se originan dentro de un contexto de tensión entre las empresas privadas debido a la situación de sobreoferta eléctrica, por lo que algunos proyectos pueden ser fruto de intereses privados o competencia comercial. Para casos de la presente investigación, estos proyectos aumentan la incertidumbre del marco regulatorio en el que se desenvuelve la generación de electricidad.

1.1.2 Ley de Oferta y Demanda

El funcionamiento del mercado eléctrico se basa en las características físicas de la electricidad. La inmediatez del sistema causada por la imposibilidad de almacenamiento de energía eléctrica origina que la oferta deba ser consumida por la demanda obligatoriamente de manera instantánea. Esto significa que no existe una diferencia entre la cantidad de energía producida y la consumida a excepción de las pérdidas [25], las cuales son tomadas en cuenta en el momento de la planificación y despacho. Este concepto de equilibrio entre la oferta y demanda se vuelve crucial al momento de la operación, pues el desequilibrio se manifiesta físicamente en las redes por medio de fluctuaciones de la frecuencia de las ondas eléctricas; fluctuaciones que pueden ocasionar daños en la infraestructura energética, maquinaria de los usuarios, o incendios con consecuencias nefastas.

La oferta eléctrica es la cantidad de energía eléctrica disponible de todas las centrales de generación conectadas en un mismo sistema. La disponibilidad de la oferta varía a lo largo del día, las estaciones, ciclos hidrológicos y años, dependiendo de la estructura de la matriz energética. Actualmente existen amplios estudios que pueden predecir el comportamiento climatológico que influencia la generación con fuentes naturales, por lo que la cantidad de electricidad de la oferta es relativamente sencilla de calcular en cualquier momento. Y, ya que los proyectos de generación son parte de una planificación previa, la oferta también puede ser pronosticada con relativa exactitud.

La demanda, en contraste, es difícil de predecir, especialmente la demanda expansiva. La electricidad tiene la particularidad de ser un producto que no tiene valor por sí mismo, pero brinda servicios por medio de artefactos que requieren electricidad a diversos tipos de clientes [26]. Esta diversidad en tipos de usos eléctricos puede dar una división en tres principales segmentos: La demanda residencial, comercial & industrial, y la demanda de los grandes proyectos expansivos. Dependiendo del tipo de uso que haga cada cliente, se puede estimar un perfil de consumo a nivel diario, semanal, mensual, estacional y anual. La estimación de las demandas futuras es de vital importancia para la planificación en el sector eléctrico. Esto se debe a que la oferta debe estar equilibrada con la demanda, las líneas de transmisión deben soportar la capacidad requerida y en general, los proyectos (Oferta) de energía suelen tardar varios años en ser ejecutados.

La curva de la oferta (según el modelo económico de oferta y demanda) se representa usualmente con el costo variable de energía en el eje vertical y cantidad de energía en el eje horizontal. De esta manera, existen tecnologías “base” que conforman esta curva, aquellas que tienen prioridad en el despacho de electricidad, ya sea por una decisión regulatoria o por sus bajos costos variables y que están en la base de la curva de oferta (ver Figura 1.2). También se puede graficar con la cantidad de potencia instalada a lo largo de los años con el objetivo de observar la evolución de la oferta de potencia. En la Figura 1.3 se puede ver un ejemplo.

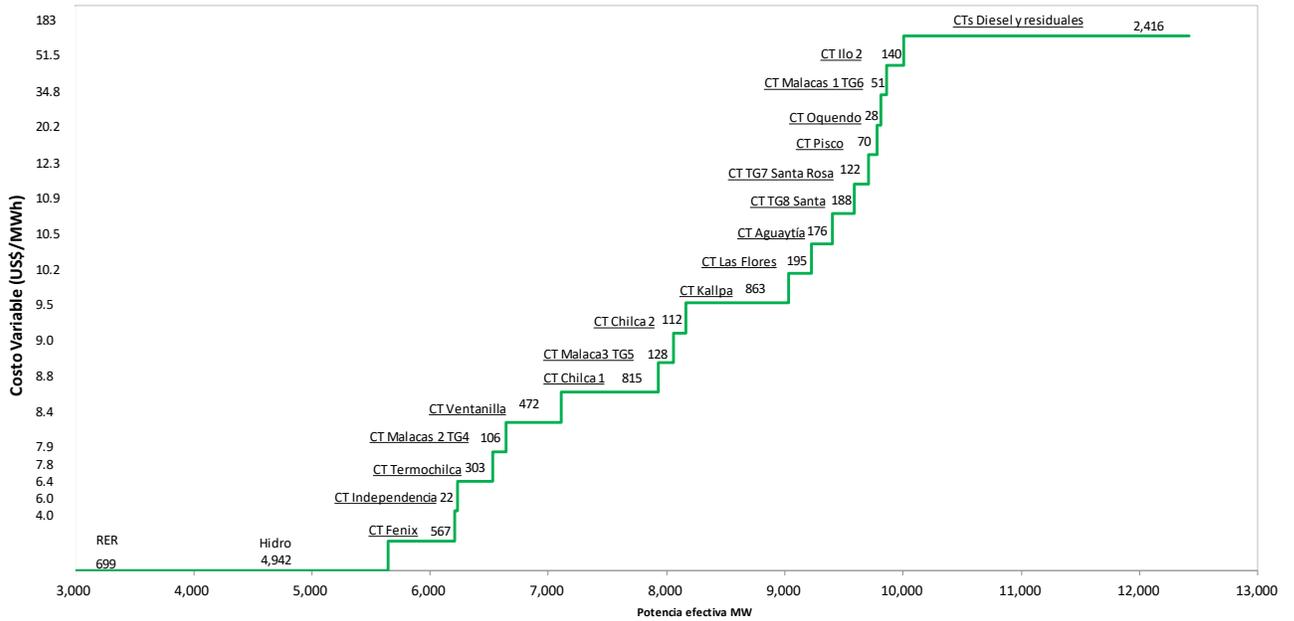


Figura 1.2 Curva de oferta de eléctrica
Fuente: Laub & Quijandría. Reporte del Mercado Eléctrico [27]

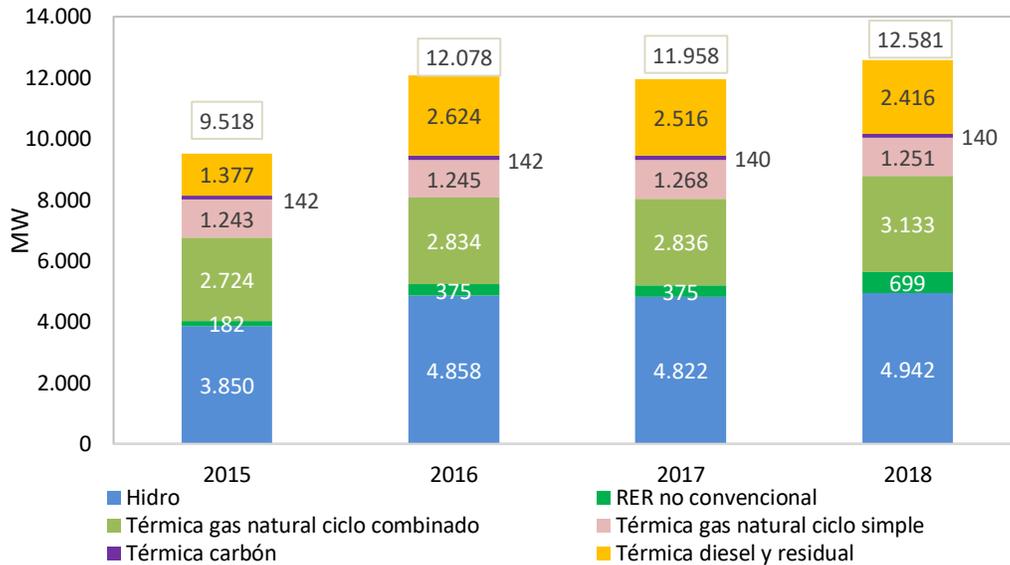


Figura 1.3 Evolución de la potencia efectiva del parque generador del Perú 2015-2018
Fuente: COES. Elaboración: Laub & Quijandría [27]

La demanda, por otro lado, no suele graficarse con el precio de la electricidad porque este no tiene mucha influencia en la cantidad de electricidad demandada; es decir, la electricidad es casi completamente inelástica [25]. Este tipo de gráfico solamente se utiliza para marcar el precio de la unidad marginal (ver Figura 1.4).

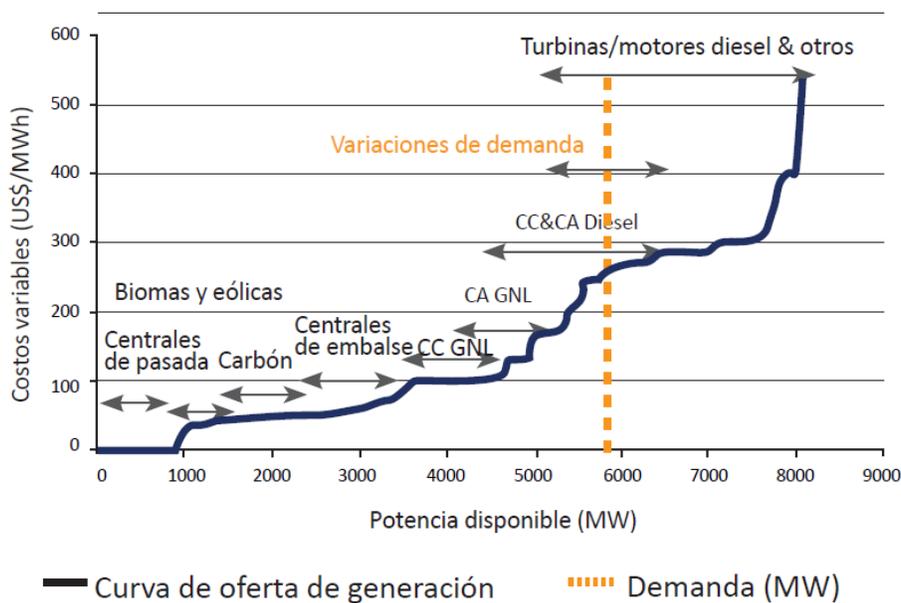


Figura 1.4 Curva de oferta y demanda
 Fuente: Osinergmin. La Industria de la electricidad en el Perú [12]

La demanda puede calcularse según la energía requerida en un rango de tiempo diario, mensual, estacional o anual, en cuyo caso se grafica mediante un perfil de carga. El perfil de carga tiene la demanda eléctrica en unidades de potencia en el eje vertical y el tiempo en el eje horizontal, dando como resultado la energía en el área bajo la curva y la demanda máxima como el punto máximo de la curva, como se puede apreciar en la Figura 1.5.

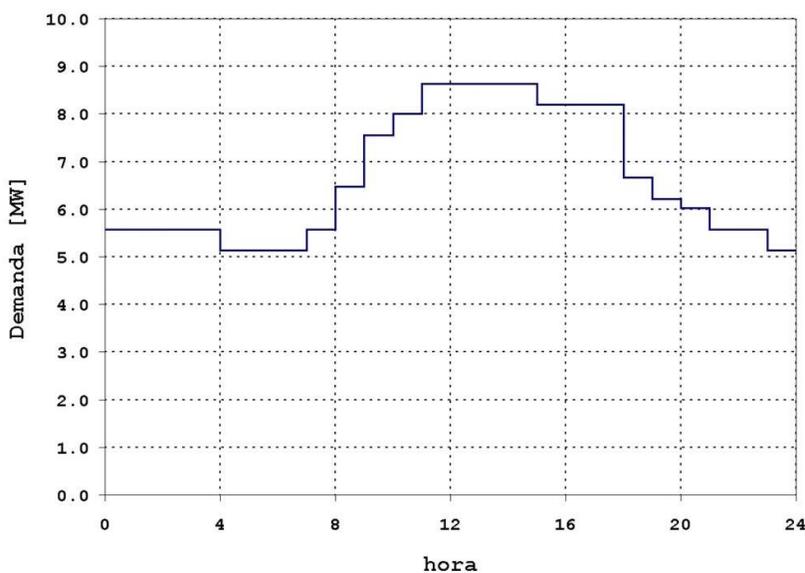


Figura 1.5 Perfil de carga diario
 Fuente: Sector Electricidad. Evaluación de la distribución de la energía eléctrica por medio de curvas de duración [28].

También se puede graficar en una curva de duración de carga, la cual cuenta con la potencia demandada en el eje vertical ordenada de modo descendente y la duración que cada potencia demanda en el eje horizontal a lo largo de un rango de tiempo específico (diario, anual, etc.). La Figura 1.6 muestra un ejemplo de curva de duración diaria para un caso hipotético. Esta curva tiene gran utilidad para estudiar y planificar la oferta de potencia y los tipos de generación que se requieren, pues se muestra cuánta potencia y por cuánto tiempo se necesita suministrar [25].

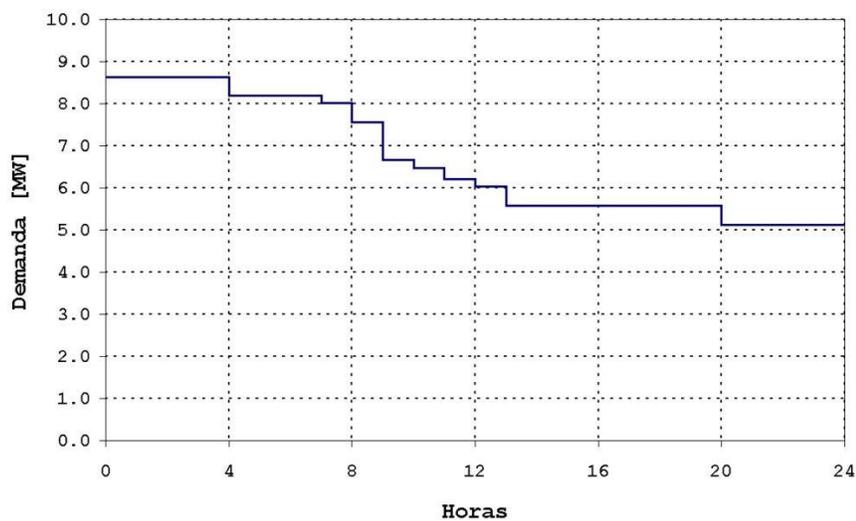


Figura 1.6 Curva de duración de carga

Fuente: Sector Electricidad. Evaluación de la distribución de la energía eléctrica por medio de curvas de duración [28].

1.1.3 La Generación Eléctrica

Según la LCE, la actividad de generación eléctrica puede ser ejercida por cualquier persona natural o jurídica que cuente con una concesión definitiva, una autorización, o no requiera ninguna de estas (las centrales de potencia instalada menor a 500 kW no requieren concesión ni autorización) [14].

En general, la generación se desenvuelve en un mercado de libre competencia. Sin embargo, por temas de planificación y de seguridad energética, el Estado cuenta con ciertos mecanismos de promoción de la generación eléctrica. En primer lugar, Proinversión lanza

licitaciones de centrales eléctricas de gran envergadura con el objetivo de adjudicar cierta potencia y energía a una o más centrales hidroeléctricas a un precio firme. Estas centrales abastecen al Servicio Público de Electricidad, por lo cual estas generadoras firman contratos de venta de energía por un plazo determinado con las empresas distribuidoras.

En el caso de la generación con fuentes RER, el Estado diseñó un sistema de subastas RER para garantizar sus ingresos por ventas de energía con el objetivo de incrementar la participación de fuentes renovables en la matriz energética peruana. En el Perú, mediante el Decreto Legislativo N°1002 de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, se estableció prioridad en el despacho para las centrales RER bajo un costo marginal de cero, hasta alcanzar la participación objetivo de 5% de electricidad proveniente de energía renovable [17]. En vez de comercializar su energía libremente, las plantas RER aseguran su venta de electricidad a un precio fijo otorgado en una subasta según los requerimientos de potencia y energía que el MEM determine, por lo cual el despacho base en el SEIN es la energía solar y eólica.

Por último, las empresas generadoras pueden obtener una concesión o autorización de generación por sí mismas sin un incentivo de precio garantizado. Las empresas generadoras pueden suscribir PPAs con empresas distribuidoras por medio de una licitación pública o con usuarios que califiquen como libres. Desde la aprobación del Decreto Supremo N° 022-2009-EM del Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, los usuarios cuyas demandas máximas superen los 200 kW pueden elegir su condición de regulado o libre [29]. Evidentemente, estas solo construirán centrales de generación si tienen asegurada la venta de energía por medio de contratos de largo plazo con sus clientes, o si se observa un escenario de un incremento inevitable en la demanda y poco crecimiento de la oferta.

Las generadoras participan de dos mercados diferentes dentro del ámbito eléctrico. En primer lugar, participan de manera exclusiva del mercado de corto plazo, el Mercado Spot en el cual las centrales van entrando al despacho según la demanda lo requiera, en orden de menor a mayor costo marginal. En el Mercado Spot las generadoras tienen flujos positivos al inyectar energía a la red, es decir, cuando despachan electricidad, lo cual resulta en un saldo positivo igual a la cantidad de electricidad inyectada por el costo marginal de corto

plazo del SEIN. El costo marginal que se toma en cuenta en un determinado momento es el de la última central que inyectó, por lo que todas las centrales que se encuentran en ese momento despachando reciben ese mismo precio por su electricidad. Así, las centrales cuyos costos marginales sean menores al del SEIN reciben un precio mayor que el de sus costos variables, recompensando la eficiencia de sus centrales.

Por otro lado, las generadoras obtienen flujos negativos cuando uno de sus clientes toma energía para su consumo, los cuales equivalen a la electricidad consumida por el costo marginal del sistema en ese instante. Estas transacciones son calculadas y valorizadas por el COES mensualmente, quien determina los montos netos que cada empresa debe pagar o cobrar según sus aportes a las demás generadoras que obtuvieron valorizaciones netas negativas o positivas respectivamente.

La metodología del despacho del mínimo costo no tiene en cuenta los precios acordados por las generadoras con sus clientes, el Mercado Spot es independiente a estos precios y solamente considera los costos marginales los cuales son actualizados cada quince minutos. Por esto, además de participar del Mercado Sport, los generadores participan del Mercado Libre o Mercado de Contratos, en el que firman contratos con los usuarios con respecto al suministro de energía y potencia por un plazo de tiempo acordado, según su disponibilidad de generación de energía y la potencia firme de la planta. Cada mes los generadores facturan la cantidad de energía y potencia consumida por el cliente al precio del contrato, lo cual significa un flujo positivo para los generadores.

De esta manera, los ingresos que reciben son los ingresos en caso despacharon electricidad en el Mercado Spot y los ingresos mensuales de sus PPAs, mientras que los desembolsos que deben asumir son los flujos negativos de los consumos de sus clientes a costo marginal. En la siguiente figura se puede observar un resumen de las transacciones de las empresas generadoras en el mercado eléctrico peruano.

		Mercado Spot		Mercado PPA
		<u>Ingresos</u>	<u>Egresos</u>	<u>Ingresos</u>
Potencia	Costo Fijo (Inversión)	Potencia Firme (inyección) x Precio de Potencia	Potencia Coincidente (Retiro) x Precio en Barra	Potencia Comercial x Precio Acordado
Energía	Costo Variable	Producción de Energía (inyección) x cmg	Consumo de Energía x cmg	Energía Comercial x Precio Acordado
		Productor		Comercializador

Figura 1.7 Ingresos y egresos en el negocio de generación eléctrica
Fuente: Laub & Quijandría [27].

1.1.4 El Despacho Económico

El despacho eléctrico es la actividad de suministrar electricidad a la red. En el Perú, el COES se encarga de coordinar el despacho eléctrico según las programaciones semanales y diarias y las reprogramaciones diarias de la demanda. La decisión de despacho se basa actualmente bajo la premisa de mayor eficiencia económica.

Desde un punto de vista sistemático, la mayor eficiencia económica se dará con el costo mínimo de operación del sistema en cualquier momento, sin importar el costo que significó alcanzar el nivel de oferta actual. Por este motivo, el orden de despacho depende únicamente en el costo de producir una unidad de energía adicional y no del costo total de producción [30]. El costo de generar una unidad de energía adicional es el costo marginal de la unidad generadora, el cual se puede entender como el adicional de aumentar la producción actual en una unidad más, sin tener que considerar costos como el arranque ni la operación, pues se estima en un contexto de operación normal. El COES prioriza el despacho de electricidad de las centrales con menor costo variable en la programación, dando así lugar a las transacciones del mercado de corto plazo, el Mercado Spot.

El costo variable depende del tipo de generación de la central. Para una CT, el costo variable es fundamentalmente el costo del combustible y en menor participación, los costos no combustibles variables de operación y mantenimiento. En una CH, el costo variable supone el pago por el uso del recurso hídrico [23] y los costos asociados a los sólidos suspendidos [31]. Para centrales que no usan combustibles sino recursos naturales como la solar o eólica, el costo variable es únicamente el desgaste de las máquinas, es decir un valor muy cercano a cero.

Este diseño de despacho supone que los costos marginales son positivos y diferentes, priorizando las centrales que pueden operar a mayor eficiencia para que toda energía que se consuma sea la más eficiente del sistema [32]. Esto da a entender que el sistema de despacho por costos marginales se basa en el funcionamiento de centrales cuyos costos marginales cumplen estas características y no en aquellas cuyos costos variables son cero, cercanos a cero, o incluso negativos. Esto último usualmente ocurre en centrales RER como es el caso de ciertas centrales fotovoltaicas, en las cuales en algunos momentos es preferible y económicamente razonable desde el punto de vista de las empresas generadoras, asumir un pago por seguir operando e inyectando energía a la red, ya que apagar los equipos significa un costo mayor.

Sin embargo, debido a las subastas RER, sus costos marginales no son tomados en cuenta para el despacho, sino que se prioriza su producción y se les remunera el precio fijado en la subasta. En caso de que las RER entraran en la libre competencia del negocio de generación, se debe evaluar qué modalidad de despacho será el indicado para su integración en el mercado eléctrico; si se continúa con el esquema de mercado liberalizado, los costos marginales tenderán a disminuir debido a los casi nulos costos marginales de las RER, pero incrementará su volatilidad por la intermitencia de la producción con recursos como el solar o eólico [32].

El COES define la metodología del cálculo de los costos variables en el Procedimiento Técnico N°31 para los diversos tipos de unidades de generación. Para las CH, los costos variables se calculan con la siguiente ecuación:

$$CVH = CUE + VSS [31] \quad (1.2)$$

Donde:

CVH: Costos variables de las Centrales Hidroeléctricas

CUE: Compensación única al Estado por el uso de los recursos naturales provenientes de fuentes hidráulicas.

CVSS: Costo variable incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.

Po otro lado para las centrales termoeléctricas se calcula el costo variable con:

$$CV = CVC + CVNC [31] \quad (1.3)$$

Donde

CV: Costo Variable

CVC: Costo Variable Combustible

CVNC: Costo Variable No Combustible

El CVC de cada planta depende del costo del combustible, el consumo específico de calor de la central y el poder calorífico inferior del combustible. El CVNC consiste en los costos variables de operación no combustible (aceite lubricante, inyección de agua para ciclos combinados, etc.) y el del mantenimiento.

Estos costos deberían ser provistos por las generadoras al COES con un informe sustentatorio del origen de estos valores [23]. Sin embargo, el Decreto Supremo N° 016-2000-EM estableció que para las CT de gas natural el costo del combustible consiste, a partir de su aprobación, en un precio único declarado de los costos de suministro, transporte y distribución del gas natural en el punto de entrega, con una fórmula de reajuste e información relativa a la calidad del combustible [15]. Entonces, los costos variables combustibles de las centrales a base de gas no tendrían que ser justificados, sino simplemente declarados. Esto dio inicio a un declive paulatino en el costo marginal del sistema, pues el tener la libertad de declarar un costo, las generadoras podían bajar sus costos marginales para poder entrar a

despachar en el mercado de corto plazo y recibir ganancias adicionales a las de sus contratos privados.

El esquema de declaración de precios de gas natural se defiende además en el régimen de compra de este combustible debido a los contratos de *take or pay* con las empresas de suministro, transporte y distribución [27]. Los contratos *take or pay* consisten en un modelo de compra y venta, en el cual el comprador se encuentra obligado a pagar por el producto aunque no lo consuma, significando que tanto el suministro, transporte y distribución del gas natural no dependen de la cantidad de gas que utilice la empresa generadora, sino que se paga una misma cantidad todos los meses por estos servicios. Bajo este esquema de contratación, las empresas generadoras con gas natural fundamentan que el precio del gas no es un costo variable, sino fijo.

En el 2017 se publicó el DS N°043-2017-EM en el cual se instauró un mínimo en el precio declarado del gas natural con la ecuación (1.4). No obstante, se sigue obteniendo costos marginales deprimidos de 23.5 PEN/MWh como promedio de enero a abril en el 2019 [8].

$$PMGN_i = \left(1 - \left[\frac{CDC_i}{24 \times \sum_j (Pef_{ij} \times CeC_{ij})} \right] TOP \right) PSG \quad [33] \quad (1.4)$$

Donde:

PMG_{Ni}: Precio mínimo de gas natural para el Generador i (USD/MMBTU), entendiéndose por “Generador i” al titular de generación.

CDC_i: Cantidad diaria contractual del Generador “i” (MMPCD).

Pef_{ij}: Potencia Efectiva de la unidad de generación “j” utilizando gas natural, perteneciente al Generador “i” (kW).

CeC_{ij}: Consumo específico de calor de la unidad de generación “j”, perteneciente al Generador “i” (convertido en MPC/MWh).

TOP: Porcentaje del consumo diario contratado sujeto a la condición “take or pay”, que el generador está obligado a pagar independientemente de su consumo efectivo (%).

PSG: Es el precio de suministro de gas natural (no incluye transporte y distribución), incluido los descuentos aplicables.

1.1.5 Línea Base – Situación actual de la generación eléctrica

1.1.5.1 Potencia Instalada

El parque generador en el Perú al año 2018 tenía una potencia instalada de 14 790 MW, de la cual el 59.8% corresponde a CT, 35.8% a CH, y 4.5% a centrales RER. En la siguiente figura se muestra la evolución de la potencia instalada por tipo de generación desde 1997 hasta 2018.

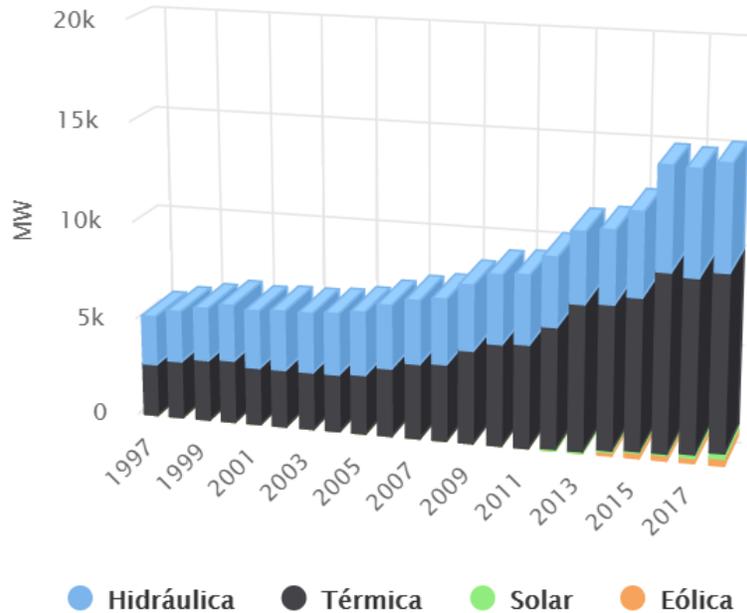


Figura 1.8 Evolución de la potencia instalada nacional
Fuente: Osinergmin. Observatorio Energético Mínero [34]

1.1.5.2 Potencia efectiva

La potencia efectiva al 2018 es de 13 980.5 MW. En la Figura 1.9 se puede ver la participación de la potencia efectiva de cada tipo de generación.

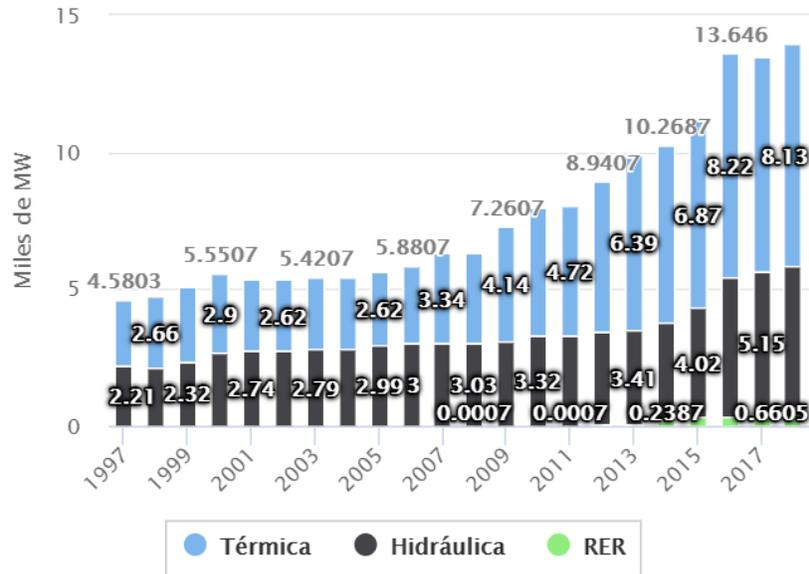


Figura 1.9 Evolución de la potencia efectiva nacional
Fuente: Osinergmin. Observatorio Energético Minero [34]

1.1.5.3 Producción de energía eléctrica

La evolución de la producción de electricidad según el tipo de generación se puede observar en la Figura 1.10. En el 2018 la producción total anual fue de 50 816.8 GW.h [35]; 57.8% fue de las CH, 37.8% de CT, 2.9% de centrales eólicas (CE) y 1.5% de centrales solares (CS).

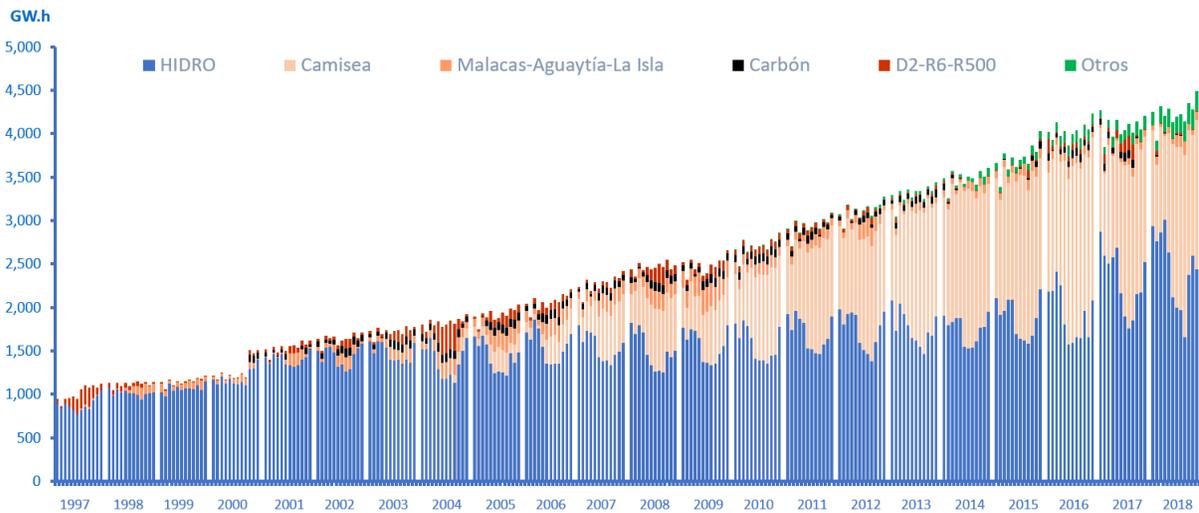


Figura 1.10 Evolución de la producción eléctrica según tipo de generación
 Fuente: COES. Estadística anual 2018 [36]

1.1.5.4 Curva de duración de carga

La curva de duración de carga para el año 2018 se muestra en la Figura 1.11.

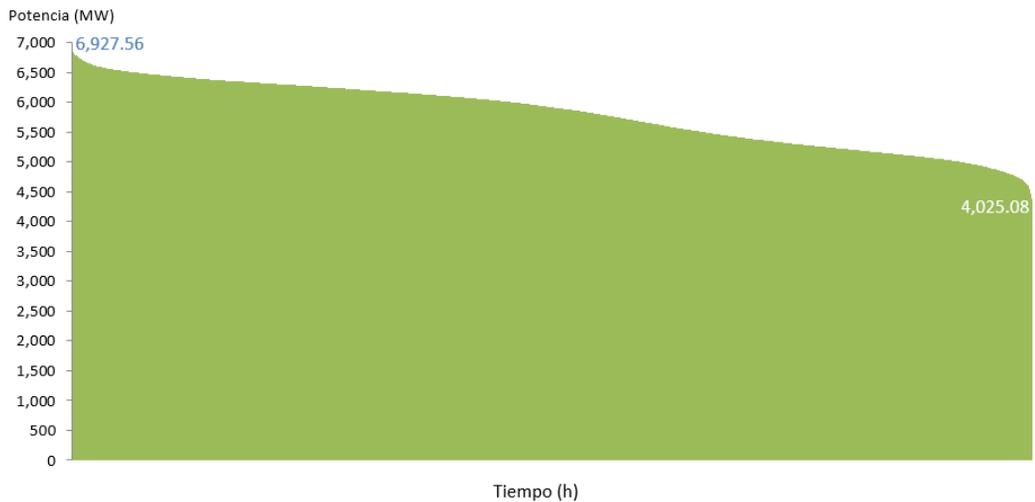


Figura 1.11 Curva de duración de carga 2018
 Fuente: COES. Estadística anual 2018 [37]

1.1.1.1 Perfil de carga

Los perfiles de carga diarios para los días de la mínima y máxima demanda del 2018 se observan en la Figura 1.12.

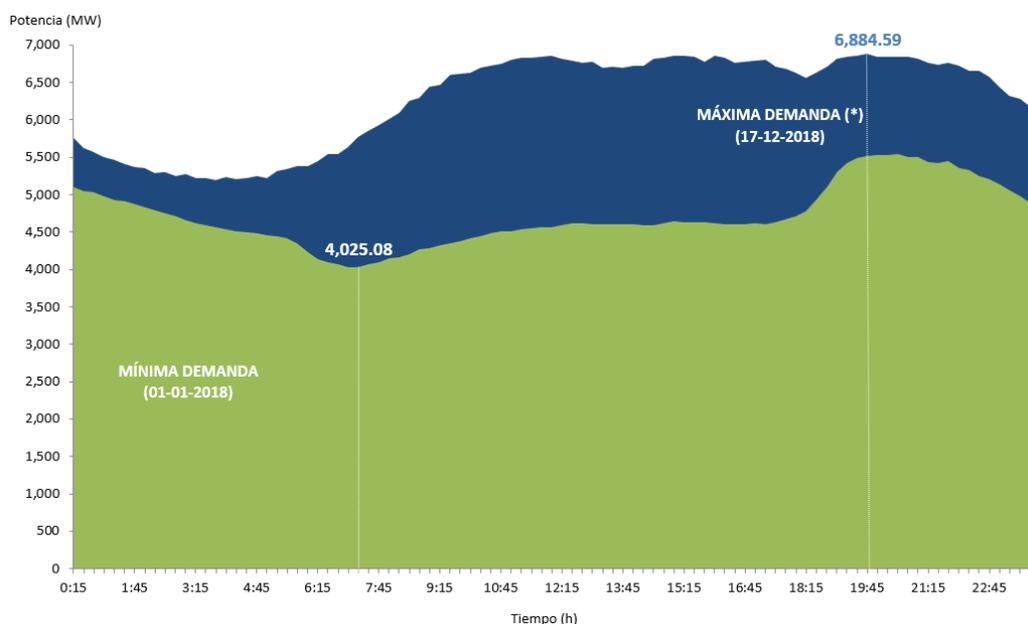


Figura 1.12 Perfil de carga del día de la mínima y máxima demanda del SEIN 2018
Fuente: COES. Estadística anual 2018 [37]

1.2 Proyecciones de Oferta y Demanda

1.2.1 La Proyección de la Oferta

La oferta de electricidad se basa en la cantidad de plantas de generación que se encuentran en operación en el Perú, sus potencias efectivas y la cantidad de horas que pueden producir electricidad (factor de planta). La oferta en un momento determinado es conocida y, como se vio en el inciso anterior, manejada por el COES para que la electricidad llegue a cubrir la demanda. El futuro de la oferta puede calcularse en base a los proyectos de generación que existen en planificación, estudio o construcción. Ya que la LCE dicta que se requiere una autorización o concesión para construir una planta de generación de potencia instalada superior a 500 kW [14], los organismos de planificación, regulación y operación del sistema disponen de esta información en todo momento.

El COES realiza una proyección de oferta para el estudio del Plan de Transmisión. La metodología que utilizan es la estimación de la fecha de ingreso en operación comercial mediante la recolección de los estudios vigentes y actualizados de los proyectos. Para realizar

los diagnósticos previos al Plan de Transmisión, el COES lanza una convocatoria de recolección de información del estatus de los proyectos, a la cual los gestores de dichos proyectos tienen obligación de responder antes de la fecha límite establecida. Luego, realiza una proyección de corto y largo plazo. Para el diagnóstico de corto plazo, en el periodo 2021-2024, el COES asume la fecha contractual de ingreso en operación comercial en los proyectos que resultaron de una subasta o una licitación. En caso de no pertenecer a este grupo, se evalúa el estudio de Preoperatividad y se estima la fecha de ingreso en operación comercial según el avance del proyecto y los procesos pendientes [5].

En el caso del largo plazo, la metodología es distinta, ya que involucra mayor nivel de incertidumbre que debe ser manejada por otros medios. En el estudio, el COES no establece una única proyección determinada para hacer el Plan de Transmisión, sino que plantea diversos escenarios y evalúa las medidas necesarias para adecuarse a las posibilidades inciertas de la oferta futura. En primer lugar, crea un sistema de evaluación para cada proyecto de generación hidroeléctrica según la capacidad financiera del concesionario, nivel de estudio del propietario, posición socioambiental y estado de concesión. Luego, se clasifican todos los proyectos conocidos en grupos según su nivel de certeza de ejecución. Se consideran además variaciones en la composición de los tipos de generación y priorización de generación por zonas. Con estas variables crea múltiples futuros de contribuciones según el tipo de generación y zona para cada escenario.

Es importante mitigar estas fuentes de incertidumbre, pues finalmente las autorizaciones y concesiones de oferta energética se basan en la demanda existente y pronosticada y en el contexto integral del proyecto. Estas incertidumbres deben ser tomadas en cuenta, especialmente en un sector que interactúa con tantos agentes y que el impacto de una decisión recae sobre millones de personas. En este caso, la mitigación se trata de realizar por medio de escenarios. Los escenarios deben considerar variables como la demanda nacional; disponibilidad del abastecimiento del gas natural, recurso cuya participación aproxima el 40% en la generación [10]; lanzamiento de las subastas RER o mecanismos de incentivo a las energías limpias o no convencionales; precio de las centrales RER, que podrían causar un incremento de participación en la matriz o por el contrario, una escasez de

desarrollo en el ámbito; y por último, las condiciones sociales y medioambientales que podrían ser críticas para la decisión entre la aprobación y archivamiento del proyecto.

Además de evaluar los proyectos de generación en planificación, se deben evaluar los futuros de hidrología debido a la gran participación de la energía hidráulica en la matriz energética peruana. Debido a que la disponibilidad hidrológica limita la oferta eléctrica, esta tiene influencia en el costo de operación del SEIN y por ende, puede ser evaluada económicamente [5]. El COES, en el diagnóstico publicado en el 2019 [5] considera tres condiciones de distribución de probabilidad hidrológica histórica de 1965 a 2017: Húmeda, media y seca. Cada una corresponde a los percentiles extremos y medio de 5, 50 y 95 respectivamente.

En la siguiente tabla se puede ver el pronóstico del COES de la oferta de potencia efectiva en el corto plazo con los proyectos comprometidos.

Año	Potencia efectiva SEIN+SA (MW)
2019	14,133
2020	14,375
2021	14,470
2022	14,480

Tabla 1.1 Proyección de oferta de potencia efectiva del SEIN y Sistemas Aislados de corto plazo 2019-2022
Fuente: COES. Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, Periodo 2021-2030. [5]
Osinermin. Evolución de la potencia efectiva nacional. [34]

1.1.2 La Proyección de la Demanda

La demanda es el requerimiento de electricidad en todos los usuarios del mercado eléctrico peruano y las pérdidas asociadas que deben tomarse en cuenta. Se mide tanto en energía como en potencia y es la base de todo el sistema eléctrico; si no existiera la demanda por electricidad, no existiría un mercado eléctrico. Al igual que la oferta, esta es monitoreada por el COES en todo momento y es rastreada por medio de medidores instalados en el punto de suministro de todos los clientes. El crecimiento de la demanda eléctrica se divide en dos

componentes: La demanda vegetativa de los usuarios residencias, comerciales e industriales, y las cargas grandes de proyectos industriales (usualmente del sector minería) [5].

La demanda vegetativa se estima con la información de la data histórica de consumo eléctrico de las cargas y su crecimiento. El COES utiliza un modelo econométrico de corrección de errores (MCE) para realizar las proyecciones de demanda vegetativa, el cual considera tres variables: PBI, población y tarifa media. En primer lugar, el COES utiliza la data histórica de ventas de energía de la demanda vegetativa del 1981 al 2017 con el marco regulatorio de abril 2018 obtenido de Osinergmin. Luego, usa los pronósticos de PBI de distintos escenarios excluyendo a los proyectos expansivos que fueron realizados por la empresa Macroconsult con data desde 1994. Utiliza información de la población del Perú de 1981 a 2017 sin considerar a la población de Loreto y Ucayali, ya que estos departamentos son representados como cargas incorporadas. Finalmente, el COES toma los precios medios entre 1981 y 2017 de las tarifas a los clientes finales y asume que el promedio es estable en el tiempo del estudio [5]. El MCE contempla la información de entrada para determinar una ecuación de largo plazo y de corto plazo, entre las cuales se toma en cuenta el error en la primera ecuación para calcular la segunda.

La demanda de grandes cargas contempla un cálculo aparte y sus consumos no son incluidos en la demanda vegetativa histórica ni en las proyecciones. Para realizar la estimación de los futuros de la demanda según los escenarios planteados, el COES, análogamente a la metodología de cálculo de la oferta, lanza una convocatoria de información a los encargados de los grandes proyectos y a los promotores de nuevos emprendimientos con el objetivo de conocer sus planes de expansión en el tiempo y las fechas de entrada y salida de operaciones de las cargas. Con esto y sus consumos históricos, puede estimar la potencia y energía requeridas en los siguientes años [5].

Aun obteniendo una proyección estadística e información de primera fuente, es evidente que sigue existiendo incertidumbre en ambas partes. En el caso de la demanda vegetativa, es importante considerar la incertidumbre en la estimación del PBI, pues diversos factores pueden rechazar las tendencias como por ejemplo las decisiones políticas, inflación interna y externa, pandemias globales, etc. En el caso de las cargas expansivas, las fuentes

de incertidumbre destacadas son el contexto social de los proyectos industriales mineros, el precio internacional de los metales, la incertidumbre del tiempo de construcción y puesta en marcha, etc.

En la Tabla 1.2 Proyección de demanda de corto plazo 2019-2024 se puede ver la proyección realizada por el COES para el periodo de corto plazo.

Año	Energía		Potencia	
	GW.h	%	MW	%
2019	54,640	6.3%	7,330	4.4%
2020	57,910	6.0%	7,783	6.2%
2021	61,871	6.8%	8,313	6.8%
2022	66,720	7.8%	8,866	6.7%
2023	70,887	6.2%	9,327	5.2%
2024	74,764	5.5%	9,816	5.2%
Promedio 2019-2024	6.4%		5.7%	

Tabla 1.2 Proyección de demanda de corto plazo 2019-2024

Fuente: COES. Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, Periodo 2021-2030 [5]

1.3 Tecnologías de Generación

Las tecnologías de generación difieren entre sí en el mecanismo de transformación de la energía; algunas parten del mismo recurso energético pero se diferencian en el proceso, otras tienen el mismo proceso pero usan distintos recursos. Seguidamente, se hará una revisión de las tecnologías contempladas en la investigación con respecto a costos y tiempos de desarrollo y construcción.

En la siguiente figura se presenta una comparativa de los costos nivelados de energía de las distintas plantas de generación de energías renovables para el año 2010 y 2018 alrededor del mundo del estudio de IRENA. El tamaño de los círculos representa las capacidades de las centrales. Se puede observar que en estos ocho años de estudio, los costos que más han disminuido son los de las tecnologías solares y eólicas.

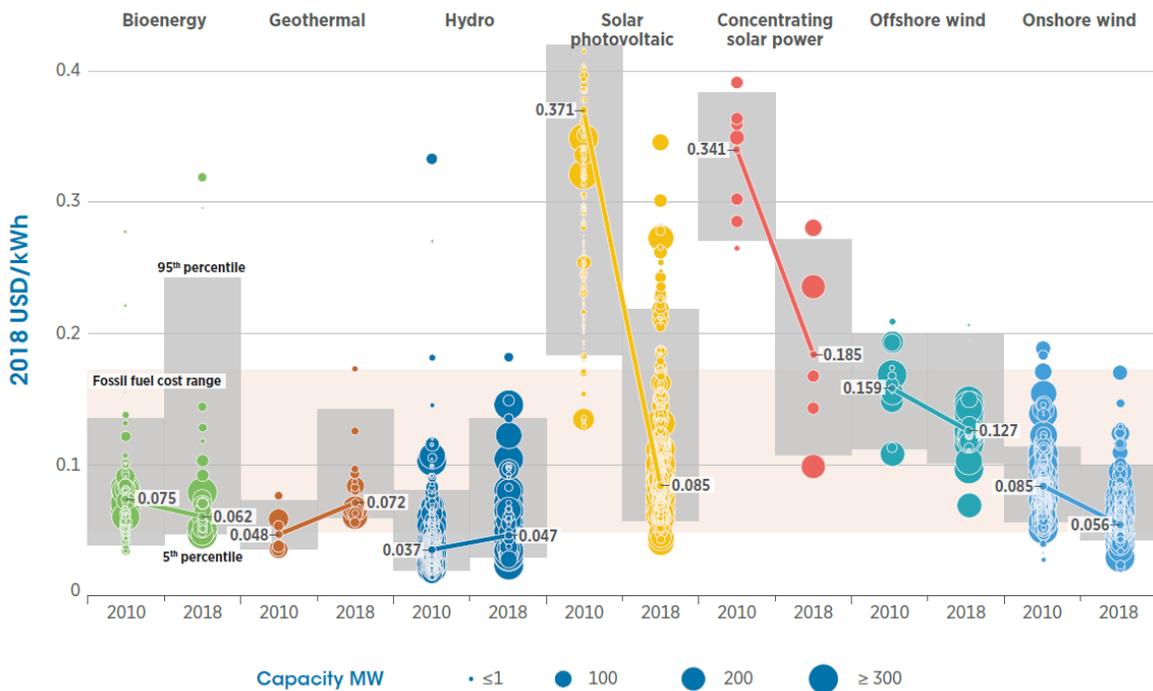


Figura 1.13 LCOE global de plantas de energía renovable de gran escala, 2010-2018
Fuente: IRENA. Costos de Generación Eléctrica de Energía Renovable en 2018. [38]

Además de este estudio, la empresa Lazard realiza también un cálculo de costos nivelados actualizados los cuales se muestran en la Figura 1.14. Este estudio incluye no solamente centrales de energía renovable, sino también se consideran tecnologías convencionales como la hidroeléctrica y las termoeléctricas de combustibles fósiles. Cabe resaltar que estos costos no toman en cuenta costos de importación, de congestión en línea de transmisión, permisología, costos de desarrollo, costos regulatorios ni costos de actividades sociales que en Perú se deben efectuar. Sin embargo, ya que no se considera para ninguna tecnología, es posible comparar estos valores entre sí.

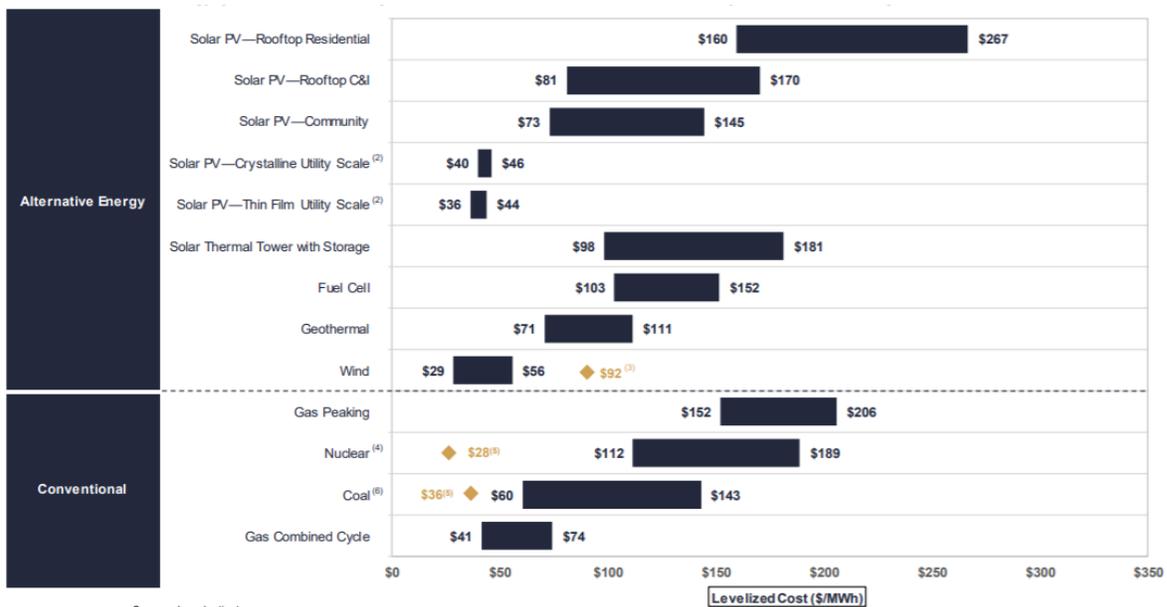


Figura 1.14 LCOE global de distintas tecnologías de generación al 2018
Fuente: Lazard. Análisis de Costos Nivelados de Electricidad de Lazard – Versión 12.0 [39]

1.3.1 Centrales Hidroeléctricas

Al 2018 operaban 68 centrales hidroeléctricas a lo largo del territorio peruano, con una potencia efectiva total de 4 942.4 MW [40]. Existen dos tipos generales de Centrales Hidroeléctricas (CH): CH de presa y CH de pasada. Las CH de presa son centrales que cuentan con un reservorio construido en altura en donde se almacena agua previa a ser turbinada. Esto permite que se regule la cantidad de agua que se utiliza para la generación, pudiendo así controlar también la potencia a suministrar. Estas suelen ser proyectos de varios Megawatts por la complejidad del sistema, la cantidad de inversión requerida y la ingeniería detrás. Las CH de pasada en cambio, no pueden almacenar agua ni controlar su potencia. Estas producen según la llegada del recurso natural y suelen ser más pequeñas que las de presa, la mayoría de las veces teniendo menos de 20 MW. Cabe resaltar que las CH son consideradas RER cuando su potencia no excede los 20 MW.

Las turbinas mayormente utilizadas en la industria en las centrales de recurso hídrico son tres: Turbina Pelton, Kaplan y Francis. En el Perú predomina la turbina Pelton con una potencia instalada del 64% del total de centrales hidroeléctricas, Francis con 36% y el resto

con otros tipos de turbinas. La elección del tipo de turbina depende de las condiciones del recurso hídrico y del ambiente alrededor; por ejemplo, algunos parámetros a considerar son el caudal de agua, la velocidad a la que va y la altura disponible. La Figura 1.15 muestra un diagrama de tipificación de las aplicaciones de cada turbina según el flujo del agua disponible y la altura del proyecto.

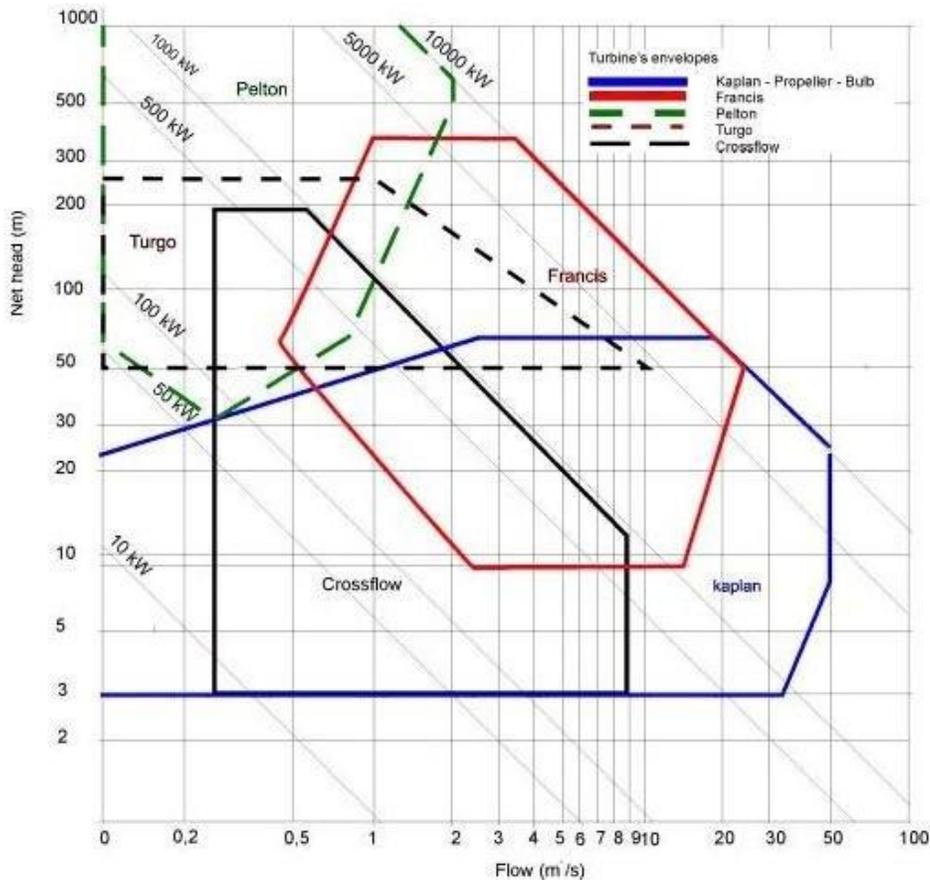


Figura 1.15 Diagrama de selección de turbina según flujo y altura

Fuente: A. Garg et al. Revisión de la Selección Óptima de Turbinas para proyectos Hidroeléctricos [41]

Un estudio realizado por Sovacool et. al [42] analizó los sobretiempos y sobrecostos de distintos tipos de centrales de generación en el mundo (las centrales peruanas no fueron incluidas). Encontraron que las hidroeléctricas de presa toman entre 36 hasta 300 meses en construir y son las que presentaron mayores sobrecostos y sobretiempos con la excepción de las plantas nucleares, con 70.6% de escalación en los costos y 63.7% de sobretiempos (con respecto al planificado). Sin embargo, notaron que el incremento en los sobrecostos muchas

veces era causado por el exceso de tiempo; la inflación, los intereses de los préstamos, cambios en los precios de los materiales y demás que crecen con el tiempo, causaban que finalmente el costo del proyecto aumentara por más de la mitad del pronosticado. Se vio especialmente esta situación para megaproyectos de miles de Megawatts.

1.3.2 Centrales Térmicas a Gas Natural

Las centrales térmicas que usan el gas natural como combustible son 15 en el Perú y representan 4 196.5 MW de potencia efectiva en el parque generador [40]. Los yacimientos explotados que electrizan estas plantas son tres: Camisea, Malacas y Aguaytía. Las CT pueden usar distintas tecnologías para producir electricidad; en el Perú se tienen termoeléctricas de ciclo combinado, ciclo abierto y motores de combustión interna (MCI). Las centrales de ciclo combinado son aquellas que aprovechan el calor residual de los gases de escape de las turbinas de gas para calentar una turbina de vapor y generar eficiencias. Usualmente estas son las de menor costo de entre las térmicas, por lo que son primeras en el despacho eléctrico en este tipo de generación. Las CT de ciclo abierto son las plantas de únicamente turbinas a gas y las de MCI no utilizan turbinas, sino motores.

La participación de gas natural en la matriz energética fue impulsada con la explotación del yacimiento de Camisea en el año 2004, ocasionando un incremento de participación en la producción eléctrica entre el 2005 y 2015 desde 26.2% a 47.6% [12]. Las centrales de gas son las más económicas entre las demás termoeléctricas instaladas en el Perú y brindan seguridad y confiabilidad al SEIN por su disponibilidad y relativos precios bajos, generando además menores emisiones que las térmicas de carbón o diésel. Sin embargo, el gas natural es un combustible fósil cuyo abastecimiento puede peligrar según las reservas en territorio nacional y las condiciones operativas del ducto que lo transporta y es importante reconocer las posibles fuentes para la importación de este recurso. De acuerdo con la disponibilidad del gas natural se deben planificar las centrales térmicas que lo usen, especialmente porque las CT suelen tener tiempos de vida de por encima de 25 años.

1.3.3 Centrales RER

Las centrales RER pueden significar distintos tipos de tecnologías y recursos energéticos. En el Perú, las tecnologías con precedentes de instalación son la solar fotovoltaica, eólica, biomasa y mini hidro, las cuales han aumentado su participación rápidamente en la matriz de producción eléctrica gracias a las subastas RER impuestas por el Estado a 4.5% [35]. Las tecnologías RER han experimentado diferentes tendencias de sobrecostos y sobretiempos que las CH y CT mencionadas; muchas de ellas han sido construidas con un costo menor al planeado y en menor tiempo de lo esperado (especialmente las fotovoltaicas) [42]. Esto se debe a que en realidad, estas centrales no tienen etapas intensivas de construcción de infraestructura (excepto la biomasa) porque en el caso de las CE y CS, los equipos se adquieren listos para la instalación. Además, los costos no tienden a subir, sino más bien a bajar por las eficiencias en el desarrollo de su tecnología y economía de escala.

Logísticamente, las RER parecen ser las indicadas para poder suplir una demanda no satisfecha. No obstante, las CE y CS, que son las más explotadas, coinciden en ser las más intermitentes a lo largo del día. La interrupción constante del suministro eléctrico causa complicaciones en el manejo de las redes de transmisión desde un punto de vista técnico, pues la conexión y desconexión de una planta de capacidad significativa conlleva a altos y bajos de la frecuencia del sistema. Adicionalmente, las intermitencias reducen la seguridad en el abastecimiento eléctrico y la confiabilidad del sistema.

1.4 Las Tendencias Energéticas

Existen muchas tendencias en el sector de la energía; el avance tecnológico dinamiza los sistemas eléctricos continuamente, logrando objetivos de eficiencia, costos, disponibilidad, acceso, etc. Es común que las tendencias o tecnologías emergentes no sean consideradas en los estudios de planificación estratégica a nivel nacional, pues aumenta la incertidumbre de los escenarios del futuro. Sin embargo, experiencias pasadas en temas de nuevas tecnologías en el Perú demuestran que es importante tenerlas en cuenta, como es el

caso de la energía fotovoltaica. En el presente inciso se hará una descripción de la tecnología emergente con mayor potencial de crecimiento en el sector, el almacenamiento eléctrico.

1.4.1 Almacenamiento eléctrico

El almacenamiento de la electricidad es una tendencia que está posicionando en el foco de todos los interesados en el sector eléctrico debido a la veloz caída de precios que están experimentando las baterías, especialmente las de litio. Las baterías pueden proveer muchos tipos de servicios dependiendo del tipo de usuario que las utilice, como se puede ver en la Figura 1.16.

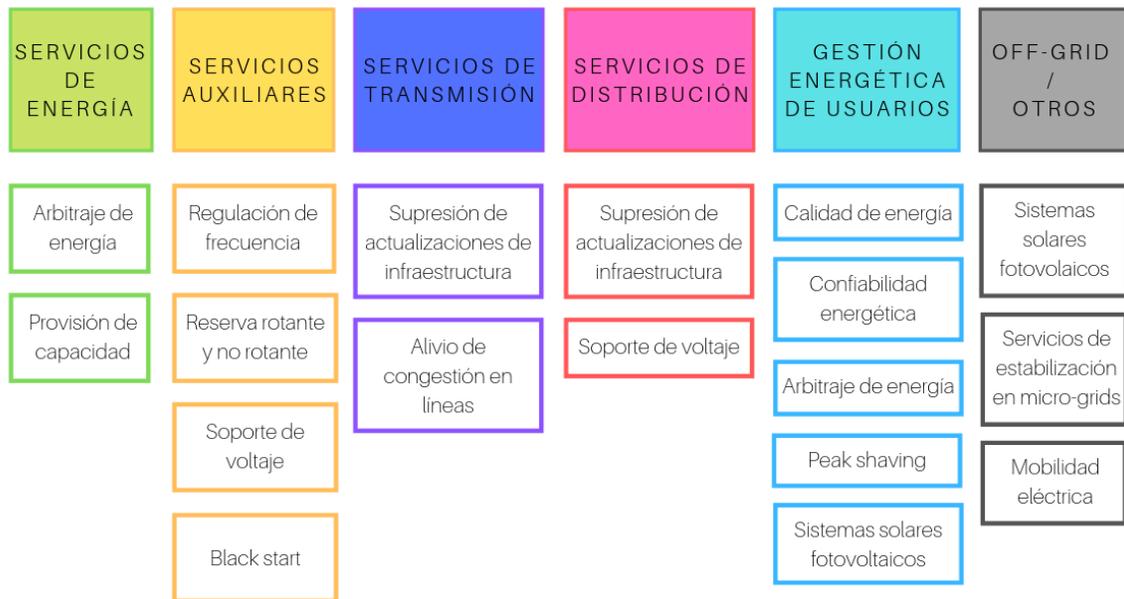


Figura 1.16 El rango de servicios que puede proveer el almacenamiento eléctrico
Fuente: IRENA. Electricity Storage a Renewables: Costs and Markets to 2030 [43]

Para el tema exclusivamente de generación, el almacenamiento puede proveer los servicios de energía y servicios auxiliares descritos en la figura y podrían considerarse los servicios de transmisión y distribución en la decisión de instalar un banco de baterías. Las bondades del almacenamiento se ven realizadas de manera especial cuando se conectan con tecnologías que, coincidentemente, no tienen estas bondades, como las centrales intermitentes de recurso solar fotovoltaico y eólico. En estos casos, el almacenamiento es

crucial para eliminar el concepto de intermitencia en el suministro RER, pues podría garantizar una inyección controlada sin altos y bajos, además de poder trasladar la energía producida durante el día a las horas de la tarde y noche que es cuando la demanda suele mostrar un aumento.

Actualmente existen múltiples sistemas de almacenamiento de energía instalados alrededor del mundo que sirven a distintos propósitos. Los sistemas conocidos como “detrás del medidor” son aquellos que se conectan a la red dentro de instalaciones de los usuarios eléctricos. Usualmente sus usos se concentran en proveer un ahorro en la facturación eléctrica de los clientes, brindar sistemas de respaldo y mejorar la calidad de potencia de sus establecimientos [44]. A finales del 2018 se inauguró el sistema de almacenamiento de energía más grande a la fecha con baterías de litio en Ulsan, Corea del Sur en las instalaciones de la empresa KoreaZinc con el objetivo de brindar mayor autonomía a la empresa en temas eléctricos y reducir su facturación eléctrica [45]. En el 2019 en California se instalaron 6 MWh de baterías de litio en 12 establecimientos de colegios estatales con el objetivo de recortar los picos de potencia en los colegios y reducir los cargos de potencia asociados [46]. Como estos existen diversos sistemas que se encuentran ya operativos en residencias, comercios o industrias.

Los sistemas “delante del medidor” son aquellos que se conectan a la red directamente y son parte de su operación. Estos sistemas suelen ser de mayor magnitud que los de detrás del medidor, pues sus funciones son brindar soporte a la red, regular frecuencia, servir de black start, etc. En los últimos años se ha llegado a la conclusión de que el almacenamiento puede brindar muchos beneficios a las redes, y ha sido objetivo de interés para empresas de transmisión, generación y distribución, así como también para los gobiernos regionales e incluso federales. Por ejemplo, en escala de red, en septiembre del 2019 se inició la operación del proyecto KCE NY 1, el primero de varios sistemas de baterías de litio planificados por la empresa Key Capture Energy. Este sistema aporta 20 MW de los 3,000 MW objetivos de la empresa a la red de Nueva York, proporcionando servicios de balance de red que reemplazan plantas de combustibles fósiles ergo reduciendo emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) [47]. En Lima, la empresa Enel Generación instalará este año el primer sistema de

almacenamiento de energía delante del medidor en su planta térmica de Ventanilla para que suministre el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia [48].

Con relación a la conexión de sistemas de almacenamiento eléctrico en plantas de energías renovables, las mayores sinergias encontradas son con las tecnologías eólicas y solar fotovoltaica. Actualmente existen diversas centrales que utilizan bancos de baterías para aumentar la confiabilidad de suministro de su planta, controlar la calidad de potencia de su central, y movilizar su suministro a horas pico de la red. Por ejemplo, la central Laurel Mountain de la empresa AES Wind Generation cuenta con 98 MW de potencial instalada de fuente eólica y 32 MW de almacenamiento en Virginia [49]; en Tasmania, 250 kW de baterías de litio complementan una planta de energía eólica de 660 kW [50]; en Hurghada se planea construir una planta solar fotovoltaica de 20 MW y 30 GWh de almacenamiento con financiamiento de la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA) [51], [52]; en Andhra Pradesh, se planea construir dos centrales solares fotovoltaicas de 100 MW y 150 MWh de almacenamiento cada una [53]; por último, en Atacama, el Tierra Atacama Hotel & Spa se autoabastece con un sistema híbrido de generación con diésel, 156 kWp de paneles solares y un sistema de almacenamiento de 180 kW/335 kWh [54].

En el caso de la presente investigación no se considera la instalación de sistemas de almacenamiento de energía para provisionamiento de servicios auxiliares mencionados anteriormente, sino para asegurar la capacidad de una planta intermitente como las de fuentes renovables.

Adicionalmente a los beneficios que las baterías pueden proveer, el almacenamiento es un tema de tendencia porque los precios de baterías han experimentado una caída estrepitosa durante esta última década, una ocurrencia similar a la caída de los precios de los paneles fotovoltaicos. La Figura 1.17 presenta los precios reales de las baterías de litio hasta el año 2018 de un estudio realizado por Bloomberg New Energy Finance. Las siguientes figuras muestran las distintas proyecciones de diversas empresas y organizaciones internacionales con respecto al precio de las baterías de litio para los siguientes años y, como se puede ver, la mayoría son optimistas en una continua reducción de ellos.

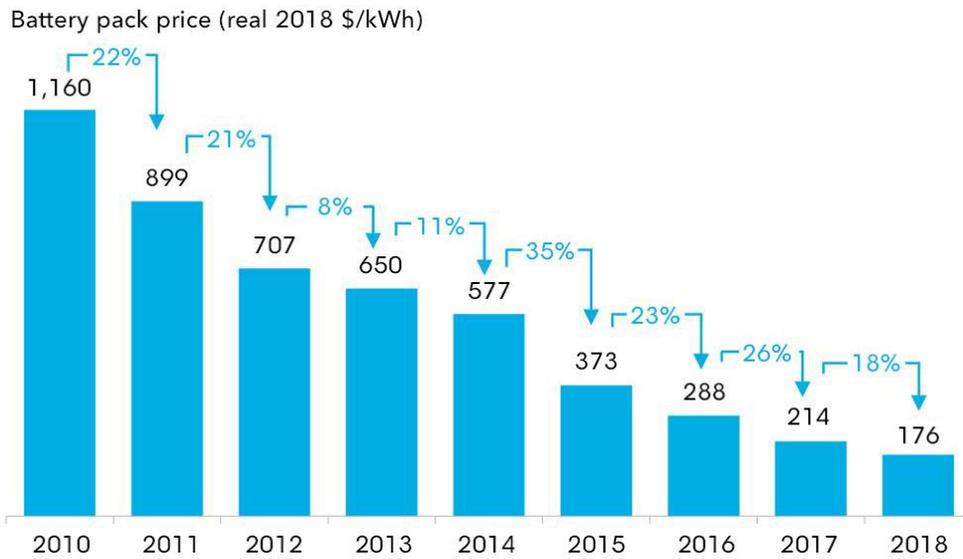


Figura 1.17 Resultados de la entrevista de precio de baterías de litio de BloombergNEF
Fuente: BloombergNEF. A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices [55].



Figura 1.18 Proyección de precio de baterías de litio de Wood Mackenzie
Fuente: Wood Mackenzie Power & Renewables. Battery Rack Price Forecast, 2016-2023E (\$/kWh) [56].

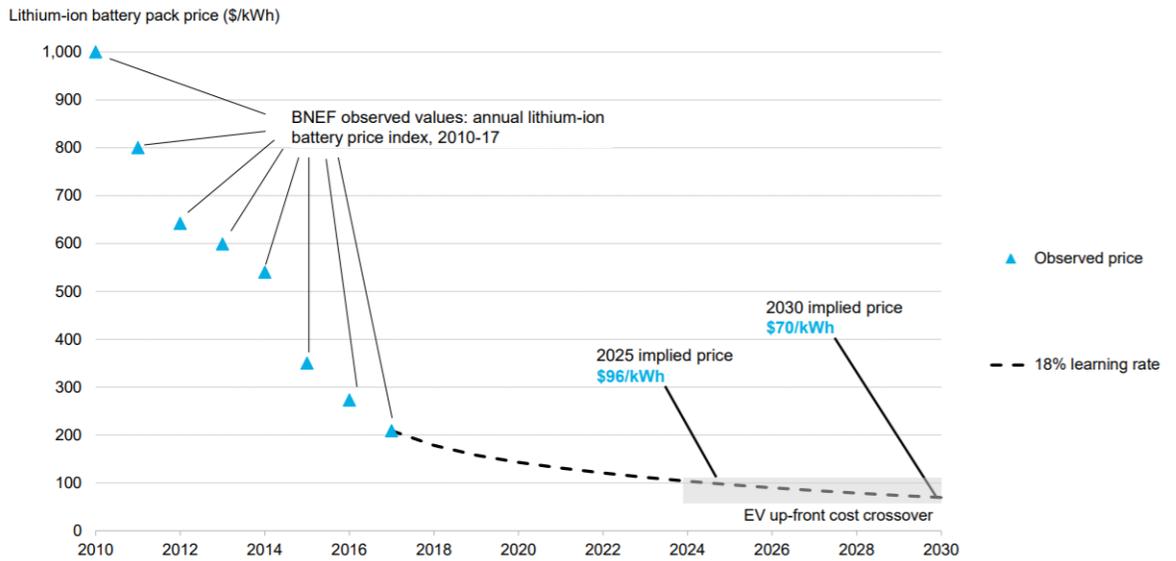


Figura 1.19 Proyección de precio de baterías de litio de BloombergNEF
Fuente: BloombergNEF. A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices [55].

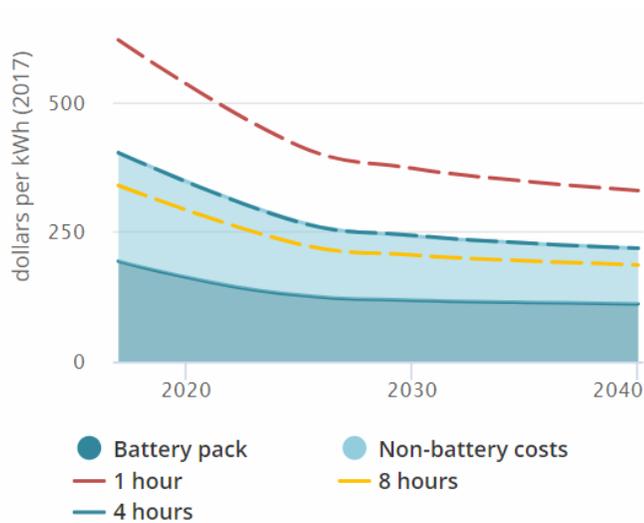


Figura 1.20 Proyección de precio de baterías de litio de International Energy Agency (IEA)
Fuente: IEA. Costs of utility-scale battery storage systems in the New Policies Scenario [57].

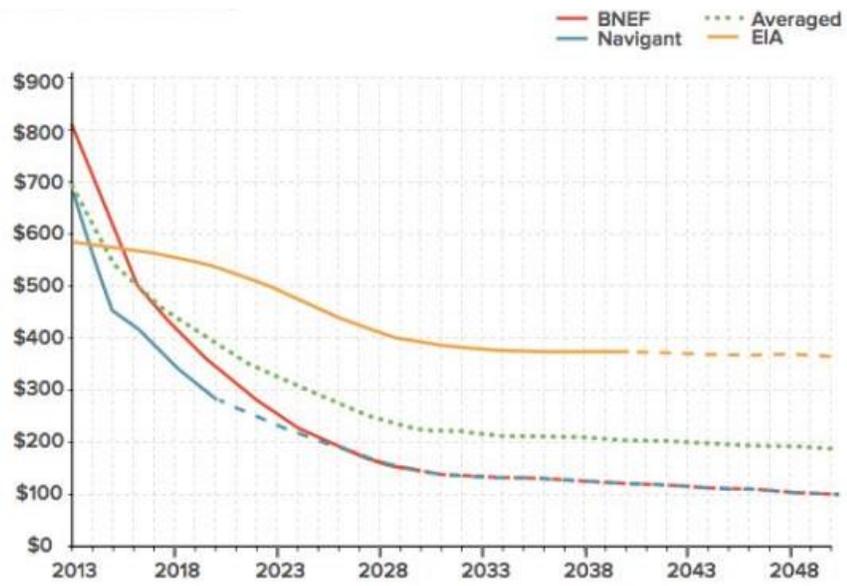


Figura 1.21 Comparación de proyecciones de baterías de litio de Rocky Mountain Institute (RMI)
 Fuente: Greentech Media / RMI. Storage is the New Solar: Will Batteries and PV Create an Unstoppable Hybrid Force? [58].

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

La información y herramientas utilizadas para realizar la investigación y obtener resultados se detalla en el presente capítulo. De acuerdo a los objetivos planteados, se indentificó en primer lugar el año en el que se agotaría la oferta eléctrica de acuerdo a las proyecciones de la oferta y demanda. Luego, se evaluó las tecnologías que podrían suplir esta demanda de manera oportuna, a través de diversos criterios basados en estudios económicos (costos nivelados y costos de capital) y técnicos (ubicación de fuentes de generación, cercanía a puntos de conexión, tiempos de ejecución, inflexibilidades técnicas, etc.) para encontrar la unidad de expansión más eficiente para suplir la demanda del Perú. El flujograma presentado en la Figura 3.1 muestra un resumen de la metodología utilizada y el orden de los resultados esperados. En las siguientes secciones se especifica el procedimiento paso a paso de cada objetivo y las fuentes de la información utilizadas.

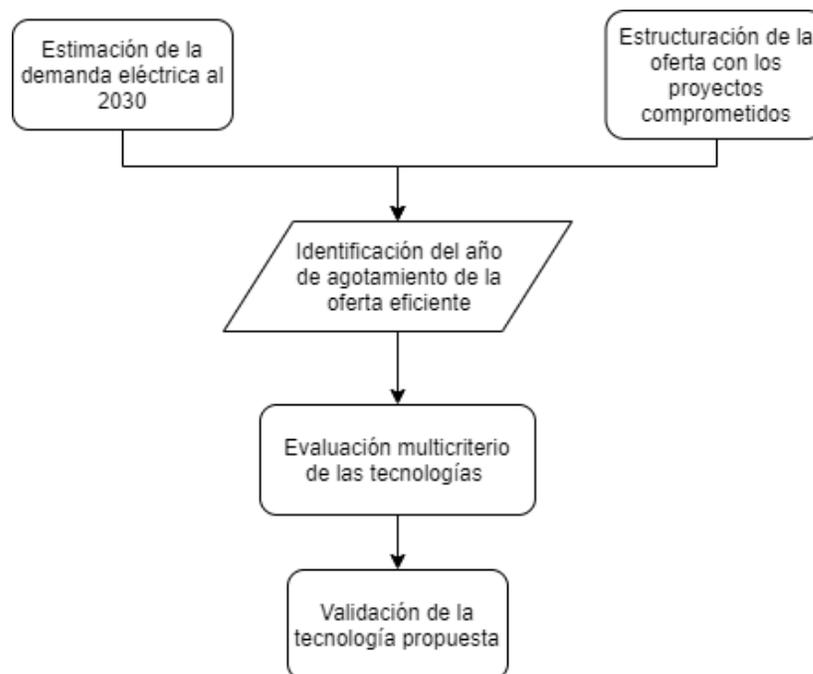


Figura 3.1 Flujograma de la metodología de investigación
Fuente: Elaboración propia

3.1 Estimación de la demanda eléctrica al 2030

La estimación de la demanda eléctrica se realizó tomando como base la proyección de la demanda realizada por el COES en el Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, periodo 2021-2030 [5] publicado en febrero del 2019. La demanda vegetativa es aquella asociada a los usuarios residenciales, comerciales e industrias pequeñas y su consumo eléctrico a través de todo el territorio nacional, la cual es proyectada por el COES con la información de la demanda vegetativa histórica, el PBI histórico y proyectado, la población demandante del Perú histórica y proyectada y la tarifa de electricidad media anual histórica y proyectada. En la presente investigación se utilizó la proyección de la demanda vegetativa de escenario base publicado en el Anexo C2 “Futuros de Demanda” del mencionado estudio del COES, la cual se encuentra como energía total anual desde el 2018 hasta el 2030 y se presenta en el ANEXO 1.

Con respecto a la demanda expansiva de las grandes cargas, se realizó una actualización del estado de certidumbre de los proyectos de gran demanda industriales o mineros. Los valores de las demandas de los diferentes usuarios para los escenarios se tomaron del Anexo B del Diagnóstico 2021-2030 titulado “Información Utilizada”, en la carpeta comprimida “Proyectos de Demanda” de la página del COES. En esta se encuentran los documentos de cada gran consumidor con sus expectativas de demanda desde el 2018 hasta el 2030, los cuales son de carácter obligatorios para que el operador del sistema pueda realizar una planificación adecuada del suministro eléctrico. Esta información se presenta como demanda esperada en energía y potencia, en horas punta y horas fuera de punta. Para esta investigación se tomó la energía y potencia de las horas punta, ya que estas son los momentos críticos de déficit de oferta eléctrica.

Ya que la proyección del COES utiliza las fuentes primarias para evaluar la certidumbre de ejecución de un proyecto, se hizo un análisis de las alteraciones en el contexto de los grandes proyectos considerados en el diagnóstico. Se buscó en los medios de comunicación información sobre eventos que podrían acelerar o demorar la construcción de nuevos proyectos o ampliaciones. Si no se observaron externalidades, se tomó la estimación

base de cada usuario. Si hubo eventos que frenaron o podrían frenar las actividades de estos proyectos, se tomó el escenario pesimista, se tomó una nueva fecha de inicio de operación, o se descartó el proyecto según la gravedad del evento. De igual manera, en caso de un evento que adelante los aumentos de carga, se consideró la demanda esperada optimista o muy optimista.

Sin embargo, la incertidumbre de ejecución de los proyectos se ve incrementada al incrementarse el tiempo de separación entre la proyección y ejecución del proyecto. Por esta razón, se descartaron múltiples proyectos que declararon empezar construcción luego del año 2025. Luego de este año se estimó un crecimiento promedio de los últimos 5 años (2014-2018) de la demanda de energía y de la máxima demanda, para las proyecciones de demanda del 2025 al 2030.

Además de encontrar la potencia y energía, se clasificó por ubicación cada proyecto de demanda en las zonas norte, centro y sur para evaluar la necesidad por ubicación geográfica y poder analizar análogamente las oportunidades de proyectos de oferta. La separación de cada zona geográfica se realizó según las separaciones del Plan Estratégico Nacional de Turismo en el Perú (PENTUR) en el año 2004 que se muestra en la Figura 3.2.



Figura 3.2 Mapa del Perú con las zonas geográficas norte, centro y sur
Fuente: MINCETUR, PENTUR

Luego de tener la demanda vegetativa y la demanda expansiva en energía, estas se sumaron algebraicamente para dar la demanda eléctrica total del SEIN año a año, tanto en energía como en potencia desde el 2019 al 2025. Para hallar esta proyección de demanda en potencia, se utilizó el promedio del factor de carga histórico desde el 2008 hasta el 2018 con la información de las estadísticas anuales de los respectivos años de la demanda en energía y potencia máxima. Este se calculó con la siguiente expresión:

$$FC_i = \frac{E_i}{P_i \times 8760} \quad (3.1)$$

Donde:

FC_i: factor de carga del año i

E_i: energía demandada total anual en el año i (MWh)

P_i: potencia máxima del año i (MW)

i: año de estudio

Por temas de complejidad en el análisis de los diversos escenarios pesimistas u optimistas que usualmente se toman en cuenta, se trabajó un solo escenario de proyecciones de oferta y demanda. Con esta información se halló el año de agotamiento de la oferta a utilizar en los siguientes pasos. Esto significa que no se iteró el año de agotamiento de oferta para cada escenario muy pesimista, pesimista, base, optimista o muy optimista, ni se iteraron los siguientes pasos en la metodología actual.

3.2 Estructuración de la oferta con los proyectos comprometidos

La estructuración de la oferta se realizó de manera similar a la estimación de la demanda de los grandes proyectos. Ya que los proyectos de oferta son usualmente proyectos de gran inversión y toman algunos años en ejecutarse, es posible contar con cierta claridad con respecto a qué centrales entrarían en operación comercial en los siguientes años. Se utilizó la base de datos de las centrales en construcción de la página web de Osinergmin actualizado a septiembre del 2018; se consideraron todas las centrales listadas como

proyectos de oferta en el corto plazo. Para estimar la fecha de puesta en operación comercial (POC), se analizaron las estimaciones del COES.

El Anexo B del Diagnóstico de Condiciones Operativas del SEIN [5] incluye las respuestas de las empresas de generación eléctrica acerca de sus proyectos en planificación. Según el Diagnóstico, los proyectos de generación son:

Tipo de Central	Nombre del Proyecto	Potencia (MW)				
		2018	2019	2020	2021	2022
CH-RER	Carhuac	20				
CB	Callao		2.4			
CH	Centauro Etapa I		12.5			
CH-RER	Karpa		20			
CH	La Virgen		84			
CH-RER	Manta		19.78			
CH-RER	Zaña 1		13.2			
CH-RER	8 de August			19.83		
CH-RER	El Carmen			8.6		
CE	Huambos			18.4		
CE	Duna			18.4		
CH-RER	Santa Lorenza I			18.7		
CH-RER	Laguna Azul			20		
CH-RER	Hydrika 6			8.9		
CH-RER	Ayanunga			20		
CT	Refinería Talara			100		
CH-RER	Shima			9		
CH	Centauro Etapa II				12.5	
CH-RER	Colca				12.05	
CH-RER	Kusa				15.55	
CH-RER	Alli				14.51	
CH-RER	Hydrika 2				4	
CH-RER	Hydrika 4				8	
CH-RER	Hydrika 1				6.6	
CH-RER	Huatziroki I				11.08	
CH-RER	Hydrika 5				10	
CH-RER	Hydrika 3					10
Total		20.0	151.9	241.8	94.3	10.0

Tabla 3.1 Programa de obras de generación 2018-2022

Fuente: COES. Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, periodo 2021-2030 [5]

Con esta información, el reporte de Supervisión de Contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica publicado por Osinergmin a septiembre del

2018 [59] y analizando los cambios en la coyuntura eléctrica en los medios de comunicación, se estimó la certidumbre de ejecución de los proyectos de oferta eléctrica de corto plazo.

Se descalificaron los proyectos de centrales en construcción por la existencia de alguna de los siguientes eventos: a) El proyecto de encuentra paralizado, b) El concesionario solicitó suspensión de la concesión, c) Suspensión del contrato, d) El concesionario ha llamado arbitraje o e) No se ha cumplido con la mayoría de las fechas de los hitos del proyecto. Para los proyectos que sí continúan en su construcción, se estimó la POC según el pronóstico del COES, noticias digitales, y avance del proyecto según su cronograma.

De esta manera, se obtuvo una potencia a instalar por año, la cual fue sumada a la potencia actual. Cabe destacar que el presente estudio se enfoca en una oferta y demanda en los momentos extremos, pues la crisis de déficit de oferta se da en los momentos extremos, no en las horas de poca demanda. Es por esto que la potencia actual se cuantificó como la potencia firme total reconocida por el COES dentro de su base de datos del Mercado Mayorista de Electricidad, a septiembre del 2019 [60]. A esta potencia firme total se le restó la potencia firme de las centrales térmicas a diésel, carbón o petróleo residual por ser consideradas inoportunas en temas de eficiencia de costos.

3.3 Identificación del año de agotamiento de la oferta

La identificación del año en el que se agota la oferta eficiente en horas punta se realizó con las proyecciones de oferta y demanda de los incisos anteriores. Para esto se sobrepusieron ambas curvas y se encontró gráficamente en qué momento la demanda superó a la oferta establecida. Luego se verificó numéricamente los valores de potencia demandada y ofertada y que la demanda fuera, efectivamente, mayor que la oferta.

3.4 Evaluación multicriterio de las tecnologías

La evaluación multicriterio se realizó con el objetivo de poder hacer una comparación cuantitativa de diversos criterios de evaluación de las distintas opciones de tecnologías de generación que pueden suplir una demanda insatisfecha de electricidad en el año en el que la oferta eficiente se agote. Se decidió evaluar siete principales criterios: tiempo de ejecución,

ubicación geográfica, potencia, costos de capital, costos nivelados, factor de planta/disponibilidad y nivel de emisiones. Además, se evaluaron 6 tecnologías: hidroeléctricas, térmicas a gas natural, solar fotovoltaicas con almacenamiento, eólicas con almacenamiento, mini hidroeléctricas y biomasa.

En cada criterio se diseñó un sistema de puntuación de tres niveles: 1, 2 y 3 puntos para las peores, medias y mejores opciones de cada criterio respectivamente. Cada punto de cada criterio tiene un peso equivalente entre sí de 4.76%. El peso de cada criterio será:

$$P_c = 4.76\% \times P_i \quad (3.2)$$

Donde:

P_c : Puntaje ponderado de cada criterio

P_i : Puntaje bruto de cada criterio

De esta manera, la sumatoria de los puntajes ponderados de todos los criterios de cada tecnología será el puntaje total y la opción cuyo puntaje total sea el mayor será la tecnología que podrá suplir la demanda eléctrica en los años en el que la oferta se agote.

$$P_t = \sum_{n=1}^7 P_n \quad (3.3)$$

Donde:

P_t : Puntaje total de cada tecnología (%)

P_n : Puntaje del criterio n

3.4.1 Tiempo de ejecución

En primer lugar, se hizo un análisis de los tiempos de ejecución de los diferentes proyectos. Evidentemente, una central que demore más del tiempo restante entre el presente año y el año objetivo no podrá ser la solución óptima para la problemática a abordar. Por tanto, se procedió a realizar un estudio de tiempos de proyectos de generación eléctrica a

nivel nacional y mundial, con el objetivo de obtener un promedio de tiempo de ejecución de cada tecnología y evaluarlos según la necesidad de la demanda.

Para los casos de centrales generadoras en el Perú, se utilizó la misma base de datos de centrales de generación en operación que se utilizó anteriormente, del documento “Centrales de Generación Eléctrica – en operación” publicado en la página de Osinergmin actualizado a marzo del 2018 [61]. Se definió que el tiempo total de una central es la diferencia entre la Fecha de Contrato (columna N°2) y la Fecha de Puesta en Servicio (columna N°9). Sin embargo, muchas de las centrales actualmente en operación se encontraban operando incluso antes de la fecha de la firma del contrato por diversas razones. Esto se debe a que muchas centrales fueron privatizadas, por lo cual ya operaban antes de firmar el contrato de privatización, o se presentaron en la 1ra subasta RER en el 2010 estando ya en operación, por tanto la firma del contrato de la concesión RER sucedió luego de haber empezado operación. En estos casos, se buscó en otras fuentes el tiempo de ejecución del proyecto y se fijó este tiempo con data externa. Si no se encontró esta información, se descartó la central para el estudio estadístico. Se puso mayor énfasis en incluir centrales de gran envergadura, con potencias instaladas mayores a 50 MW.

En caso de centrales térmicas a gas natural, no es necesario considerar el tiempo de ejecución del proyecto de la central de generación, sino de la construcción del gasoducto. Sin embargo, por temas coyunturales políticos, el tiempo de construcción de este proyecto ha sido alargado por encima del tiempo planificado. Actualmente el Gasoducto Sur Peruano presenta un avance global del 37% [62] y es motivo de un proceso arbitral entre la empresa Enagás y el Gobierno Peruano que se espera culmine en el año 2022 [63]. En este caso, se esperaría que el gasoducto pueda iniciar operación después de 3 o 4 años de retomar su construcción [62] [63]. Por otro lado, se puede considerar un gasoducto virtual para abastecer la demanda en el momento de necesidad urgente, el cual no toma tiempo de construcción. La diferencia estará en los costos a incurrir en el transporte del gas.

En total se analizaron 72 centrales peruanas con un total de 10,367 MW de potencia instalada, lo que equivale al 70% de la potencia instalada total a nivel nacional. En la Tabla 3.2 se muestra un resumen de las centrales incluidas en el análisis.

Tipo de Central	Nº centrales analizadas	Promedio de Potencia Instalada (MW)
C.B.	2	3.6
C.E.	4	59.8
C.H.	14	224.5
C.H. RER	17	13.5
C.S.	7	40.1
C.T. GN	16	218.4
Total general	72	144.0

Tabla 3.2 Resumen de centrales analizadas en el estudio de tiempos nivel nacional
Fuente: elaboración propia

El estudio de tiempos de proyectos del nivel internacional se basó en la investigación realizada por Sovacool et al. sobre los sobretiempos y sobrecostos de las centrales de generación eléctrica en el 2014. Se tomó la data de todos los proyectos eléctricos considerados en el estudio y se descartó a los proyectos de transmisión y las centrales nucleares porque no se toman en cuenta en la presente investigación. Por lo tanto, se consideraron 171 centrales del mundo bajo las categorías: hidroeléctricas, solares, térmicas y eólicas. En la siguiente tabla se puede ver el resumen de las centrales por tipo.

Tipo de Central	Nº centrales analizadas	Promedio de Potencia Instalada (MW)
C.H.	61	1,814.4
C.S.	39	60.9
C.T.	36	710.4
C.E.	35	177.2
Total general	171	846.9

Tabla 3.3 Resumen de centrales analizadas en el estudio de tiempo nivel internacional
Fuente: elaboración propia, Sovacool et al. Construction Cost Overruns and Electricity Infrastructure: An Unavoidable Risk? [64]

Cabe señalar que los valores del estudio de Sovacool et al. son los del tiempo de construcción de las centrales, no el tiempo desde la fecha del contrato hasta la puesta en marcha. Además, como se puede observar en la tabla, las centrales consideradas son de magnitudes mucho más grandes que el promedio de las peruanas. En general, la data

internacional obtenida no presenta valores ajustados a Perú, por lo que no se utilizan en la presente tesis, pero sirven como validación de los resultados de las plantas nacionales.

La evaluación se realizó con un sistema de puntaje comparativo, asignado a cada tecnología según la siguiente tabla.

Tiempo de ejecución	Puntaje
0-3 años	3
3-5 años	2
> 5 años	1

Tabla 3.4 Sistema de Puntuación del criterio Tiempo de Ejecución
Fuente: Elaboración propia.

3.4.2 Ubicación geográfica

Para poder evaluar la ubicación geográfica de cada tecnología, se partió por ubicar los proyectos de demanda expansiva y el potencial energético de las diferentes tecnologías consideradas. En primer lugar, se determinó la necesidad de oferta eléctrica según la demanda esperada con la información del inciso 3.1 en cada zona (norte, centro y sur). Según la necesidad, se le asignó un puntaje a cada zona de cero a dos.

Luego se realizó un estudio de la ubicación geográfica de las fuentes de generación en el Perú utilizando el mapa energético minero del Observatorio de Osinergmin [65] y el mapa digital del MINEM [66], en el cual figuran los atlas solar, eólico e hídrico. Para el caso del potencial de biomasa, se usó el informe “Sustainable energy production from biomass waste in Peru” (NAMA proposal November 2015) [67]. En cuanto al gas natural, se consideró el escenario límite de la no construcción de gasoducto que transporta el gas al sur ya que, evidentemente, la llegada del gasoducto del sur significaría la inexistencia de una demanda no satisfecha. Por lo tanto, se consideró un gasoducto virtual de transporte de gas licuefactado desde la planta de Melchorita hasta las plantas duales que actualmente operan con diésel. Se descalificaron las plantas duales que no se encuentran incluidas dentro del SEIN.

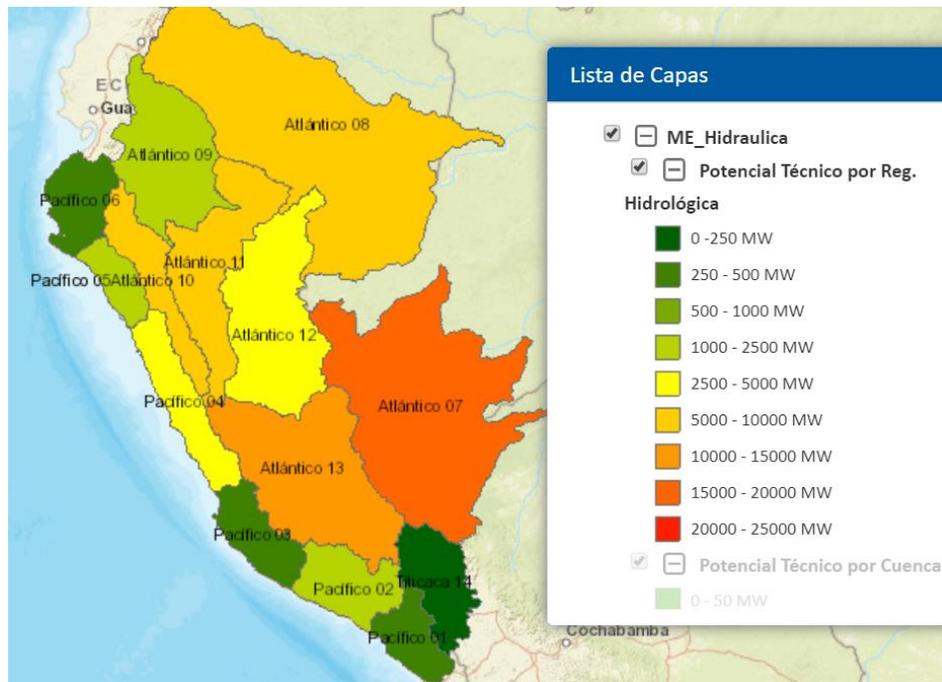


Figura 3.3 Ubicación geográfica del potencial hidroenergético del Perú
Fuente: Osinergmin, Mapa Energético Minero [65]

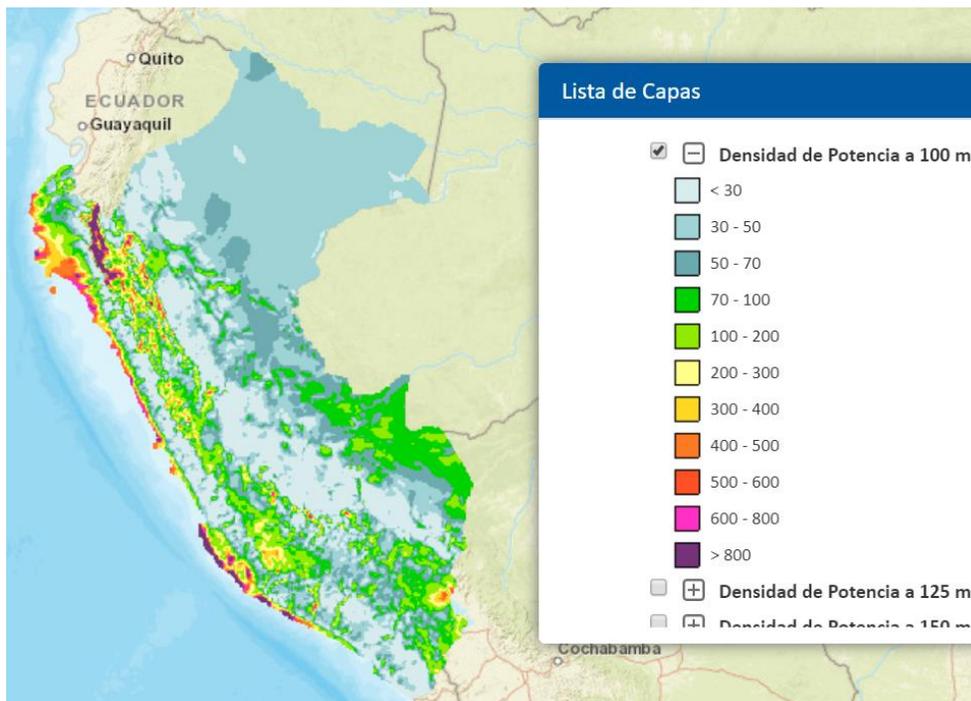


Figura 3.4 Ubicación geográfica del potencial eólico del Perú a 100m promedio anual
Fuente: Osinergmin, Mapa Energético Minero [65]

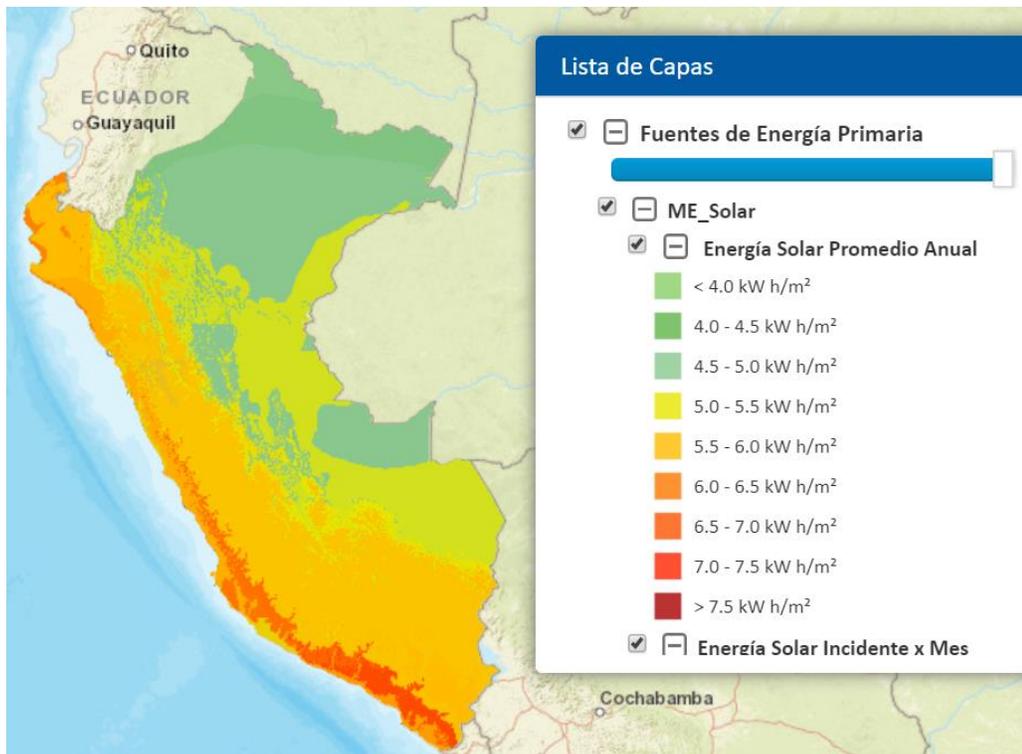


Figura 3.5 Ubicación geográfica del potencial solar del Perú promedio anual
Fuente: Osinermin, Mapa Energético Minero [65]

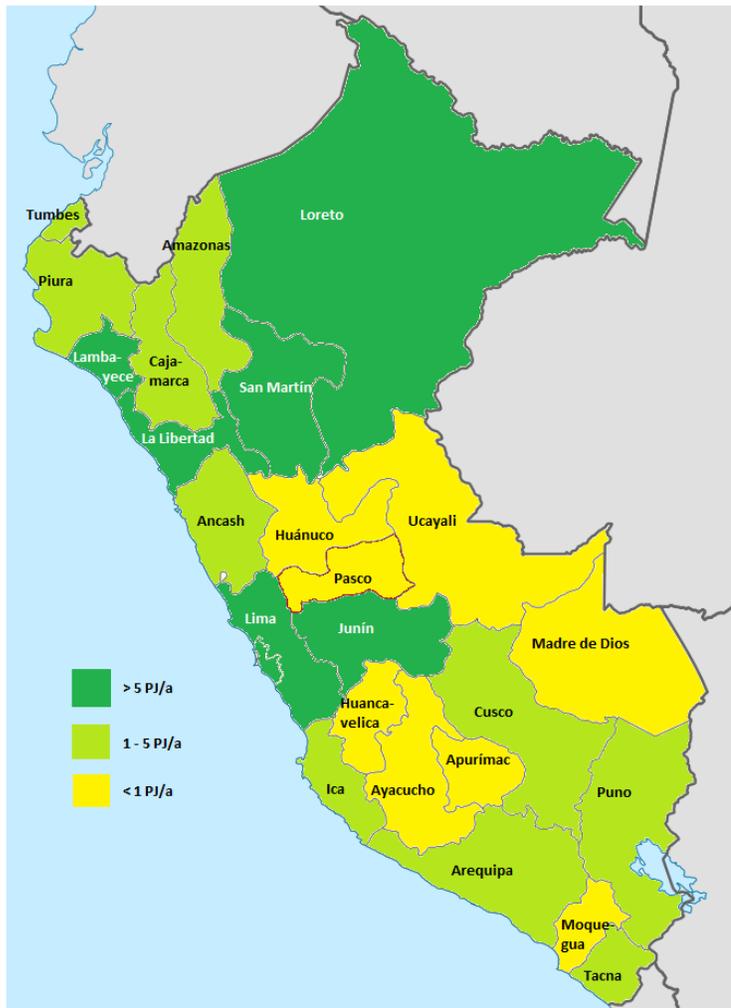


Figura 3.6 Ubicación geográfica del potencial de biomasa del Perú
Fuente: Federal Ministry for the Environment Nature Conservation and Building and Nuclear Safety, Sustainable energy production from biomass waste in Peru [67]

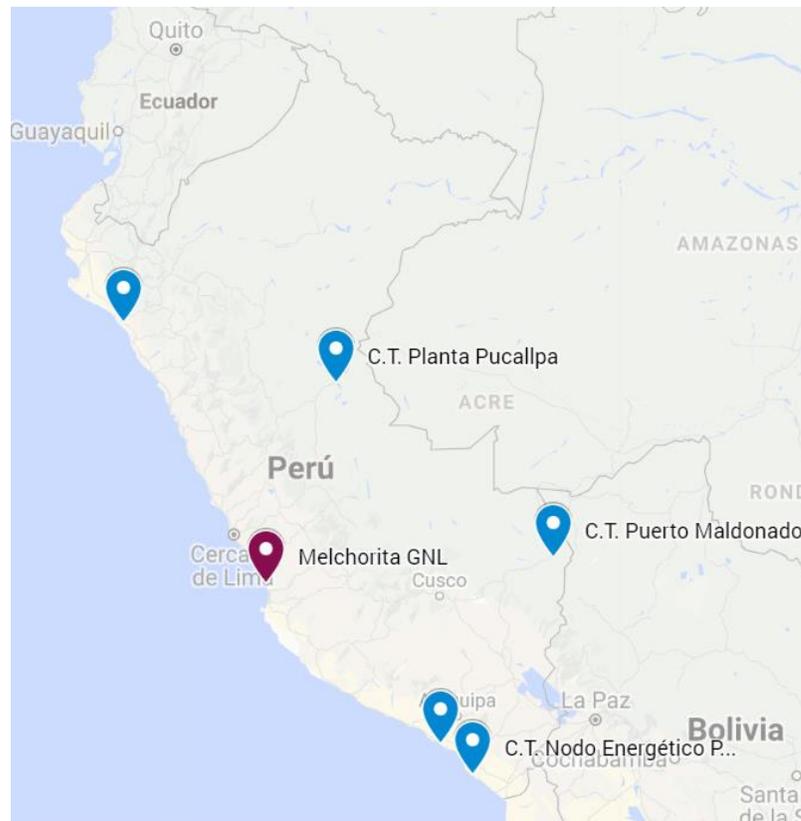


Figura 3.7 Ubicación geográfica de las centrales duales de diésel/gas natural
Fuente: elaboración propia.

Asimismo, se ubicaron las subestaciones eléctricas y líneas de transmisión eléctricas proyectadas de acuerdo con el Plan de Transmisión 2021-2030 del COES, las cuales se encuentran en el Mapa Energético Minero también. Para cada tipo de generación se determinaron tres opciones de líneas de transmisión en las que se podrían conectar al SEIN según la ubicación de recurso.

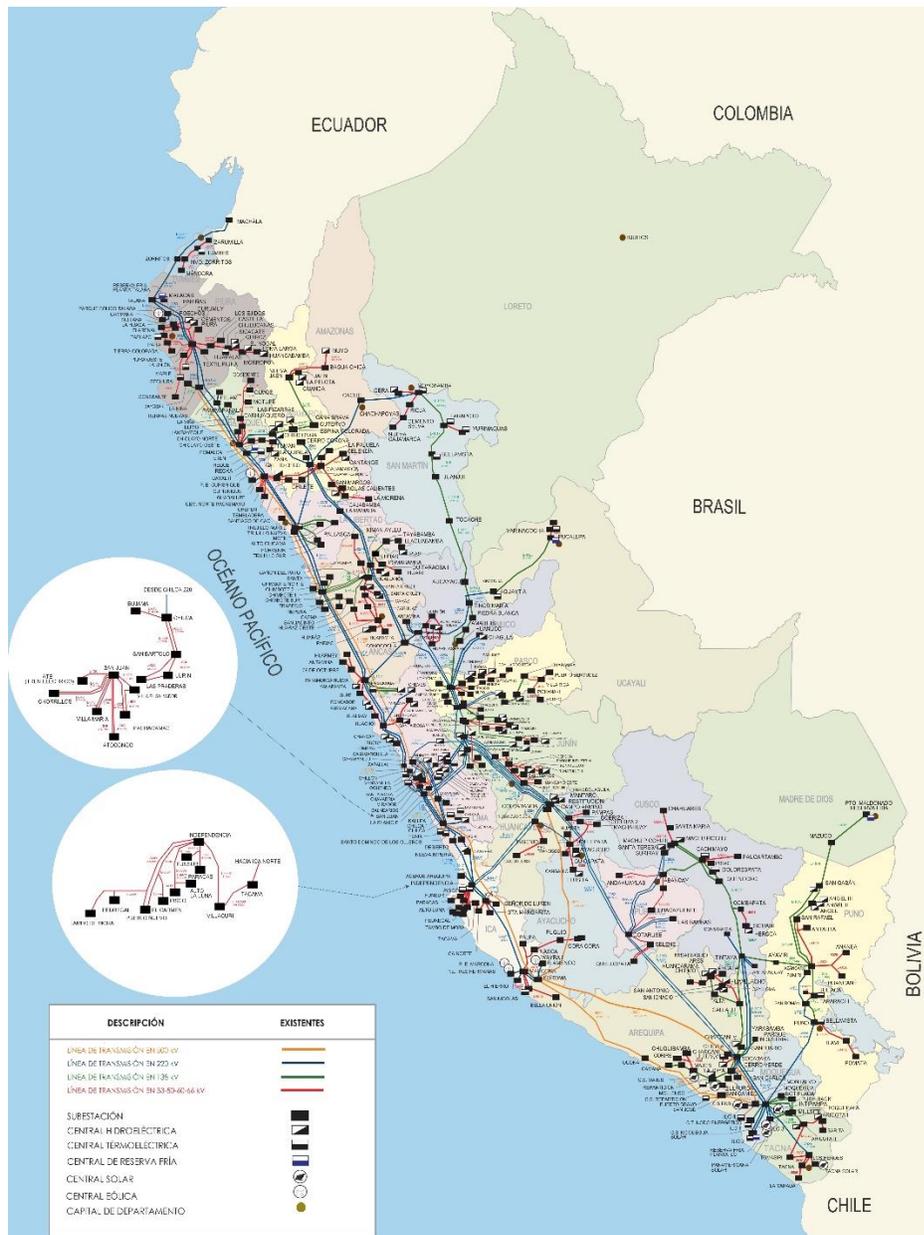


Figura 3.8 Ubicación geográfica de las líneas de transmisión del Perú
Fuente: COES, Estadística Anual 2018 [68]



Figura 3.9 Ubicación geográfica de las líneas de transmisión de proyectos vinculantes 2019-2022
Fuente: COES, Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, periodo 2021-2030 [5]

Con la información de la ubicación de la demanda, de las fuentes de energía disponibles, y las líneas de transmisión disponible, se evaluó la conveniencia de la ubicación según en dos partes: la zona norte, centro o sur según demanda (ver Tabla 3.5), y el nivel de carga de las líneas de transmisión propuestas al 2018 obtenido de la Estadística Anual 2018 publicado por el COES [69]. Se obtuvo un puntaje por cada elemento y se obtuvo un promedio simplificado a un decimal, el cual vale como puntaje total del criterio Ubicación geográfica.

Ubicación mayoritaria del recurso	Puntaje
Sur	3
Centro	2
Norte	1

Tabla 3.5 Sistema de puntuación 1 del criterio Ubicación Geográfica
Fuente: Elaboración propia.

Promedio de nivel de carga de las 3 opciones de LT del 2018	Puntaje
< 50%	3
50-80%	2
> 80%	1

Tabla 3.6 Sistema de puntuación 2 del criterio Ubicación Geográfica
Fuente: Elaboración propia.

3.4.3 Potencia

Se analizó la potencia que las centrales de cada tecnología suelen tener y la capacidad de esta tecnología de satisfacer la demanda estimada. Este criterio radica en la mayor eficiencia de plantas más grandes en comparación con las pequeñas en el aspecto técnico y económico, pues la construcción de múltiples plantas pequeñas será menos eficiencia que la construcción de una sola planta que produzca la misma cantidad de energía y/o potencia.

Ya que por naturaleza las plantas solares fotovoltaicas no están presentes en las horas punta del sistema, estas se incluyen dentro de la investigación por la opción de incluir almacenamiento eléctrico con baterías para abastecer al SEIN en las horas en las que la planta no produce electricidad. De igual manera se hizo con las plantas eólicas por su intermitencia en el suministro eléctrico. Se dimensionó un sistema de almacenamiento de la misma potencia de la planta con el objetivo de poder brindar dicha potencia en las horas de mayor demanda del SEIN. Para el caso de las centrales térmicas de gas natural el caso es distinto. En el Perú existen ya construidas y disponibles centrales a gas natural en el nodo energético del sur, pero que aún no pueden funcionar por falta de un gasoducto que transporte el combustible de manera continua al sur. Por tanto, se considerarán las potencias de las plantas construidas con la habilidad de generar con gas natural que ahora producen con diésel u otros combustibles (ver Figura 3.7).

Se tipificó cada tipo de tecnología de generación de acuerdo con la información de las potencias instaladas históricas en el Perú. Se obtuvo la información del documento titulado “Centrales de Generación Eléctrica – en operación” publicado en la página de Osinergmin actualizado a marzo del 2018 [61]. Además, se reclasificó el tipo de central según la tecnología. Inicialmente los tipos eran C.H. para las centrales hidroeléctricas, C.T. para las centrales térmicas sin importar el combustible (exceptuando la biomasa), C.B. para las centrales de biomasa, C.E. para las eólicas y C.S. las solares. Con el objetivo de poder identificar de manera más específica los tiempos de cada tecnología y poder compararlos, se reclasificó en las categorías C.H. a las centrales hidroeléctricas con potencias instaladas mayores a 20 MW, C.H. RER a las hidroeléctricas con potencias instaladas iguales o menores a 20 MW, C.T. GN a las térmicas de gas natural (incluyendo ciclo combinado), Diésel/Otras a las térmicas a diésel, carbón o residual, R.F. a las centrales de reserva fría (la cuales usualmente utilizan diésel, pero se separaron según función) y las demás C.B., C.E. y C.S. quedaron igual.

Se delimitó que la potencia a considerar sería el promedio de potencia instalada de cada tipo de generación, con opción de reducir o aumentar el tamaño de la planta según la necesidad hasta el mínimo y máximo de las potencias instaladas actualmente. Se evaluó la potencia con relación al promedio de las potencias requeridas anualmente calculadas en el inciso 3.3.

Potencia promedio instalada / Potencia requerida promedio	Puntaje
> 0.3	3
0.1-0.3	2
0.0-0.1	1

Tabla 3.7 Sistema de puntuación del criterio Potencia
Fuente: Elaboración propia.

3.4.4 Factor de planta / Factor de disponibilidad

El factor de planta es, en cierto nivel, una medida de la eficiencia de una central de generación, definida como el cociente entre la energía real generada en un periodo de tiempo, entre los valores nominales de generación. En general, describe el nivel de potencia que

realmente puede entregar con relación a la nominal, y el nivel de tiempo de utilización con relación a lo óptimo, que es a toda hora. El factor de planta se calcula con la fórmula:

$$FP = \frac{E_{tot,t}}{P_n \times t} \times 100$$

Donde:

FP: Factor de Planta (%)

$E_{tot,n}$: Energía total generada en un rango de tiempo t (kWh)

P_n : Potencia nominal de la planta (kW)

T: horas totales del rango de tiempo seleccionado

Se obtuvieron factores de planta acumulados de las centrales RER de las evaluaciones mensuales de diciembre de los últimos tres años (2016-2018) y se promediaron por tecnología para hallar un factor de planta típico de cada una en el Perú. Para el caso de las centrales que no son RER, no se consideró un factor de planta pues el nivel de utilización de cada una no ha sido por indisponibilidad del recurso, sino más bien por la demanda del SEIN. Equivalentemente se decidió evaluar su factor de disponibilidad fortuita y programada, obtenidas con los factores de indisponibilidad del estudio del COES de verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo del SEIN que se muestran en la Tabla 3.8. El factor de disponibilidad será la resta entre el 100% y el factor de indisponibilidad total. Para las centrales térmicas de gas natural, se consideró el factor de una central a gas, con combustible gas natural ya que las plantas ya instaladas cuentan con turbinas duales.

Central	Combustible	Fortuita	Programada	TOTAL
Vapor	Carbón	4.5%	9.6%	14.1%
	Petróleo	4.8%	10.0%	14.8%
	Gas	5.4%	10.9%	16.3%
Gas	Jet	4.0%	5.8%	9.8%
	Gas	4.5%	5.5%	10.0%
	Diésel	3.8%	11.2%	15.0%
Ciclo Combinado		2.8%	9.8%	12.6%
Hidráulicas		4.8%	12.1%	16.9%

Tabla 3.8 Factores de Indisponibilidades totales

Fuente: COES, Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del SEIN: Periodo 2019-2022 [70]

El sistema de evaluación se muestra en la siguiente tabla.

Factor de planta	Factor de disponibilidad	Puntaje
> 0.6	> 0.85	3
0.3-0.6	0.5-0.85	2
< 0.3	< 0.5	1

Tabla 3.9 Sistema de puntuación del criterio Factor de planta/disponibilidad

Fuente: Elaboración propia.

3.4.5 Costo de capital

Se evaluaron los costos de capital de cada tipo de generación debido a que representa la inversión inicial del dueño de la planta. Más que un criterio relacionado a la operatividad del SEIN, este mide la atracción que tiene una tecnología para un inversionista, pues la inversión será un costo fijo que tendrán que ir amortizando los ingresos fijos que el proyecto reciba (los ingresos por potencia). En el Perú el precio de potencia de punta (PPM) se ha mantenido relativamente constante en los últimos 10 años, rodeando los 6.3 USD/kW-mes. Este precio, sin embargo, no es el precio real que tienen los generadores de ingreso, pues deben compartir los ingresos totales de potencia entre todas las centrales que ingresen en el despacho económico y las que forman parte del margen de reserva.

El precio de potencia que reciben los generadores se calcula mediante el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia publicado por Osinergmin, el cual considera la unidad más eficiente para brindar potencia al sistema en caso de necesidad, una turbina de gas operada con diésel [71]. De esta manera, el precio que

reciben los generadores es el Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE) tomando como referencia una central de turbogás de diésel, es decir, la anualidad del pago de la inversión total asumiendo que el tiempo de vida de la unidad de generación es de 20 años, y del sistema de conexión de 30 años [23]. El CCUPE se puede estimar con los PPM publicados en la página de Osinergmin, el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO), y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF) con la siguiente expresión:

$$CCUPE = \frac{PPM \times (1 - TIF)}{1 + MRFO} [72] \quad (3.4)$$

Donde:

CCUPE: Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (US\$/kW-mes)

PPM: Precio de Potencia de Punta, 6.3 US\$/kW-mes según Osinergmin [73]

TIF: Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad, 3.8% según el COES [70]

MRFO: Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema, 39.9% hasta abril 2020 según el MINEM [74]

Se delimitó utilizar el indicador económico del TIR con la información de las inversiones pasadas de cada tipo de generación en el Perú del documento “Centrales de Generación Eléctrica – en operación” [61]. Se obtuvo un precio específico de inversión usando la siguiente expresión:

$$C_e = \frac{Inv \times 1000}{P} [72] \quad (3.5)$$

Donde:

C_e: costo capital específico (US\$/kW)

Inv: Inversión total (MM US\$)

P: Potencia Instalada (MW)

La data presentó alta variabilidad y el promedio obtenido difirió de los estándares internacionales consultados, por lo cual se decidió limitar la data a las centrales construidas más recientemente. Los altos precios de inversión suelen verse reducidos con el tiempo debido a eficiente de precios de materia prima, por lo cual se desconsideraron centrales antiguas y datos extremos que no representan costos usuales y no pueden ser referenciales.

Para los casos de la tecnología solar fotovoltaica y eólica, se consideraron también las proyecciones de reducción de costos de capital debido a la marcada tendencia a nivel internacional [43], [75], [76]. Se utilizó la proyección realizada por Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos (NREL) en su Línea Base Anual de Tecnología de Electricidad (ATB) del 2019, en el escenario optimista [77] y se comparó con el promedio de costo de inversión de las centrales instaladas en el Perú. Únicamente se utilizó la proyección si el costo en el Perú no difirió en más del 25% de la proyección/data de ese año en el estudio de NREL. Si no coincidió con el rango determinado, se simuló la caída porcentual de la proyección desde el precio observado en el Perú. Así, se tomó como cierto el precio promedio anual de la proyección, de todos los años en el que la demanda no es satisfecha por la oferta.

Para el caso del almacenamiento, ya que no existen diversos sistemas instaladas en territorio nacional para evaluar un precio histórico, se utilizó la proyección de costos de las baterías de litio de Bloomberg New Energy Finance [55]. A este precio se le agregó el 30% por costos de equipos auxiliares e instalación y se utilizó, al igual que para las tecnologías solar y eólica, el precio promedio de los años después del agotamiento de la oferta. Se dimensionó el banco de baterías de una potencia equivalente a la potencia instalada y se realizó un estudio de la máxima demanda del SEIN histórica desde enero del 2010 hasta mayo del 2019 para dimensionar de manera óptima la duración del banco de baterías. El estudio consistió en un análisis estadístico del horario de la máxima demanda del SEIN con la data histórica de demanda eléctrica de la página web del COES. Se cuantificó el número

de veces que la máxima demanda cayó dentro de un rango de media hora entre las 6 y 10 pm, y se seleccionó una duración que llegara como mínimo a un 95% de incidencia.

Finalmente, se corrieron los modelos económicos de ingresos por potencia asumiendo que cobran el total de su potencia instalada (incluso para las tecnologías solar y eólica por la existencia del sistema de almacenamiento), y un egreso inicial del costo de capital de cada central, calculado al multiplicar el costo específico y la potencia total. El tiempo de vida útil de cada tecnología se asumió de acuerdo con la Tabla 3.10.

Tipo de Central	Tiempo de vida útil (años)
C.B.	20
C.E.	20
C.H.	40
C.H. RER	40
C.S.	30
C.T. GN	20
Baterías de litio	10

Tabla 3.10 Tiempo de vida de diversos tipos de tecnologías de generación

Fuente: Elaboración propia, data de [39], [78]

La puntuación se asignó a cada tipo de tecnología según el siguiente criterio:

TIR	Puntaje
> 3 %	3
0-3 %	2
< 0 %	1

Tabla 3.11 Sistema de puntuación del criterio Costo de Capital

Fuente: Elaboración propia.

3.4.6 Costo nivelado de electricidad

Aunque se evaluó el costo capital de inversión de las centrales de generación, este no es el único indicador económico que es significativo. Más aún se debe evaluar el costo de generación por cada unidad de energía que entrega cada tecnología, pues las diferencias en los costos de operación a lo largo de la vida útil de las centrales marcan ventajas para aquellas cuyos costos no son elevados. Por esto, la metodología utilizada para comprar los costos totales de las distintas tecnologías de generación es el costo nivelado de electricidad (LCOE

por sus siglas en inglés), el cual se define como el costo total de una central a lo largo de su vida útil, ya sean capitales u operacionales, dividido entre toda la electricidad entregada a lo largo de su vida útil.

$$LCOE = \frac{NPV \text{ de costos totales en vida útil}}{NPV \text{ de electricidad producida en vida útil}} \quad (3.1)$$

Esta fórmula se puede extender, en general, en la siguiente:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad [72] \quad (3.2)$$

Donde:

LCOE: costo nivelado de electricidad (US\$/kWh)

I_0 : Inversión inicial (US\$)

A_t : Costo anual de operación/mantenimiento total (US\$/año t)

$M_{t,el}$: Producción anual de electricidad (kWh/año t)

i : Tasa de interés (%)

n : Vida útil económica de la central (años)

t : Año (1, 2, ... n)

Se consideraron plantas de cada tecnología de una potencia igual a la promedio anual requerida en los años en los que no se satisface la demanda. El costo de inversión inicial para cada tipo de tecnología se calculó en el inciso anterior. Para los costos de operación y mantenimiento (O&M) anuales de las tecnologías solar, eólica, hidroeléctrica, mini hidroeléctrica y almacenamiento, se tomaron los valores optimistas proyectados del estudio de NREL utilizado anteriormente, la ATB de electricidad. Para estas tecnologías, se calculó la energía entregada anualmente con los factores de planta y de disponibilidad obtenidos en

el inciso 3.4.4, despreciando el tema de la depreciación para simplicidad del cálculo. La vida útil de cada tecnología es la presentada en la Tabla 3.10. No se consideró financiamiento para ninguna tecnología.

Las centrales térmicas son un caso diferente porque el uso de combustibles conlleva a altos costos operativos. Para el caso de la biomasa, se utilizó de igual manera los costos de O&M de NREL, pero esta vez tomando en cuenta los costos fijos, variables, y combustibles. Para el caso del gas natural, se utilizó el costo fijo de O&M de NREL, pero se tomó el precio máximo de referencia total del gas natural de Camisea para los generadores a octubre del 2019 de 3.07 US\$/MMBTU publicado en el comunicado N° 034-2019-GRT [79] y un consumo específico de 10.768 MMBTU/MWh, el cual es el promedio de las centrales de que utilizan unidades de Turbo Gas Natural [80].

A este precio de O&M, sin embargo, es necesario agregarle el costo de transporte adicional que el gas debe recorrer para llegar a las centrales establecidas duales ya instaladas debido a la consideración de que el gas llegará por medio de un gasoducto virtual. Se asumió que el transporte se hará en tanques de gas natural licuefactado (GNL) por motivos de menor volumen. Se tomó como referencia el mejor caso entre las centrales ya existentes en cuestión de distancia y tiempo de recorrido entre la planta de licuefacción Melchorita y las centrales. para identificar el mejor caso, se obtuvieron estos valores del software Google Maps (ver Tabla 3.12). Se poder observar que la planta Puerto Bravo es la que presentará menores costos de transporte de gas.

Central	Distancia (km)	Duración (h)
Planta Pucallpa	926	18
Recka	931	14
Puerto Maldonado	1399	25
Nepi	926	15
Puerto Bravo	780	13

Tabla 3.12 Distancia y tiempo entre la planta Melchorita y las centrales térmicas duales
Fuente: Google Maps, elaboración propia

Para calcular el costo de transporte del gas, se utilizó una simplificación de la metodología utilizada por Lopez en su estudio Evaluación Técnico – Económica de las

Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gas Natural [81]. En este, Lopez calculó un costo fijo y un costo variable del transporte de GNL basado en la demanda de gas natural y la distancia por recorrer. El costo de operación final se calcula con la siguiente expresión:

$$CO_{transp} = 12 \times N^{\circ}_{cam} \times C_f + L_a \times C_v [81] \quad (3.6)$$

Donde:

CO_{transp} : Costo operativo del transporte del GNL (US\$/año)

N°_{cam} : Número de camiones por viaje

C_f : Costo fijo del transporte del GNL (US\$/camión/mes)

L_a : Distancia recorrida anualmente por todos los camiones (km/año)

C_v : Costo variable del transporte del GNL (US\$/km)

Asimismo, se tuvo las siguientes suposiciones:

Volumen efectivo por camión:	24,400 m ³ de gas natural [81]
Costo fijo:	4.433 US\$/camión/año [81]
Costo variable:	0.843 US\$/km [81]
Poder calorífico del gas natural:	26,132 MMBTU/m ³ [82]
Consumo específico:	10.768 MMBTU/MWh [80]
Producción diaria (a 508MW):	10,973 MWh/d

Tabla 3.13 Suposiciones para el cálculo del costo de transporte del GNL

Fuente: Elaboración propia

El número de camiones por viaje se calculó en base a la demanda de gas diaria y el volumen efectivo de cada camión. Ya que el viaje de ida y vuelta dura 13 horas cada uno y se requiere tiempo de carga y descarga de cada camión, se asumirá que se adquirirán dos flotas, para que puedan ir y regresar cada una en un día y medio y no se cree un déficit de suministro de combustible.

$$N^{\circ}_{cam} = \frac{D_d}{V_e} \quad (3.7)$$

Donde:

V_e : Volumen efectivo por camión (m3)

D_d : Demanda de gas natural diaria (m3/d), calculada con:

$$D_d = \frac{Prod_d \times Cons_e}{PC_{GN}} \quad (3.8)$$

$Prod_d$: Producción diaria (MWh/d)

$Cons_e$: Consumo específico (MMBTU/MWh)

PC_{GN} : Poder calorífico del gas natural (MMBTU/m³)

Luego, la distancia recorrida anual se calcula con la fórmula:

$$L_a = N^{\circ}_{cam} \times L_v \times 2 \times 365 \quad (3.9)$$

Donde:

L_v : Distancia entre la central y la planta Melchorita (km)

Con los costos totales de O&M para la tecnología del gas natural, se procedió a calcular el LCOE de todas las tecnologías. Estos se calificaron según el sistema de puntuación a continuación.

LCOE (US\$/MWh)	Puntaje
< 20	3
20-40	2
> 40	1

Tabla 3.14 Sistema de puntuación del criterio Costo nivelado de electricidad
Fuente: Elaboración propia.

3.4.7 Factor de emisiones

Se decidió evaluar el factor de emisiones debido a la importancia del sector eléctrico en el total de emisiones de GEI a nivel nacional y el compromiso del Perú en cumplir con sus objetivos de reducir sus emisiones nacionalmente determinadas (NDCs) que se acordó en el Acuerdo de París. Las emisiones asociadas a cada tipo de tecnología de generación se cuantifican por cantidad de CO₂ equivalente por unidad de energía producida. Si bien estos factores deben ser calculados individualmente para cada central, se recurrió por tomar valores de investigaciones externas por simplicidad de cálculo.

Los factores de emisiones de las tecnologías eólica e hidroeléctrica (tanto convencionales como RER) se obtuvieron de la investigación Life cycle greenhouse gas (GHG) emissions from the generation of wind and hydro power [83]. El factor de las centrales solar fotovoltaica se obtuvo del estudio Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation de NREL [84]. Las emisiones de las centrales de gas natural se obtuvieron del estudio ambiental de la central Cerro del Águila, en su registro para la certificación de reducción de emisiones de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) [85]. En este estudio se muestran las emisiones de las principales centrales térmicas del Perú. La tecnología de biomasa se obtuvo del estudio de la certificación de reducción de emisiones de la central Huaycoloro de la UNFCCC y se asumió que en general, las centrales de biomasa emiten un valor equivalente a esta planta ya que no se tiene información de las demás centrales de esta tecnología [86].

Factor de emisiones (gCO₂eq/kWh)	Puntaje
< 50	3
50-200	2
> 200	1

Tabla 3.15 Sistema de puntuación del criterio Factor de emisiones
Fuente: Elaboración propia.

3.5 Validación de la tecnología propuesta

Con el objetivo de validar la evaluación de tecnologías, se validó económicamente la propuesta de tecnología cuya evaluación multicriterio obtuvo el mayor puntaje total por medio de una evaluación de rentabilidad para el dueño del proyecto.

3.5.1 Evaluación de la rentabilidad de la propuesta

La evaluación de la rentabilidad se analizó por medio del cálculo de los indicadores TIR, VAN y payback del proyecto propuesto para el año 2025, que se considera que será el “peor escenario” para el inversionista ya que, en caso de contar con una proyección de disminución de costos de capital, será el año de estudio con mayor costo de inversión. Este flujo financiero se realizó con el objetivo de validar que la tecnología con mayor puntuación en la evaluación multicriterio no es únicamente la óptima para suplir la demanda no satisfecha para el año del agotamiento de la oferta eficiente, sino que también es rentable para el dueño del proyecto. En caso de no ser un proyecto rentable, la implementación de la solución no será la alternativa óptima de oferta de generación de las empresas privadas de generación por lo cual no se ejecutará. De ser así, las entidades de planificación eléctrica en el Perú deberán evaluar estas tecnologías según sus prioridades, haciendo una evaluación multicriterio con distintos pesos para cada criterio.

Para esta evaluación se tomaron algunos supuestos:

MRFO (%)	36.7 [87]
TIF (%)	3.8 [70]
Tasa de Cambio	3.35
Inflación	3%
Capital Propio	20%
Financiamiento	80%
Periodo financiamiento (años)	10
Tasa de interés	8%
Tasa de descuento	10%

Tabla 3.16 Suposiciones generales para flujo financiero
Fuente: Elaboración propia

Como se puede ver, se consideró financiamiento del 80% del monto de inversión inicial, asumiendo que se obtiene una tasa de interés de 8% por un periodo de 10 años. Además, según lo expuesto en el marco teórico sobre el negocio de la generación, se consideró que una planta de generación tiene ingresos y egresos pertenecientes al mercado spot y al mercado de contratos. Para simplicidad del cálculo, se asumió que cada año se entregó toda la energía y potencia producida al mercado spot. Se consideró también que la totalidad de su potencia instalada se le concedió como potencia firme, por lo cual se firmaron contratos de venta de energía a privados por la totalidad de su energía y potencia; lo cuales consumieron la totalidad de su energía y potencia contratadas.

Para temas de indexación de precios, se asumió que tanto los precios del mercado spot y los de los contratos fueron incrementando de manera anual según la inflación. Se consideró un tiempo de vida de la central según la Tabla 3.10, costos de inversión estimados en el inciso 3.4.5 Costo de capital y se valorizó al transporte, ingeniería, y demás en un 40% del costo de capital de los equipos e instalación; los costos de operación y mantenimiento se tomaron del inciso 3.4.6 Costo nivelado de electricidad. En la siguiente tabla se presentan los precios considerados.

Precio de potencia – Mercado Spot (US\$/kW-mes)	6.3
Precio de energía – Mercado Spot (US\$/MWh)	10.7
Precio de potencia – Contratos (US\$/kW-mes)	6.3
Precio de energía – Contratos (US\$/MWh)	35.0
CCUPE – Mercado Spot (US\$/kW-mes)	4.4

Tabla 3.17 Suposiciones de precios del flujo financiero
Fuente: Elaboración propia

La potencia entregada a la red se cuantificó equivalente a la potencia que, según las proyecciones de la oferta y demanda, se debe instalar en el primer año luego del agotamiento de la oferta eficiente. Si bien existe la posibilidad de que se deba construir una o varias plantas para llegar a la potencia requerida, se asumió como si fuera un único proyecto. La energía entregada se estimó con la potencia instalada y el facto de planta/disponibilidad de la tecnología estimada en el inciso 3.4.4 Factor de planta / Factor de disponibilidad con la siguiente expresión:

$$E = P \times FP \times 8760 \quad (3.10)$$

Donde:

E: Energía entregada anual (MWh)

P: Potencia de la central (MW)

FP: Factor de planta o de disponibilidad

CAPÍTULO III

RESULTADOS

4.1 Estimación de la demanda eléctrica al 2030

La demanda eléctrica proyectada se muestra en la Tabla 4.1 y Figura 4.1. En el ANEXO 1 figura la proyección de demanda vegetativa utilizada según lo descrito en la metodología, y en el ANEXO 2 los proyectos expansivos y sus proyecciones de demanda consideradas.

	Demanda de energía eléctrica (GWh)	Demanda de potencia eléctrica (MW)
2018	50,817	6,885
2019	53,394	7,428
2020	56,017	7,774
2021	59,490	8,236
2022	63,855	8,819
2023	67,570	9,309
2024	72,243	9,929
2025	76,817	10,533
2026	81,115	10,990
2027	85,256	11,468
2028	89,609	11,966
2029	94,185	12,485
2030	98,994	13,028

Tabla 4.1 Demanda eléctrica proyectada en energía y potencia
Fuente: Elaboración propia

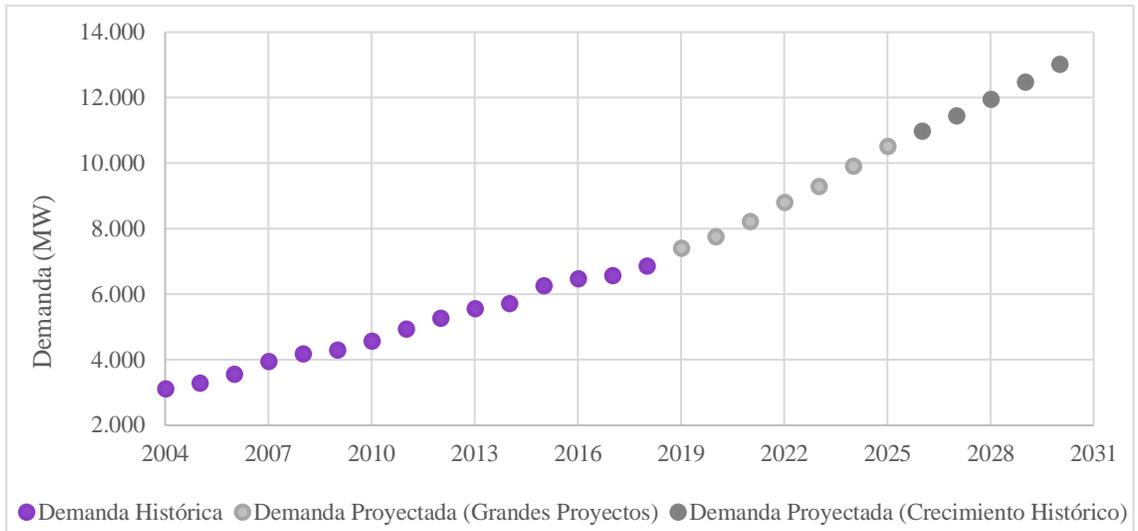


Figura 4.1 Máxima demanda anual histórica y proyectada 2004-2030
 Fuente: Elaboración Propia

Las demandas adicionales según ubicación geográfica se presentan en la siguiente tabla.

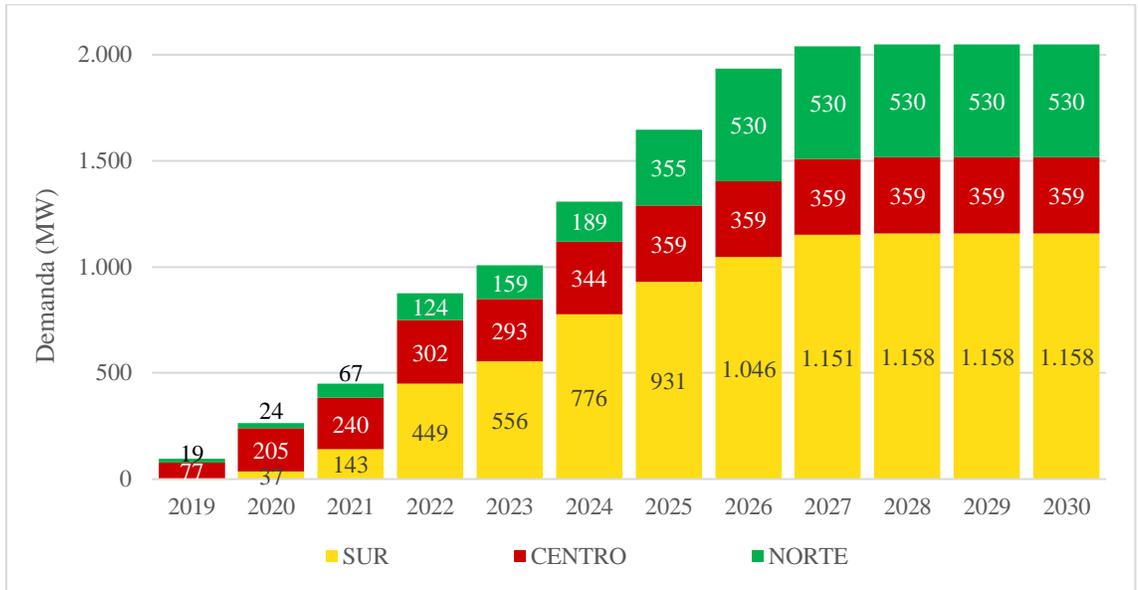


Figura 4.2 Demanda proyectada por zona geográfica
 Fuente: Elaboración propia

4.2 Estructuración de la oferta con los proyectos comprometidos

La potencia firme considerada a septiembre del 2019 es de 9,105 MW según las consideraciones mencionadas anteriormente en la metodología del inciso 3.2.

Según los avances observados en los proyectos comprometidos de la oferta, la potencia que ingresará al SEIN en los siguientes años se presenta en la Tabla 4.2. Los proyectos considerados en la proyección se observan en la Tabla 4.3.

	Potencia a instalar (MW) con proyectos comprometidos
2019	247.8
2020	63.5
2021	48.4
2022	166.5
2023	69.2
2024	299.1
2025	0.0

Tabla 4.2 Proyección de oferta de generación en el Perú al 2025
Fuente: Elaboración propia

Central	Potencia (MW)	POC Vigente	Fecha Estimada
C.H. Zaña 1 (Cajamarca)	13.20	29.12.2018	Feb-19
M.C.H. Pátapo (Lambayeque)	1.0	24/07/2016	Mar-19
C.H. Callahuanca	86.2	-	Mar-19
C.B. San Jacinto (Áncash)	21.0	30/06/2017	Apr-19
C.H. Rucuy	20.0	-	Jun-19
C.H. Chancay	20.0	-	Jun-19
C.H. LA VIRGEN (Junín)	84.0	26/12/2017	Nov-19
C.B. Callao	2.4	31.12.2017	Nov-19
C.H. Centauro I (Áncash)	12.5	06/10/2018	Apr-20
C.H. RAPAZ II (Lima)	1.3	30/09/2018	Jan-20
C.H. Manta (Áncash)	19.8	30.09.2019	Apr-20
C.H. El Carmen (Huánuco)	8.4	28.10.2019	Oct-20
C.H. 8 de Agosto (Huánuco)	19.0	28.10.2019	Oct-20
C.H. Shima (San Martín)	5.0	13.09.2019	Dec-20
C.E. Huambos (Cajamarca)	18.4	14.10.2020	Jan-21
C.H. Centauro III (Áncash)	12.5	06/10/2018	Apr-21
C.H. Ayanunga (Huánuco)	20.0	31.12.2018	Sep-21
C.T. PEDREGAL (Ica)	18.0	30/04/2018	Jan-22
C.E. Duna (Cajamarca)	18.4	14.10.2020	Jan-22
C.H. Alli (Ayacucho)	14.5	30.12.2020	Jan-22
C.H. Kusa (Ayacucho)	15.6	30.12.2020	Jan-22

C.T. Refinería Talara	100.0	-	Jan-22
C.H. VIROC (Raura II) (Lima)	13.0	17/03/2017	Jan-23
C.H. TULUMAYO IV (Junín)	56.2	07/03/2018	Oct-23
C.H. SAN GABÁN III (Puno)	205.8	01/02/2022	Jan-24
C.H. TULUMAYO V (Junín)	83.2	29/10/2022	Oct-24
C.H. PALLCA (Lima)	10.1	03/06/2019	Oct-24
C.H. CHADIN II (Amazonas y Cajamarca)	600.0	20/11/2023	Jan-26

Tabla 4.3 Centrales consideradas en la proyección de oferta
Fuente: Elaboración propia

A partir de estas adiciones a la cartera de centrales de generación en el SEIN, se sumaron algebraicamente las potencias año a año para calcular la potencia instalada total del parque generador en cada fecha. Los resultados se muestran en la Figura 4.3.

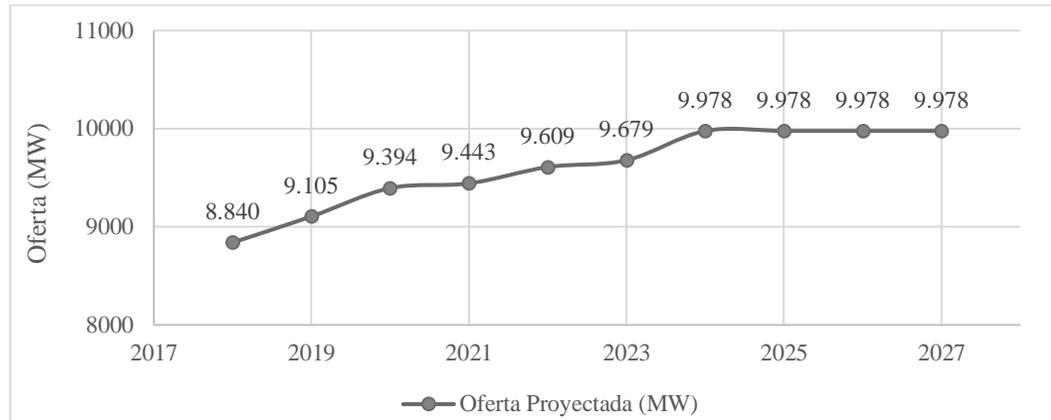


Figura 4.3 Estructuración de la oferta con los proyectos comprometidos
Fuente: Elaboración propia

4.3 Identificación del año de agotamiento de la oferta

Con los resultados de las proyecciones de oferta y demanda se obtiene que el año de agotamiento de oferta eficiente en horas punta del SEIN es el 2024. Esto se puede apreciar en el siguiente gráfico.

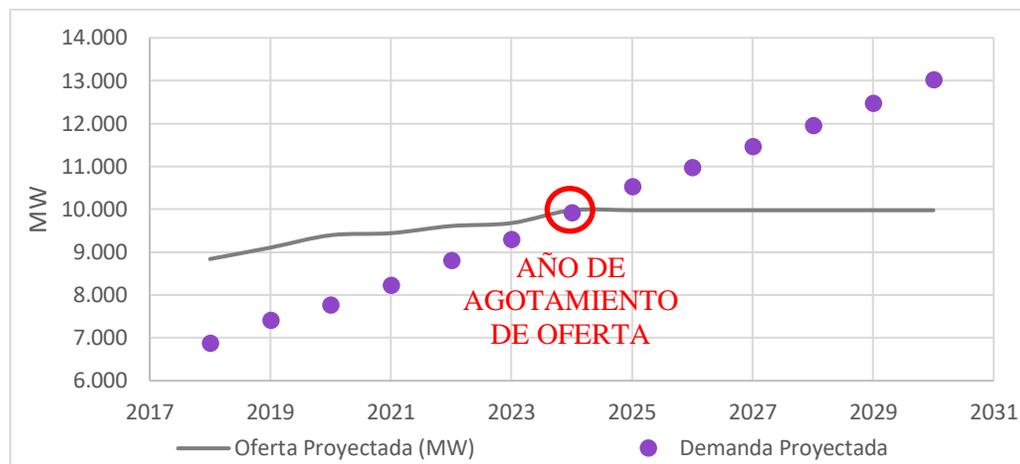


Figura 4.4 Superposición de las proyecciones de oferta y demanda eléctrica
Fuente: Elaboración propia

Con esto, además de hallar el año de agotamiento, se obtiene la potencia y energía no satisfecha para los años siguientes hasta el 2030. Esta demanda es la que se debe satisfacer con las unidades de expansión oportunas analizadas en la presente investigación.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Demanda no satisfecha (MW)	555	1,012	1,490	1,988	2,508	3,050
Oferta por construir (MW)	555	458	477	498	520	542

Tabla 4.4 Demanda no satisfecha y oferta por construir según las proyecciones de oferta y demanda
Fuente: Elaboración propia

4.4 Evaluación multicriterio de las tecnologías

En la presente investigación se evaluó con igual prioridad qué tan oportuna es cada tecnología según el contexto actual del mercado eléctrico peruano y los costos asociados a su construcción y operación. La evaluación multicriterio de las tecnologías de generación mostró como resultado que la tecnología con mayor puntaje total fue la solar fotovoltaica combinada con almacenamiento de energía en un banco de baterías de litio. Luego le siguen las centrales hidroeléctricas y térmicas a gas natural, las cuales perdieron puntajes por temas de tiempo de ejecución y costos y consideraciones ambientales respectivamente. En esta sección se detallan los resultados de cada criterio y en la Tabla 4.5 y Figura 4.5 se presenta un resumen de los puntajes de cada tecnología en los criterios analizados.

Tipo de Central	Tiempo de Ejecución	Ubicación geográfica	Potencia	Factor de Planta/Disponibilidad	Costo Capital	LCOE	Factor de emisiones	Puntaje TOTAL
C.B.	14%	10%	5%	14%	5%	5%	14%	67%
C.E.	10%	10%	10%	10%	5%	10%	14%	67%
C.H.	5%	12%	14%	10%	10%	14%	10%	74%
C.H. RER	10%	14%	5%	10%	10%	10%	14%	71%
C.S.	14%	14%	10%	5%	14%	10%	14%	81%
C.T. GN	14%	14%	14%	14%	10%	5%	5%	76%

Tabla 4.5 Resultados de la Evaluación Multicriterio
Fuente: elaboración propia

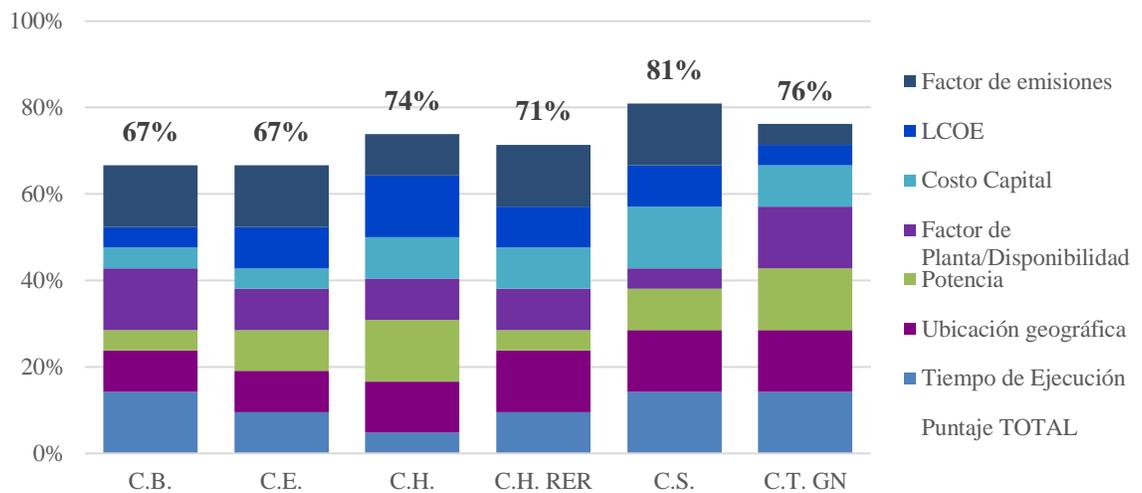


Figura 4.5 Resultados de la Evaluación Multicriterio
Fuente: elaboración propia

4.4.1 Tiempo de ejecución

El estudio de tiempos de proyectos de generación en el Perú concluyó que la tecnología que más demora es la hidroeléctrica con un promedio de 5.6 años, mientras que las más rápidas son las centrales solares y termoeléctricas a gas natural con 2.5 años cada una. Los resultados se presentan en la Tabla 4.6.

Tipo de Central	Tiempo de Proyecto promedio (años)
C.B.	2.8

C.E.	4.4
C.H.	5.6
C.H. RER	4.2
C.S.	2.5
C.T. GN	2.5

Tabla 4.6 Tiempos de proyecto promedio de distintas tecnologías de generación en el Perú
Fuente: Elaboración propia

Para el caso de centrales alrededor del mundo, los tiempos de construcción resultaron ser distintos a los promedios del Perú. Las centrales hidroeléctricas suelen demorar casi el doble de lo que demoran en el Perú, sin embargo, las capacidades de las plantas analizadas a nivel mundial son mucho mayores a las potencias usuales a nivel nacional. Adicionalmente, las centrales eólicas alrededor del mundo son las más veloces en la construcción, siendo en Perú más de cuatro veces el tiempo promedio de construcción, incluso considerando que la potencia promedio es menor que el promedio de las plantas analizadas a nivel mundial. Los resultados internacionales se muestran en la Tabla 4.7

Tipo de Central	Tiempo de Construcción promedio (años)
C.H.	9.9
C.S.	2.2
C.T.	4.8
C.E.	1.0

Tabla 4.7 Tiempos de construcción promedio de tecnologías de generación alrededor del mundo
Fuente: elaboración propia, Sovacool et al. Construction Cost Overruns and Electricity Infrastructure: An Unavoidable Risk? [64]

Se observa una gran diferencia en la mayoría de tipos de centrales entre la realidad de Perú y las plantas a nivel internacional. Mundialmente, las hidroeléctricas toman casi 10 años en construir, mientras que en Perú es casi la mitad del tiempo; esto se debe a la diferencia de magnitudes de las centrales estudiadas. Las centrales analizadas en Perú tenían un promedio de 225 MW de capacidad, y las de alrededor del mundo de 1,814 MW, por lo cual es sensato que estas últimas tengan un mayor tiempo de ejecución.

Otra diferencia marcada es el caso de las centrales eólicas. En el Perú, una central eólica demora más de cuatro veces que el promedio de las centrales a nivel mundial, siendo

la potencia promedio en Perú de 60 MW y en el mundo de 177 MW. Este es un claro ejemplo de por qué los tiempos a nivel internacional no necesariamente se ajustan al contexto nacional. Las plantas eólicas en Perú históricamente se han demorado más de lo común posiblemente por temas de transporte de los equipos, permisología, obra civil, falta de profesionales experimentados en el área, etc.

Finalmente, se evaluaron los tiempos de ejecución de cada tecnología y se le asignó el puntaje correspondiente según la Tabla 3.4. En la Tabla 4.8 se pueden ver los resultados.

Tipo de Central	Puntaje: Tiempo de ejecución
C.B.	3
C.E.	2
C.H.	1
C.H. RER	2
C.S.	3
C.T. GN	3

Tabla 4.8 Puntuación del criterio Tiempo de ejecución
Fuente: elaboración propia

4.4.2 Ubicación geográfica

La distribución de la futura demanda se estructuró por zona de acuerdo con la Figura 4.6 por lo cual se le asignó un puntaje a cada zona (ver Tabla 3.5). Además, se determinó en qué zona predomina el recurso de cada tipo de tecnología con la información de los mapas de fuentes de energía. Finalmente, con estos datos se pudo asignar el puntaje 1 del criterio Ubicación geográfica, presentado en la Tabla 4.9.

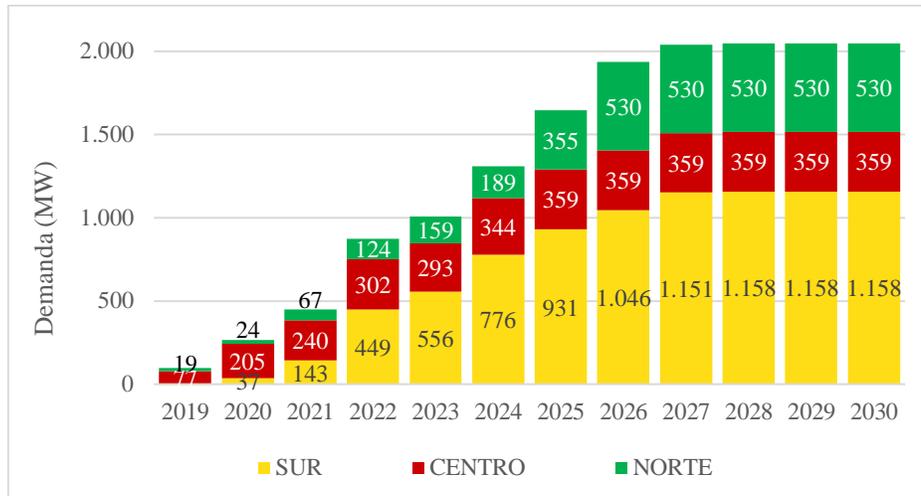


Figura 4.6 Distribución por zonas de la demanda expansiva esperada
Fuente: elaboración propia

Tipo de Central	Ubicación predominante	Puntaje 1: Ubicación geográfica
C.B.	Centro	2
C.E.	Norte	1
C.H.	Centro	2
C.H. RER	Sur	3
C.S.	Sur	3
C.T. GN	Sur	3

Tabla 4.9 Puntuación 1 del criterio Ubicación geográfica
Fuente: Elaboración propia

Con respecto a las líneas de transmisión disponibles para la nueva oferta de generación, se obtuvo que la mayoría de las centrales cuentan con opciones de infraestructura de transmisión en áreas cercanas a donde se encuentra el recurso. Ya que están considerando las centrales térmicas de gas natural que ya están construidas e incluso operando, a esta tecnología se le concedió el mayor puntaje por estar ya interconectada al SEIN.

Tipo de Central	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Puntaje 1: Ubicación geográfica
C.B.	L-2105	L-2221	L-2217	2
C.E.	L-2248	L-2239	L-2211	1
C.H.	L-2050	L-2023	L-1014	2
C.H. RER	L-2050	L-2023	L-1014	3
C.S.	L-1021	L-1008	L-1024	3

C.T. GN	-	-	-	3
---------	---	---	---	---

Tabla 4.10 Puntuación 2 del criterio Ubicación geográfica
Fuente: Elaboración propia

El puntaje total del criterio Ubicación Geográfica es el promedio simple de los puntajes mostrados, los cuales se muestran en la Tabla 4.11.

Tipo de Central	Puntaje: Ubicación Geográfica
C.B.	2.00
C.E.	2.00
C.H.	2.50
C.H. RER	3.00
C.S.	3.00
C.T. GN	3.00

Tabla 4.11 Puntuación del criterio Ubicación Geográfica
Fuente: elaboración propia

4.4.3 Potencia

Las potencias promedio de las posibles plantas a considerar se muestran en la Tabla 4.12, con la consideración de las plantas térmicas duales: Pucallpa, Puerto Maldonado, Recka, Nepi y Puerto Bravo. Si bien algunas de estas son parte de la reserva fría del SEIN, en eventos de alta demanda deberán estar disponibles para operar, incluso si significa llevar el gas por medio de un gasoducto virtual hasta la planta.

Tipo de Central	Promedio de Potencia Instalada (MW)	Mín. de Potencia (MW)	Máx. de Potencia (MW)
C.B.	4	3	4
C.E.	60	30	97
C.H.	225	38	798
C.H. RER	14	2	20
C.S.	40	16	145
C.T. GN	351	20	789

Tabla 4.12 Potencia de cada tipo de generación en el Perú
Fuente: Elaboración propia. Osinergmin, Centrales de Generación Eléctrica – En Operación [61]

Según lo esperado, se obtuvo que las centrales térmicas e hidroeléctricas presentan mayores niveles de capacidades de planta. Las centrales RER suelen tener menores

magnitudes, sin embargo, se ha comenzado a construir centrales más grandes en los últimos años. En la tecnología eólica, las dos primeras plantas tuvieron aproximadamente 30 MW cada una, mientras que las dos últimas rodearon los 90 MW. En las solares pasó algo similar; las cinco primeras centrales no superaron los 20 MW, pero las últimas fueron de 40 MW y 145 MW. Esto significa que pueden construirse plantas de potencias instaladas de alrededor de los 100 MW, es, decir, alrededor de 5 centrales anuales según la demanda estimada.

Teniendo en cuenta estas observaciones, se evaluaron las tecnologías de acuerdo a los establecido en la metodología de puntuación con la excepción de la tecnología solar, pues se demostró poder instalar mayores potencias que la promedio. Se le concedió un punto adicional por esta razón.

Tipo de Central	Potencia promedio instalada / Potencia requerida promedio	Puntaje: Potencia
C.B.	0.01	1
C.E.	0.12	2
C.H.	0.44	3
C.H. RER	0.03	1
C.S.	0.08	2
C.T. GN	0.43	3

Tabla 4.13 Puntuación del criterio Potencia
Fuente: elaboración propia

4.4.4 Factor de planta / Factor de disponibilidad

El factor de planta de las plantas RER promedio de los años 2016-2018 demostraron que la tecnología de biomasa tiene mayor nivel de utilización que cualquier otra con un factor de planta de 61.8%, lo cual es coherente por la naturaleza del recurso. A diferencia del recurso solar, eólico o hídrico, la biomasa se puede acumular físicamente y almacenar hasta que se requiera utilizarla (con un límite), por lo que es razonable que cuente con un factor de planta elevado. En segundo lugar, no muy por debajo de la biomasa, se encuentran las mini hidros con 55.9% de factor de planta y en tercer lugar y con un factor alto está la eólica con 51.5%. Finalmente, las plantas solares tienen el factor de planta más bajo de las todas RER en el Perú, con 28.4%, lo cual es también coherente por la naturaleza de funcionamiento de las

centrales solares fotovoltaicas, que solamente pueden generar cuando el sol irradia sobre los paneles solares.

En el caso de las centrales no renovables, la tecnología hidroeléctrica resultó tener el factor de disponibilidad menor que la térmica debido a que estadísticamente se presentan más horas de indisponibilidad tanto fortuita como programada. En la siguiente table se pueden ver los resultados del análisis y de la puntuación de cada una.

Tipo de Central	Factor de planta / Factor de disponibilidad	Puntaje: Factor de planta / Factor de disponibilidad
C.B.	0.618	3
C.E.	0.515	2
C.H.	0.831	2
C.H. RER	0.559	2
C.S.	0.284	1
C.T. GN	0.900	3

Tabla 4.14 Puntuación del criterio Factor de planta / Factor de disponibilidad
Fuente: elaboración propia

4.4.5 Costo de capital

Luego del estudio de costos específicos históricos en el Perú y de las proyecciones del NREL, se obtuvo que los precios históricos considerados por NREL sí se acercaron a los precios que obtuvo el Perú en las tecnologías solar y eólica en los últimos años. Por tanto, se utilizó la proyección de costos de capital de dichas tecnologías del estudio de NREL [77] y la proyección de Bloomberg NEF para los sistemas de almacenamiento con baterías de litio [55]. El resultado del estudio de costos capitales de las centrales peruanas se muestra en la Tabla 4.15 y las proyecciones se muestran en la Figura 4.7 y la Figura 4.8. Además, se detallan las centrales tomadas en cuenta para este análisis en el ANEXO 4.

Tipo de Central	Costo específico (US\$/kW)
C.B.	1317.71
C.E.	1909.93
C.H.	1754.40
C.H. RER	2019.27
C.S.	1225.93
C.T. GN	867.11

Tabla 4.15 Costos de capital específico promedio de las centrales instaladas en Perú
Fuente: Elaboración propia. Osinergmin, Centrales de Generación Eléctrica – en operación [61]

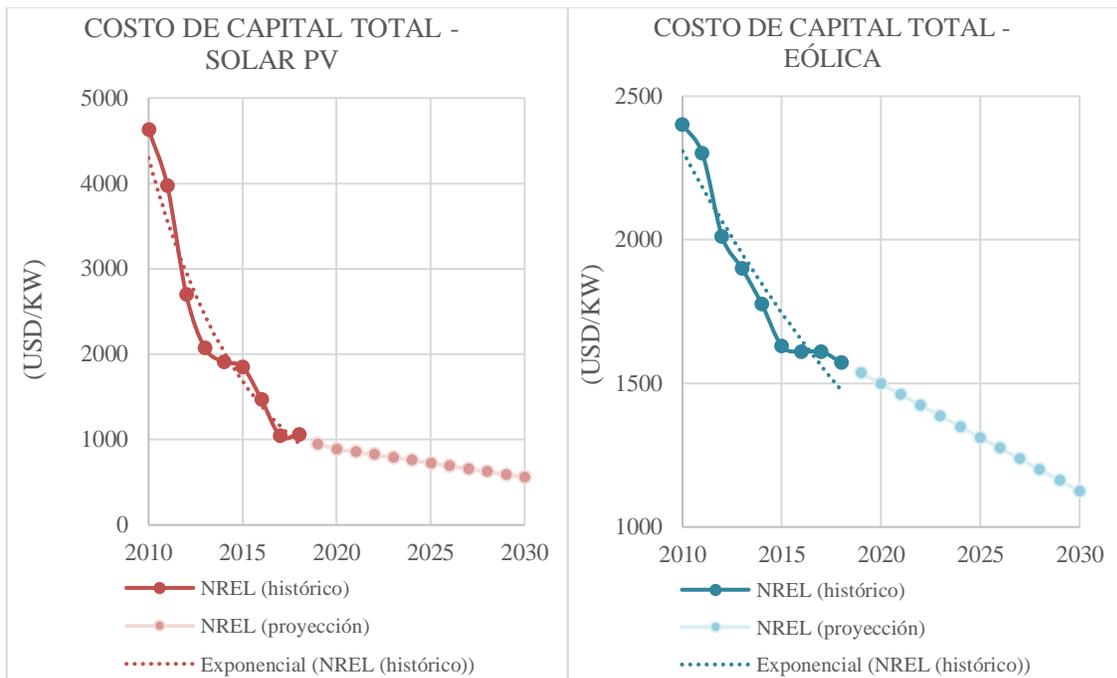


Figura 4.7 Proyecciones de costos capitales para las tecnologías solar y eólica, escenario optimista
Fuente: NREL, Línea Base Anual de Tecnología de Electricidad del 2019 [77]

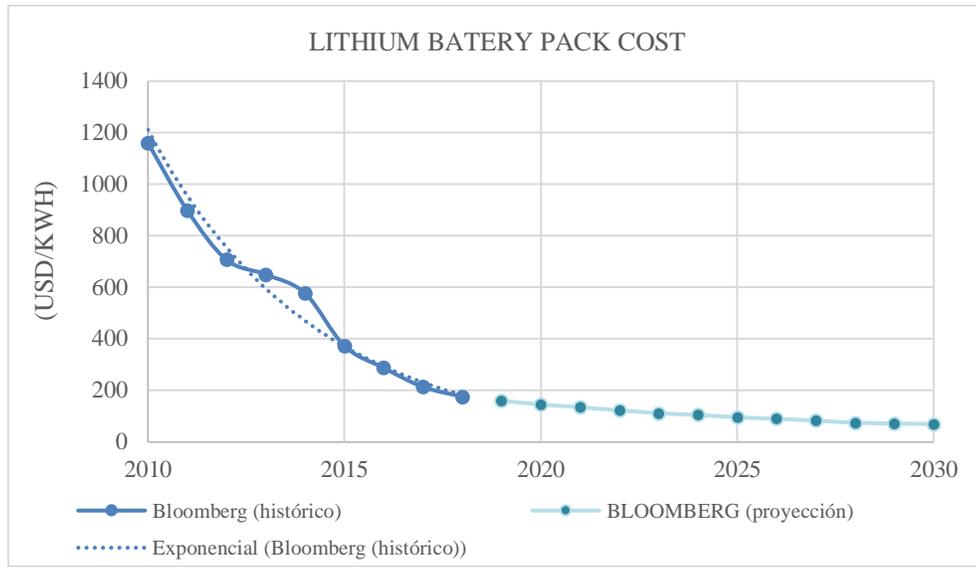


Figura 4.8 Proyección de costos capitales para las baterías de litio
Fuente: Bloomberg NEF, A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices [55]

Como se puede ver, se pronostica que los precios de estas tres tecnologías seguirán cayendo exponencialmente como lo han hecho hasta la fecha, en mayor proporción para los paneles solares y las baterías de litio. Por esta razón, para las tecnologías solar, eólica y baterías de litio se utilizó el promedio de los costos proyectados entre los años 2025 y 2030, pues son los años en los que se necesitaría instalar centrales de generación. Para el sistema de almacenamiento se consideró un 30% adicional al costo de las baterías asociado a otros equipos, instalación y demás. Los costos de capital actualizados se presentan en la siguiente tabla.

Tipo de Central	Costos específicos (US\$/kW)
C.B.	1317.71
C.E.	1217.90
C.H.	1754.40
C.H. RER	2019.27
C.S.	640.27
C.T. GN	867.11
Almacenamiento	105.30 (US\$/kWh)

Tabla 4.16 Costos de capital específico proyectados
Fuente: Elaboración propia, [55], [61], [77]

Las proyecciones de reducción de precios son altamente optimistas y ocasionan una significativa disminución en el costo de capital de ciertas tecnologías, haciéndolas más competitivas en el mercado de la generación. Según las proyecciones, las centrales solares llegan a tener el menor costo de inversión de todas las tecnologías consideradas en la presente investigación. Y considerando que el dimensionamiento del banco de baterías obtuvo un resultado óptimo de una duración de dos horas (ver Figura 4.9) con descarga entre las 6:30pm hasta las 8:30pm y un 96.5% de nivel de incidencias de la máxima demanda, la inversión en el sistema de almacenamiento es razonable.

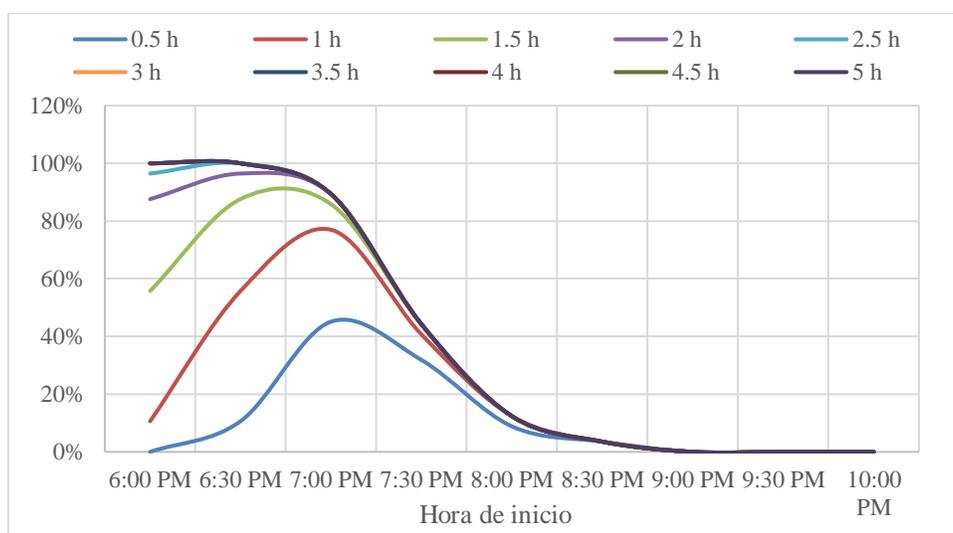


Figura 4.9 Nivel de incidencia de la máxima demanda del SEIN, según hora de inicio de descarga y duración de la batería
Fuente: elaboración propia

De esta manera, teniendo en cuenta los resultados de los costos de capital de cada tecnología y que el CCUPE promedio es a la fecha (con todas las consideraciones mencionadas en la metodología de esta evaluación) US\$ 4.33, se corrieron los modelos económicos, se halló el TIR de cada tecnología y se le asignó el puntaje correspondiente, los cuales se presentan en la Tabla 4.17.

Tipo de Central	TIR	Puntaje: Costo de capital
C.B.	-2.4%	1
C.E.	-3.4%	1
C.H.	0.9%	2

C.H. RER	0.2%	2
C.S.	4.9%	3
C.T. GN	2.0%	2

Tabla 4.17 Puntuación criterio Costo de capital
Fuente: elaboración propia

Estos resultados muestran que, debido a la continua disminución de precios de la tecnología solar fotovoltaica y de las baterías de litio, esta será la tecnología que requerirá menor inversión de capital entre todas las opciones consideradas. Cabe resaltar que esto solamente se da en un caso en el que las RER obtengan un ingreso por la potencia del sistema de almacenamiento de dos horas; actualmente no existe un mecanismo de reconocimiento de potencia firme por existencia de un banco de baterías, que incluso no dura la totalidad de las horas punta en el Perú. Sin embargo, es posible que con una mayor inserción de esta tecnología se desarrolle un marco regulatorio en el cual se incentive la tecnología RER.

4.4.6 Costo nivelado de electricidad

El costo nivelado calculado para cada tecnología se realizó en base a una potencia de 508.4 MW, con sistemas de almacenamiento para las centrales solar y eólica de 508.4 MW de una duración de 2 horas. Para hallar este costo se utilizaron los costos de capital, O&M, tiempo de vida, factor de planta y tasa de interés mostrados en la Tabla 4.18.

Tipo de Central	CAPEX (MMUS\$)	O&M fijo (US\$/kW-año)	O&M variable (US\$/MWh)	Combustible (US\$/MWh)	Tiempo de vida útil (años)	Factor de Planta/Disponibilidad	Tasa de interés
C.B.	669.86	33	5	29	20	0.62	3%
C.E.	833.25	36	0	0	20	0.51	
C.H.	891.86	28	0	0	40	0.83	
C.H. RER	1026.50	21	0	0	40	0.56	
C.S.	646.66	8	0	0	30	0.28	
C.T. GN	-	12	4	33	20	0.90	
Almacenamiento	105.30 (US\$/kWh)	15	0	0	10		

Tabla 4.18 Variables para el cálculo del LCOE
Fuente: elaboración propia

Siguiendo la metodología descrita en el inciso 3.4.6 se obtuvo los siguiente LCOEs y respectivos puntajes.

Tipo de Central	LCOE (US\$/MWh)	Puntaje: Costo nivelado de electricidad
C.B.	48.4	1
C.E.	35.8	2
C.H.	14.2	3
C.H. RER	22.1	2
C.S.	35.2	2
C.T. GN	44.7	1

Tabla 4.19 Puntuación criterio Costo nivelado de electricidad
Fuente: elaboración propia

Se puede ver que el costo nivelado de la tecnología hidroeléctrica es el menor debido a la larga vida útil y bajos costos operativos de estas centrales. Luego le siguen las plantas solares y eólicas con un LCOE alrededor de los 35 US\$/MWh, un costo relativamente bajo considerando que cuenta con un sistema de almacenamiento para firmar su potencia. Cabe resaltar que si bien las eólicas tienen un mayor costo de inversión que las solares, el costo nivelado resulta similar al de la solar; esto debido al mayor tiempo de utilización durante el año que la solar (ver inciso 4.4.4 Factor de planta / Factor de disponibilidad), resultando en mayor cantidad de energía generada. Finalmente, las centrales térmicas presentan los mayores costos nivelados causados por los altos costos de O&M y de combustible, incluso descartando el costo de capital de construcción de las centrales a gas natural. El costo del transporte por medio de gasoducto virtual encarece en gran magnitud la generación térmica a gas natural, haciéndolo una opción de alto costo, especialmente porque el Perú cuenta con otros recursos energéticos abundantes.

4.4.7 Factor de emisiones

Como es de esperarse, se obtuvo que las centrales que menos contaminan son las de recursos renovables. Además, se ve una diferencia entre las emisiones de las centrales hidroeléctricas convencionales y las RER; en la construcción de un reservorio se asocian emisiones por cambio y movimiento de suelo, construcción de la represa, etc. En una central mini hidro no se suele construir una represa, sino más bien suelen ser hidroeléctricas de pasada. En la siguiente tabla se pueden observar los resultados de los factores de emisiones encontrados y el puntaje correspondiente para cada tecnología.

Tipo de Central	Factor de emisiones (gCO ₂ eq/kWh)	Puntaje: Factor de emisiones
C.B.	7 [86]	3
C.E.	30 [83]	3
C.H.	78 [83]	2
C.H. RER	7 [83]	3
C.S.	46 [84]	3
C.T. GN	661 [85]	1

Tabla 4.20 Puntuación criterio Factor de emisiones
Fuente: elaboración propia

4.5 Validación de la tecnología propuesta

La evaluación multicriterio demostró que la tecnología óptima para suplir la demanda al 2025 es la solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de baterías de litio. Para poder validar que esto es factible de un punto de vista económico y evaluar el contexto regulatorio de la ejecución del proyecto, se realizó un estudio del flujo financiero hipotético de la solución.

4.5.1 Evaluación de la rentabilidad de la propuesta

Los criterios de diseño de la planta a construir el 2025 en temas de dimensiones y costos de inversión y O&M se muestran en la Tabla 4.21.

SISTEMA SSFV	
Potencia a instalar 2025 (MW)	555
Capacidad del sistema de almacenamiento (MWh)	1,110
Degradación de Paneles (Anual, en potencia)	1%
Degradación de Baterías (Anual, en capacidad)	1%
Factor de planta SSFV	28%
MRFO	36.7% [74]
TIF	3.8%
CAPEX total (MMUSD)	661
OPEX (USD/kW-año)	23
Precio de energía en PPA (USD/MWh)	35

Tabla 4.21 Suposiciones de la planta SSFV a instalar a 2025
Fuente: Elaboración propia

Con esta información, se estructuró los ingresos y egresos de la central SSFV en un flujo financiero a 30 años, el tiempo de vida esperado de esta tecnología, considerando dos

reposiciones del sistema de almacenamiento al precio del año 2030 ya que el tiempo de vida útil de las baterías es de 10 años. El flujo detallado se presenta en el ANEXO 5 y los principales indicadores financieros en la Tabla 4.22.

VAN (MMUSD)	82.32
TIR	13%
Payback (años)	14.71

Tabla 4.22 Indicadores financieros del proyecto SSFV y almacenamiento
Fuente: Elaboración propia

Estos resultados demuestran un TIR de 13%, el cual se encuentra por encima de la tasa de descuento asumida del 10%, resultando en un valor positivo para el proyecto. Sin embargo, un TIR de 13% y un Valor Actual Neto de MMUSD 82.3 puede no ser una rentabilidad que incentive la inversión de MMUSD 661. Los flujos netos y acumulados se presentan en las siguientes figuras. En los primeros años el flujo neto del privado sería negativo debido al pago del financiamiento a 10 años y a la procura del segundo sistema de baterías en el año 11. A partir del año 15, los flujos acumulados se vuelven positivos y se amortiza el proyecto, llegando a un total de ingresos de MMUSD 1,367 en el año 30.

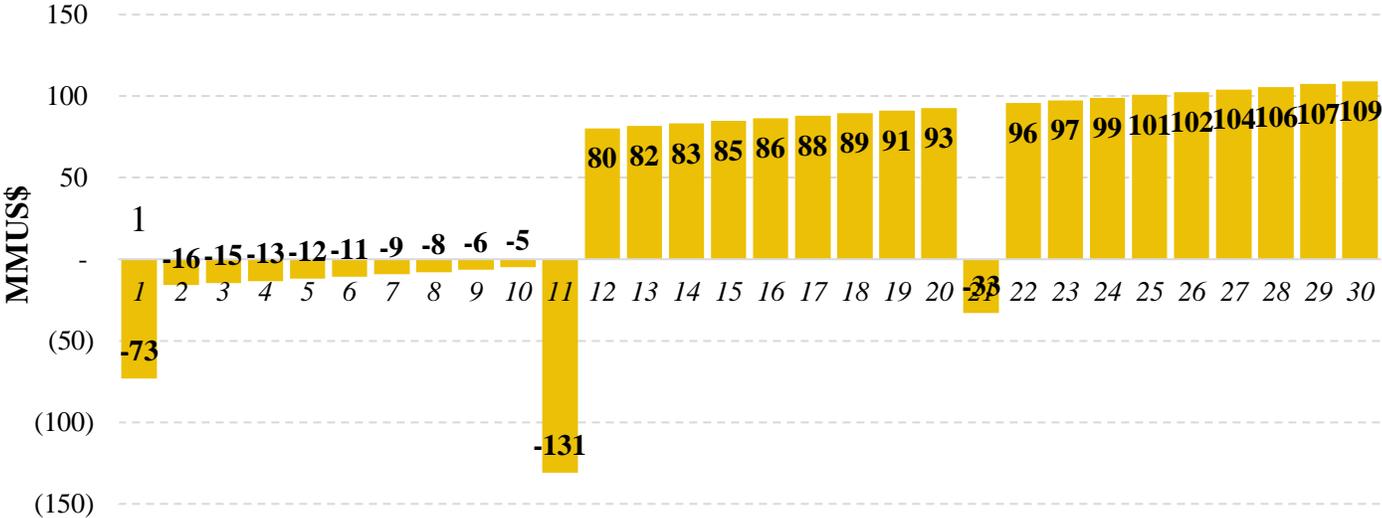


Figura 4.10 Flujo neto de la solución
Fuente: Elaboración propia

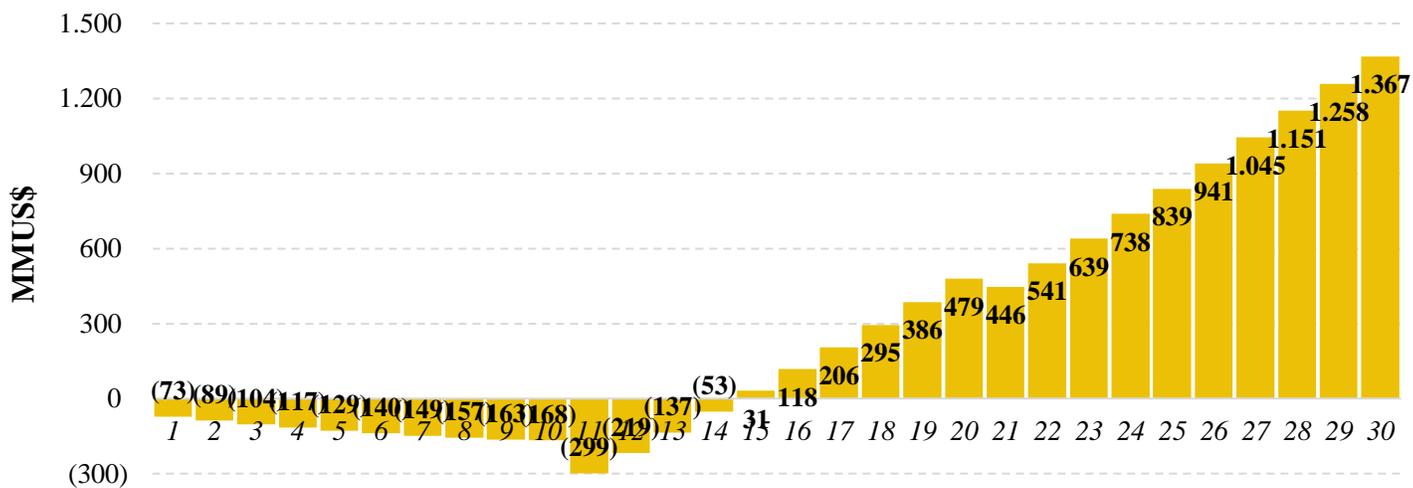


Figura 4.11 Flujo acumulado de la solución
Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, cabe resaltar que muchas variables críticas han sido asumidas para la obtención de este flujo. Se realizó un análisis de sensibilidad y por ejemplo, un precio de energía de 40 USD/MWh en el año 2025 hace que el TIR suba a 17% y el VAN a 166 MMUSD; una disminución en el MRFO a 25% originan un TIR de 14% y 116 MMUSD de VAN.

La rentabilidad del proyecto deberá modelarse con datos actualizados periódicamente para poder tener más certidumbre mientras se acerca la fecha de agotamiento de la oferta. Esta solución no solamente permite insertar más recurso renovable a la matriz eléctrica del Perú, sino también agrega un sistema de almacenamiento, el cual brinda robustez, seguridad y flexibilidad a la red, pudiendo desfasar la oferta de la demanda y dando servicios auxiliares de calidad de energía a la red mientras no haga el arbitraje de energía y potencia. Si bien estos valores adicionales no han sido cuantificados en el flujo del proyecto, podrían aumentar los ingresos de la central ya que estos tienen un costo en la operatividad del SEIN.

CONCLUSIONES

Para hacer frente al acelerado desarrollo económico en el que se encuentra el Perú, es indispensable tener una adecuada planificación del sector eléctrico, asegurando el abastecimiento de energía a la población peruana y a la actividad industrial y minera. El Perú cuenta con riqueza y diversidad en recursos energéticos en el territorio nacional que deben ser aprovechados de la mejor manera. La presente investigación hace frente a la muy necesitada planificación energética en vista del contexto de sobreoferta en el mercado eléctrico por medio de una evaluación de las tecnologías de generación y la oportunidad de insertar nuevas tendencias en la matriz energética. La investigación ha dejado algunos descubrimientos:

1. En un escenario sin construcción de nueva oferta eficiente en los siguientes años, se proyecta que la demanda alcance a la oferta en el año 2024, después de lo cual ocurriría una indetenible alza de precios debido a la inyección de las centrales de combustible diésel o residual. Se estima que se requieren en promedio 508 MW adicionales cada año entre el 2025 y 2030 con un total de 3,050 MW.
2. Se evaluaron las centrales de generación de recurso de biomasa, eólico con almacenamiento, hídrico, solar con almacenamiento y de gas natural en criterios técnicos y económicos. Se encontró que las centrales de biomasa, solares fotovoltaicas y térmicas de gas natural son las que tienen un menor tiempo de ejecución de menor a 3 años, mientras que las hidroeléctricas tienen el mayor tiempo de ejecución con un promedio de 6 años por central. Por ubicación geográfica y holgura en las líneas de transmisión, las tecnologías más oportunas para suplir la demanda esperada son las hidroeléctricas (tanto convencionales y RER), solares y las de gas natural. La capacidad de cubrir la demanda requerida en horas punta por la magnitud usual de la potencia instalada es una cualidad

que tienen las centrales hidroeléctricas convencionales y las térmicas GN, siendo las más pequeñas las de biomasa.

3. Las centrales que obtuvieron mayor puntaje por factor de planta fueron las de biomasa con 61.8%, mientras que el menor factor de planta lo tienen las solares con un promedio de 28.4%. El factor de disponibilidad, por otro lado, resultó ser mayor en las térmicas GN con 90%. El costo de capital de inversión proyectado de la solar fotovoltaica con almacenamiento fue el menor de todas las opciones (851 USD/kW) seguido por la térmica de gas natural (867 US\$/kW); la mini hidro (1,754 USD/kW) y la hidroeléctrica convencional (2,019 USD/kW) fueron las opciones con mayores costos de capital. En temas de costo nivelado, la hidroeléctrica presentó menor LCOE (14.2 USD/kWh) y las térmicas de biomasa (48.4 USD/kWh) y GN (44.7 USD/kWh) fueron las que tuvieron mayor LCOE debido al costo del combustible y O&M elevados. Finalmente, las centrales de menor emisiones fueron las renovables y las de mayores emisiones fueron las térmicas GN (661 gCO₂eq/kWh) y las hidroeléctricas de gran magnitud (78 gCO₂eq/kWh).
4. En conclusión, la tecnología solar fotovoltaica presentó mayor puntaje acumulado en la evaluación multicriterio con un buen equilibrio entre los aspectos técnicos y económicos, teniendo menor puntaje únicamente en el factor de planta que se origina en la naturaleza del recurso. La tecnología solar fotovoltaica con almacenamiento presenta una rentabilidad positiva, dando una Tasa Interna de Retorno de 13% para el caso de una ejecución de proyecto en el 2025, un precio de energía de 35 USD/MWh y una vida útil de 30 años para los paneles y 10 años para las baterías. Esto señala que esta tecnología pueda competir libremente con las tecnologías convencionales, agregando valor adicional por los beneficios técnicos que el sistema de almacenamiento puede proveer para al SEIN.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] F. Ísmodes, “Inversiones en sector minero alcanzarán los US\$6.000 mlls. en 2019, según MEM,” Oct-2018.
- [2] Ministerio de Energía y Minas, “DS N° 064-2010-EM Aprueban la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040,” 2010.
- [3] R. G. Consultores, A. I. y Construcciones, and C. de C. de E. y del A. Cenergía, “Elaboración de la nueva matriz energética sostenible y evaluación ambiental estratégica, como instrumentos de planificación,” 2012.
- [4] Dirección de Planificación de Transmisión - COES, “Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2019-2028,” Lima, 2018.
- [5] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, Período 2021 - 2030,” Lima, 2019.
- [6] M. Jahed, “Electricity generation technology choice: Costs and considerations,” 2016.
- [7] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Costos Marginales de Corto Plazo,” in *Estadística Anual 2016*, Lima, 2016, pp. 206–213.
- [8] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Costos Marginales Revisados,” 2019. [Online]. Available: <http://www.coes.org.pe/Portal/mercadomayorista/costosmarginales/revisados>. [Accessed: 12-May-2019].
- [9] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, *Estadística de Operaciones 2008*. Lima, 2008.
- [10] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Generación 2018.” COES, 2018.

- [11] MINAM (Ministerio del Ambiente), “La Contribución Nacional del Perú - iNDC: agenda para un desarrollo climáticamente responsable,” 2016.
- [12] Osinergmin, *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*, 1st ed. Lima, 2016.
- [13] Sociedad Nacional de Minería y Petróleo, “SNMPE: Déficit de Balanza Comercial de Hidrocarburos del Perú llega a US\$ 3,587 Millones,” Aug-2018.
- [14] Presidencia del Consejo de Ministros, “Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas,” *D. Of. El Peru.*, p. 41, 1992.
- [15] A. Fujimori and J. Chamot, “DS 016-2000-EM.” 2000.
- [16] Presidencia del Consejo de Ministros, *Ley N° 28832, Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*. 2006.
- [17] Congreso de la República, *DL 1002, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables*. 2008, p. 7.
- [18] A. G. Pérez, Y. S. Munaro, and P. S. Gamarra, *DU N° 049-2008 Decreto de Urgencia que asegura continuidad en la prestación del servicio eléctrico*. 2008, pp. 2008–2010.
- [19] Ministerio de Energía y Minas, “Proyecto de D.S. que aprueba el Reglamento Generación Distribuida.” .
- [20] Osinergmin, “Res. N° 144-2019-OS/CD,” *D. Of. El Peru.*, 2019.
- [21] A. Villanueva, M. Román, V. A. García, and E. Del Águila, *Proyecto de Ley N° 3110/2019-CR, Ley que Establece Veracidad y Transparencia en la Generación de Electricidad Garantizando la Corrección en las Tarifas y Promocionando la Inversión e Innovación Tecnológica en el Sector de Energía*. 2018.
- [22] P. E. Alcalá, D. F. Palomino, C. F. Galván, T. Arimborgo, M. E. Miyashiro, and L. Ávila, “Proyecto de Ley N° 2320/2017-CR, Ley que Restablece Eficiencia en Generación y Precios de Electricidad Garantizando Tarifa Justa para el Usuario,”

2018.

- [23] Osinergmin, *DS N° 009-93-EM Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas*. 1993, p. 103.
- [24] Ministerio de Energía y Minas, “Resolución Ministerial N° 271-2018-MEM/DM, Decreto Supremo que Modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.” Minem, Lima, 2018.
- [25] S. Stoft, *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. John Wiley & Sons Inc, 2002.
- [26] P. Ranci and G. Cervigni, *The Economics of Electricity Markets*. 2013.
- [27] Laub & Quijandría, “SEMPRA - Reporte del Mercado Eléctrico.” 2019.
- [28] SectorElectricidad, “Evaluación de la Distribución de Energía Eléctrica por medio de Curvas de Duración,” 2017. [Online]. Available: <http://www.sectorelectricidad.com/17172/evaluacion-de-la-distribucion-de-energia-electrica-por-medio-de-curvas-de-duracion/>.
- [29] Ministerio de Energía y Minas, *Decreto Supremo N° 022-2009-EM: Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad*. 2009.
- [30] J. J. Grainger and W. D. J. Stevenson, *Análisis De Sistemas De Potencia*. Naucalpan de Juárez: McGRAW-HILL, 1998.
- [31] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, *Procedimiento Técnico N°31: Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación*. 2018, p. 33.
- [32] J. Blazquez, R. Fuentes-Bracamontes, C. A. Bollino, and N. Nezamuddin, “The renewable energy policy Paradox,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. September 2017, pp. 1–5, 2018.
- [33] P. P. Kuczynski and C. Aljovín, *DS 043-2017-EM, Decreto Supremo que modifica el*

artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM. 2017, p. 6.

- [34] Osinergmin, “Observatorio Energético Minero - Producción.” [Online]. Available: <http://observatorio.osinergmin.gob.pe/produccion>.
- [35] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Estadística Anual 2018, Producción eléctrica del SEIN por Tipo de Generación 2018.” 2018.
- [36] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Estadística Anual 2018, Evolución de la Producción de Energía por Tipo de Generación GW.h.” 2018.
- [37] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Estadística Anual 2018, Diagrama de Carga y Diagrama de Duración de Carga del SEIN,” 2018.
- [38] International Renewable Energy Agency, *Renewable Power Generation Costs in 2018*. 2018.
- [39] Lazard, “Lazard’s Levelized Cost of Electricity Analysis - Version 12.0,” no. November, pp. 0–19, 2018.
- [40] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Estadística Anual 2018, Datos de Centrales de Generadores Integrantes a Diciembre 2018.” 2018.
- [41] S. Sangal, A. Garg, and D. Kumar, “Review of Optimal Selection of Turbines for Hydroelectric Projects,” vol. 3, no. 3, pp. 424–430, 2013.
- [42] B. K. Sovacool, A. Gilbert, and D. Nugent, “An international comparative assessment of construction cost overruns for electricity infrastructure,” *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 3, no. C, pp. 152–160, 2014.
- [43] International Renewable Energy Agency, *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, no. October. 2017.
- [44] International Renewable Energy Agency, “Behind-The-Meter Batteries: Innovation Landscape Brief,” Abu Dhabi, 2019.

- [45] G. I Hyundai, “Move Over Tesla! Hyundai To Unveil World’s NEW Largest Battery,” 2018.
- [46] Engie Storage, “Power Unified School District: \$ 1.4 Million in energy savings creates leverage for educational excellence,” 2019.
- [47] A. Colthorpe, “‘Only’ 20MW, but New York’s biggest battery project shows how to make it,” *Energy Storage News*, 2019.
- [48] Enel Generación, “Enel will install the first energy storage battery in Peru,” 2018.
- [49] K. D’Ambrosio, “AES Wind Generation and AES Energy Storage Announce Commercial Operation of Laurel Mountain Wind Facility Combining Energy Storage and Wind Generation,” 2011.
- [50] S. Vorrath, “Tesla Powerpack battery added to wind turbine at NZ salt factory,” *One Step Off the Grid*, 2017.
- [51] J. M. Takouleu, “Egypt: Bidding for Hurghada power plant expected in September 2019,” *Afrik21*, 2019.
- [52] M. Farag, “NREA to launch tender for 20MW solar power plant in Hurghada in September,” *Daily News Egypt*, 2019.
- [53] N. Kabeer, “Pradesh and 200 MW for Andhra Pradesh,” *Mercom India*, 2019.
- [54] Revista Electricidad, “Hotel de lujo logra satisfacer 100% de su demanda con planta híbrida fotovoltaica diésel,” 2017.
- [55] Bloomberg New Energy Finance, “A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices,” 2019. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>.
- [56] Wood Mackenzie, “Battery Rack Price Forecast, 2016-2023E (\$/kWh),” 2019. [Online]. Available: <https://www.woodmac.com/press-releases/us-energy-storage-project-pipeline-doubles-in-2018-nears-33-gw2/>.

- [57] International Energy Agency, “Commentary: Battery storage is (almost) ready to play the flexibility game,” *News*, 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/newsroom/news/2019/february/battery-storage-is-almost-ready-to-play-the-flexibility-game.html>.
- [58] Greentech Media, “Storage Is the New Solar: Will Batteries and PV Create an Unstoppable Hybrid Force?,” 2014.
- [59] Osinergmin, “Supervisión de Contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica,” 2018.
- [60] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Valorización de las Transferencias de Potencia Septiembre 2019,” Lima, 2019.
- [61] Osinergmin, “Centrales de Generación Eléctrica - en Operación,” 2018.
- [62] Energiminas, “Trazo del Gasoducto Sur Peruano no cambiará y el 2022 se entregará el proyecto,” *Energiminas*, 2019.
- [63] C. Global, “Enagás confía en alcanzar un acuerdo con Perú a pesar del arbitraje en CIADI,” *CIAR Global*, 2019.
- [64] B. K. Sovacool, D. Nugent, and A. Gilbert, “Construction cost overruns and electricity infrastructure: An unavoidable risk?,” *Electr. J.*, vol. 27, no. 4, pp. 112–120, 2014.
- [65] Osinergmin, “Mapa Energético Minero.” [Online]. Available: <https://gisem.osinergmin.gob.pe/menergetico/>.
- [66] Ministerio de Energía y Minas, “Visor MINEM.” [Online]. Available: http://mapas.minem.gob.pe/MAP_HIDROELECTRICO/.
- [67] Federal Ministry for the Environment Nature Conservation and Building and Nuclear Safety, “Sustainable energy production from biomass waste in Peru,” 2015.
- [68] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Estadística Anual 2008, Mapa COES,” 2018.

- [69] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Estadística Anual 2018, Operación del Sistema de Transmisión,” 2018.
- [70] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del SEIN: Periodo 2019-2022,” 2019.
- [71] Osinergmin, “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia,” 2007.
- [72] C. Kost, S. Shammugam, V. Jülch, H. Nguyen, and T. Schlegl, *Levelized Cost of Electricity– Renewable Energy Technologies*, no. March. .
- [73] Osinergmin, “Pliegos Tarifarios: Precios en Barra en Subestaciones Base.” [Online]. Available:
<http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/Paginas/VisorPliegosTarifarios.aspx?Codigo=PBA>.
- [74] Ministerio de Energía y Minas, “Fijan los valores de Margen de Reserva (MR) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), para el periodo que se inicia en mayo de 2018 y concluye en abril de 2021,” *El Peruano*, 2018.
- [75] Bloomberg New Energy Finance, “Solar Energy,” 2016. [Online]. Available:
<https://www.bloomberg.com/quicktake/solar-energy>.
- [76] US Energy Information Administration, “Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies , Annual Energy Outlook 2019,” vol. 2019, no. January, pp. 1–3, 2019.
- [77] National Renewable Energy Laboratory, “Annual Technology Baseline: Electricity 2019 data,” 2019.
- [78] R. Tidball *et al.*, “Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies,” 2010.

- [79] Osinergmin, “Comunicado N° 034-2019 – GRT: Actualización del PGN para generación eléctrica,” 2019.
- [80] Osinergmin, “Costos Variables de Centrales Térmicas.” 2015.
- [81] M. A. Lopez, “Evaluación Técnico – Económica de las Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gas Natural,” *La Revista del Gas Natural*.
- [82] Osinergmin, “GasNatural: Aplicación de la Tarifa Única de Distribución,” 2015.
- [83] H. L. Radaal, L. Gagnon, I. S. Modahl, and O. J. Hansenn, “Life cycle greenhouse gas (GHG) emissions from the generation of wind and hydro power,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 7, pp. 3417–3422, 2011.
- [84] National Renewable Energy Laboratory, “Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation,” 2013.
- [85] Cerro del Águila S.A., “CDM PDD Cerro del Águila,” 2012.
- [86] Petramás S.A., “CDM PDD Huaycoloro,” 2014.
- [87] Ministerio de Energía y Minas, “RM N° 196-2018-MEM/DM Fijan los valores de Margen de Reserva (MR) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), para el periodo que se inicia en mayo de 2018 y concluye en abril de 2021,” *El Peruano*, 2018.
- [88] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Diagnóstico de Resonancias Subsíncronas en el SEIN,” Lima, 2017.

ANEXOS

7.1 ANEXO 1

ANEXO 1: PROYECCIÓN DE DEMANDA VEGETATIVA UTILIZADA

Año	Demanda Vegetativa Proyectada-GWh
2018	29,921
2019	31,279
2020	32,682
2021	34,079
2022	35,526
2023	37,026
2024	38,633
2025	40,260
2026	41,937
2027	43,675
2028	45,494
2029	47,340
2030	49,236

7.2 ANEXO 2

ANEXO 2: PROYECCIÓN DE DEMANDA DE LOS PROYECTOS EXPANSIVOS

PRINCIPALES PROYECTOS DE DEMANDA	ZONA	2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025	
		MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH								
Tia Maria (SPCC)	SUR									5	42	5	42	47	390
Los Chancas (SPCC)	SUR					5	42	5	42	5	42	50	416	100	832
Ampliación Concentradora Cujajone (SPCC)	SUR							46	380	46	380	46	380	46	380
Ampliación Fundición Ilo (SPCC)	SUR					12	100	12	100	12	100	12	100	12	100
Ampliación El Brocal	CENTRO	4	38	8	88	8	88	8	88	8	88	14	154	29	274
Ampliación Shougang Hierro Perú (Op Mina y P. Be)	CENTRO	60	514	60	514	60	514	100	808	100	808	100	808	100	808
Ampliación Antamina	NORTE	12	120	17	120	27	232	32	269	32	269	32	269	32	269
Ampliación Aceros Arequipa-Pisco	CENTRO	2	46	22	361	22	468	27	570	27	604	32	604	32	604
Ampliación Toromocho (Chinalco)	CENTRO	2	73	26	241	61	493	61	580	61	580	61	580	61	580
Fosfatos de Bayovar-CCPSA	NORTE									30	218	60	436	60	436
Ampliación UNACEM-Condorcocha	CENTRO			10	41	11	96	27	178	27	223	27	225	27	223
Ampliación Las Bambas (MMG)	SUR	-4	76	-4	76	-4	76	-4	76	-4	76	-4	76	-4	76
Coroccohuay co-Antapaccay	SUR	3	12	28	140	32	244	34	273	43	344	39	314	39	313
Bongará-Milpo	NORTE													7	50
Mina Quechua	SUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Quellaveco (Angloamerican)	SUR			10	13	47	107	162	713	162	1,112	163	1,214	163	1,214
San Gabriel (Ex Chucapaca, de Buenaventura)	SUR					1	5	1	5	10	70	12	84	15	105
Hilarion (Milpo)	NORTE													15	124
Pukaqaqa (Milpo)	CENTRO											40	329	40	329
Pampa de Pongo (JMP)	SUR			2	35	2	35	142	582	142	1,120	142	1,120	142	1,120

Los Calatos (Hampton)	SUR							4	32	7	32	74	581	74	581
Michiquillay (SPCC)	NORTE									5	42	5	42	100	830
Shahuindo (Tahoe)	NORTE	7	57	8	63	8	66	8	71	8	71	8	71	8	71
Haquira (Antares)	SUR											90	622	150	1,037
Mina Justa (Marcobre)	CENTRO	10	50	80	276	80	598	80	598	80	598	80	598	80	598
Río Blanco (Zijin Mining Group)	NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	190
Ampliación Refinería Talara (PETROPERU)	NORTE					33	247	84	559	84	669	84	669	84	669
Corani (Bear Creek)	SUR					47	312	47	312	47	312	47	312	47	312
Ollachea (Kuri Kullu)	SUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Magistral (Milpo)	NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zafranal (AQM Copper)	SUR									80	360	100	747	100	800
Ampliación-re Comp Met La Oroya (Doe Run)	CENTRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mina Pierina (Barrick)	CENTRO	-1	-6	-1	-11	-1	-11	-1	-11	-10	-64	-10	-64	-10	-64

PRINCIPALES PROYECTOS DE DEMANDA	2026		2027		2028		2029		2030	
	MW	GWH								
Tia Maria (SPCC)	93	774	93	774	93	774	93	774	93	774
Los Chancas (SPCC)	100	832	100	832	100	832	100	832	100	832
Ampliación Concentradora Cuajone (SPCC)	46	380	46	380	46	380	46	380	46	380
Ampliación Fundición Ilo (SPCC)	12	100	12	100	12	100	12	100	12	100
Ampliación El Brocal	29	274	29	274	29	274	29	274	29	274
Ampliación Shougang Hierro Perú (Op Mina y P. Be)	100	808	100	808	100	808	100	808	100	808
Ampliación Antamina	32	269	32	269	32	269	32	269	32	269
Ampliación Aceros Arequipa-Pisco	32	604	32	604	32	604	32	604	32	604
Ampliación Toromocho (Chinalco)	61	580	61	580	61	580	61	580	61	580
Fosfatos de Bayovar-CCPSA	60	436	60	436	60	436	60	436	60	436
Ampliación UNACEM-Condorcocha	27	224	27	224	27	226	27	226	27	226
Ampliación Las Bambas (MMG)	-4	76	-4	76	-4	76	-4	76	-4	76
Coroccohuayco-Antapaccay	27	217	27	217	27	217	27	217	27	217
Bongará-Milpo	7	50	7	50	7	50	7	50	7	50
Mina Quechua	78	615	78	615	85	650	85	650	85	650
Quellaveco (Angloamerican)	163	1,214	163	1,214	163	1,214	163	1,214	163	1,214
San Gabriel (Ex Chucapaca, de Buenaventura)	18	126	18	126	18	126	18	126	18	126
Hilarion (Milpo)	15	124	15	124	15	124	15	124	15	124
Pukaqaqa (Milpo)	40	329	40	329	40	329	40	329	40	329
Pampa de Pongo (JMP)	142	1,120	247	1,947	247	1,947	247	1,947	247	1,947
Los Calatos (Hampton)	74	581	74	581	74	581	74	581	74	581
Michiquillay (SPCC)	200	1,660	200	1,660	200	1,660	200	1,660	200	1,660
Shahuindo (Tahoe)	8	71	8	71	8	71	8	71	8	71
Haquira (Antares)	150	1,037	150	1,037	150	1,037	150	1,037	150	1,037
Mina Justa (Marcobre)	80	598	80	598	80	598	80	598	80	598
Río Blanco (Zijin Mining Group)	85	330	85	660	85	660	85	660	85	660
Ampliación Refinería Talara (PETROPERU)	84	669	84	669	84	669	84	669	84	669
Corani (Bear Creek)	47	312	47	312	47	312	47	312	47	312
Ollachea (Kuri Kullu)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Magistral (Milpo)	40	329	40	329	40	329	40	329	40	329
Zafranal (AQM Copper)	100	800	100	800	100	800	100	800	100	800
Ampliación-re Comp Met La Oroya (Doe Run)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mina Pierina (Barrick)	-10	-64	-10	-64	-10	-64	-10	-64	-10	-64

7.3 ANEXO 3

ANEXO 3: BASE DE DATOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN INSTALADAS EN EL PERÚ

Ítem	Fecha de Contrato	Concesión / Autorización	Tipo de Central	Central	Empresa	Potencia Instalada (MW)	Monto Invertido (Mio US\$)	Fecha de Puesta en Servicio	Tiempo de construcción (años)	Costo Capital (US\$/kW)
1	Año 1996	Concesión	C.H.	Gallito Ciego	CEMENTOS NORTE PACASMAYO (SN Power)	38.1	47.6	Nov. 1997	5.00	1249.34
2	Año 1996	Autorización	C.T. GN	Santa Rosa (WESTINGHOUSE (TG-7)(2))	EDEGEL	121.3	41.0	Nov. 1997	1.92	338.00
3	Julio 1995	Autorización	C.T. GN	Aguaytía - GN	TERMOSELVA	156.3	286.0	Jul. 1998	3.00	1829.81
4	Año 1998	Concesión	C.H.	Yanango	EDEGEL	42.6	51.0	11.02.2000	2.00	1197.18
5	Año 1996	Autorización	Diesel/Otras	Ilo 21 (Carbón)	ENERSUR	141.1	225.0	Ago. 2000	2.08	1594.61
6	13.10.2000	Concesión	C.H.	Chimay	EDEGEL	150.9	131.6	Oct. 2000	2.25	872.10
7	16.02.2004	Usufructo	C.H.	Yuncan	ENERSUR	126.0	140.0	09.07.2005	1.41	1111.11
8	01.08.2003	Autorización	C.T. GN	Ventanilla - Ciclo Combinado - GN	ENDESA	185.0	100.0	20.10.2006	3.27	540.54
9	1-Feb-09	Autorización	Diesel/Otras	C.T. GN Emergencia de Trujillo (Diesel)	ELP/APR ENERGY	60.0	45.5	15.06.2019	10.52	758.33
10	02.09.2005	Autorización	C.T. GN	C.T. GN Chilca 1 - Ciclo Simple - GN (Chilca)	ENERSUR	560.0	336.0	I (Dic. 2006), II (Jul. 2007), III (Ago. 2009)	1.33	600.00
11	17.03.2006	Autorización	C.T. GN	Kallpa I, II y III - Ciclo Simple - GN (Chilca)	KALLPA GENERACIÓN	560.0	249.9	I(01.07.2007), II(25.06.2009), III (24.03.2010)	1.33	446.25
12	08.07.2007	Autorización	C.T. GN	Oquendo - Cogeneración - GN (Lima)	SdF ENERGÍA	30.0	23.0	22.04.2009	1.82	766.67
13	31.10.2006	Concesión	C.H.	El Platanal (Cañete)	CELEPSA	220.0	350.0	30.03.2010	3.46	1590.91

14	13.01.2009	Autorización	C.T. GN	Las Flores - Ciclo Simple - GN (Chilca)	EGENOR	192.5	110.0	2010-04-05	1.24	571.43
15	08.09.2007	Autorización	C.T. GN	Pisco - 2x35 MW - EGASA - GN (Pisco)	EGASA	70.0	8.3	02.10.2010	3.11	118.57
16	11.12.2007	Autorización	C.T. GN	Independencia - 4x6 MW- EGESUR - GN (Pisco)	EGESUR	24.0	13.5	20.10.2010	2.90	562.50
17	31.03.2010	Concesión RER (1ª Subasta)	C.H. RER	Purmacana (Barranca)	Eléctrica Santa Rosa	2.0	2.8	18.03.2011	0.98	1400.00
18	31.03.2010	Concesión RER (1ª Subasta)	C.B.	Huaycoloro	Petramas S.A.C.	4.0	10.5	06.12.2011	1.71	2625.00
19	23.02.2006	Concesión	C.H. RER	Pias I (Pataz - La Libertad)	Aguas y Energía	12.6	27.5	04.01.2012	5.95	2182.54
20	31.03.2010	Concesión RER (1ª Subasta)	C.H. RER	Huasahuasi I (Caripa-Tarma)	Hidroeléctrica Santa Cruz	8.0	17.4	15.02.2012	1.91	2175.00
21	31.03.2010	Concesión RER (1ª Subasta)	C.H. RER	Nuevo Imperial (Cañete)	Hidrocañete S.A.	4.0	7.5	20.04.2012	2.09	1875.00
22	31.03.2010	Concesión RER (1ª Subasta)	C.H. RER	Huasahuasi II (Caripa-Tarma)	Hidroeléctrica Santa Cruz	8.0	14.5	05.05.2012	2.13	1812.50
23	14.04.2010	Autorización	C.T. GN	Kallpa IV - Ciclo Combinado - GN (Chilca)	KALLPA GENERACIÓN	293.0	395.0	08.08.2012	2.35	1348.12
24	31.12.2011	Autorización	C.T. GN	Tablazo (Paita)	SUDAMERICANA DE ENERGÍA (SdE)	30.0	22.5	01.09.2012	0.68	750.00
25	31.03.2010	Concesión RER (1ª Subasta)	C.S.	Majes Solar 20T (Arequipa)	Grupo T Solar Global S.A.	20.0	73.6	31.10.2012	2.63	3680.00
26	31.03.2010	Concesión RER (1ª Subasta)	C.S.	Repartición Solar 20T (Arequipa)	Grupo T Solar Global S.A.	20.0	73.5	31.10.2012	2.63	3675.00
27	31.03.2010	Concesión RER (1ª Subasta)	C.S.	Tacna Solar (Tacna)	Tacna Solar S.A.C.	20.0	85.0	31.10.2012	2.63	4250.00
28	16.07.2010	Autorización	C.T. GN	Chilca 1 - Ciclo Combinado - GN (Chilca)	ENERSUR	292.0	374.0	15.11.2012	2.37	1280.82
29	31.03.2010	Concesión RER (1ª Subasta)	C.S.	Panamericana Solar (Ilo)	Panamericana Solar S.A.C.	20.0	87.0	31.12.2012	2.79	4350.00
30	31.03.2010	Concesión RER (1ª Subasta)	C.H. RER	Yanapampa (Ocos-Ancash)	Eléctrica Yanapampa S.A.	4.1	9.0	23.02.2013	2.94	2195.12

31	27.08.2010	Concesión RER (1ª Subasta)	C.H. RER	Las Pizarras	Eléctrica Río Doble S.A.	18.0	39.6	30.04.2013	2.71	2200.00
32	20.01.2011	Concesión de Reserva Fría	R.F.	Planta de Reserva Fría de Ilo (C.T. GN Ilo)	ENERSUR	564.0	220.4	20.06.2013	2.45	390.78
33	08.01.2011	Concesión de Reserva Fría	R.F.	Planta de Reserva Fría de Talara (C.T. GN Malacas)	EEPSA	200.0	105.9	13.07.2013	2.55	529.50
34	14.04.2010	Autorización de Suministro de Largo Plazo	C.T. GN	Santo Domingo de los Olleros - Ciclo Simple (GN-Chilca)	Termochilca S.A.C.	197.6	128.5	19.10.2013	3.57	650.30
35	28.02.2013	Autorización	Diesel/Otras	Lagunas Norte (La Libertad)	Minera Barrick Misquichilca S.A.	12.8		31.01.2014	0.94	0.00
36	31.03.2010	Concesión RER (1ª Subasta)	C.E.	Marcona (Ica)	Parque Eólico Marcona S.R.L. (Cobra Perú)	32.0	61.1	25.04.2014	4.13	1909.38
37	21.02.2010	Concesión	C.H.	Huanza (Santa Eulalia - Lima)	Empresa de Generación Huanza	96.8	251.0	06.06.2014	4.35	2592.98
38	31.03.2010	Concesión RER (1ra Subasta)	C.E.	Talara (Piura)	Energía Eólica S.A.	30.0	101.0	30.08.2014	4.48	3366.67
39	31.03.2010	Concesión RER (1ra Subasta)	C.E.	Cupisnique (Guadalupe)	Energía Eólica S.A.	80.0	242.0	30.08.2014	4.48	3025.00
40	30.09.2011	Concesión RER (2da Subasta)	C.H. RER	Runatullo III (Junín)	Empresa de Generación Eléctrica Junín S.A.C.	20.0	31.1	22.11.2014	3.19	1555.00
41	18.11.2010	Autorización de Suministro de Largo Plazo	C.T. GN	Chilca - Ciclo Combinado (Fénix)	Fénix Power Perú	570.1	857.0	24.12.2014	4.16	1503.25
42	18.02.2014	Concesión RER (3ra Subasta)	C.H. RER	Runatullo II (Junín)	Empresa de Generación Eléctrica Junín S.A.C.	20.0	35.6	24.12.2014	0.86	1780.00
43	30.09.2011	Concesión RER (2da Subasta)	C.S.	Moquegua FV (Moquegua)	Solarpark Co. Tecnología	16.0	43.0	31.12.2014	3.30	2687.50
44	30.09.2011	Concesión RER (2da Subasta)	C.H. RER	Canchayllo (Canchayllo)	Empresa de Generación Eléctrica Canchayllo S.A.C. - EGESAC	5.0	10.0	31.12.2014	3.30	2000.00
45	21.07.2011	Autorización - Reserva Fría	R.F.	Éten (Lambayeque)	CONSORCIO COBRA-ENERSA S.A.	230.0	145.0	02.07.2015	4.01	630.43
46	29.11.1994	Concesión	C.H.	Machupicchu (Cusco)	EGEMSA	101.8	148.8	15.08.2015	21.01	1461.69
47	03.12.2009	Concesión	C.H.	Cheves (Lima)	EMPRESA DE GENERACIÓN	168.2	505.8	22.08.2015	5.80	3007.13

					ELÉCTRICA CHEVES S.A. - SN POWER					
48	30.09.2011	Concesión RER (2da Subasta)	C.B.	La Gringa V (Lima)	CONSORCIO ENERGÍA LIMPIA	3.2	5.1	31.08.2015	3.98	1593.75
49	23.02.2011	Concesión	C.H.	Santa Teresa (Cusco)	LUZ DEL SUR S.A.A.	98.2	154.5	01.09.2015	4.59	1573.32
50	15.08.2014	Autorización	Diesel/Otras	Recka (Lambayeque)	SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	181.3	102.5	25.09.2015	1.13	565.36
51	14.04.2010	Suministro de Largo Plazo	C.H.	Quitaracsa	ENERSUR	112.0	464.0	29.10.2015	5.62	4142.86
52	30.09.2011	Concesión RER (2da Subasta)	C.E.	Tres Hermanas	PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS S.A.C.	97.2	185.7	11.03.2016	4.51	1910.49
53	20.01.2014	Nodo Energético del Sur	Diesel/Otras	Puerto Bravo	SAMAY I S.A.	720.0	390.0	26.05.2016	2.38	541.67
54	28.08.2012	Autorización - Reserva Fría	R.F.	Puerto Maldonado	INFRAESTRUCTURAS Y ENERGÍA DEL PERÚ S.A.C.	20.1	11.7	28.07.2016	3.97	582.09
55	28.08.2012	Autorización - Reserva Fría	Diesel/Otras	Pucallpa	INFRAESTRUCTURAS Y ENERGÍA DEL PERÚ S.A.C.	45.8	23.8	28.07.2016	3.97	519.65
56	31.03.2010	Concesión RER (1ra Subasta)	C.H. RER	Chancay	SINERSA	19.2	49.1	04.08.2016	6.44	2557.29
57	25.09.2014	Concesión RER (4ta Subasta)	C.H. RER	Rucuy	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RIO BAÑOS S.A.C.	20.0	42.0	09.08.2016	1.90	2100.00
58	04.09.2009	Concesión	C.H. RER	Carpapata III	GENERACIÓN ELÉCTRICA ATOCONGO S.A.	12.8	51.6	19.08.2016	7.06	4031.25
59	01.07.2011	Suministro de Largo Plazo	C.H.	Cerro del Águila	CERRO DEL ÁGUILA S.A.	525.0	948.0	25.08.2016	5.23	1805.71
60	13.05.2011	Suministro de Largo Plazo	C.H.	Chaglla	EMPRESA DE GENERACIÓN HUALLAGA S.A.	456.0	1247.0	24.09.2016	5.45	2734.65
61	20.01.2014	Nodo Energético del Sur	Diesel/Otras	Ilo 4	ENERSUR	720.0	432.4	22.10.2016	2.79	600.56
62	10.03.2015	Autorización	C.T. GN	Chilca 2	ENERSUR	112.8	140.0	16.12.2016	1.80	1241.13

63	18.02.2014	Concesión RER (3ra Subasta)	C.H. RER	Potrero	Empresa Eléctrica Agua Azul S.A.	19.9	46.0	29.04.2017	3.24	2311.56
64	17.07.2001	Concesión	C.H. RER	Marañón	Hidroeléctrica Marañón S.R.L.	18.4	85.6	23.06.2017	16.17	4652.17
65	18.02.2014	Concesión RER (3ra Subasta)	C.H. RER	Yarucaya	Huaura Power Group S.A.	17.5	37.2	17.08.2017	3.54	2125.71
66	18.09.2013	Autorización - Reserva Fría	R.F.	Iquitos	Genrent del Perú S.A.C.	77.7	108.7	20.10.2017	4.15	1398.97
67	17.05.2016	Concesión RER (4ta Subasta)	C.S.	Rubí	Enel Green Power Perú S.A.	144.5	165.0	30.01.2018	1.73	1141.87
68	30.09.2011	Concesión RER (2da Subasta)	C.H. RER	Renovandes H1	Generación Eléctrica Santa Ana S.R.L.	20.0	71.6	20.03.2018	6.56	3580.00
69	17.07.2013	Autorización	C.T. GN	Santo Domingo de los Olleros - Ciclo Combinado	Termochilca S.A.C.	100.0	176.0	25.03.2018	4.76	1760.00
70	17.05.2016	Concesión RER (4ta Subasta)	C.S.	Intipampa	Engie Energía Perú	40.0	52.4	31.03.2018	1.90	1310.00
71			C.H.	Mantaro	Electoperú	798			6.33	
72			C.H.	Restitución	Electoperú	210			5.50	

7.4 ANEXO 4

ANEXO 4: BASE DE DATOS DE CENTRALES EN EL PERÚ PARA HALLAR LOS COSTOS DE CAPITAL PROMEDIO

Ítem	Concesión / Autorización	Tipo de Central	Central	Empresa	Potencia Instalada (MW)	Monto Invertido (Mio US\$)	Fecha de Puesta en Servicio	Costo Capital (US\$/kW)
1	Concesión RER (2da Subasta)	C.B.	La Gringa V (Lima)	CONSORCIO ENERGÍA LIMPIA	3.2	5.1	31.08.2015	1593.75
2	Concesión RER (4ta Subasta)	C.B.	Callao	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGÍA LIMPIA S.A.C.	2.4	2.5	19.11.2019	1041.67
3	Concesión RER (1 ^{ra} Subasta)	C.E.	Marcona (Ica)	Parque Eólico Marcona S.R.L. (Cobra Perú)	32.0	61.1	25.04.2014	1909.38
4	Concesión RER (2da Subasta)	C.E.	Tres Hermanas	PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS S.A.C.	97.2	185.7	11.03.2016	1910.49
5	Concesión	C.H.	Chimay	EDEGEL	150.9	131.6	Oct. 2000	872.10
6	Usufructo	C.H.	Yuncan	ENERSUR	126.0	140.0	09.07.2005	1111.11
7	Concesión	C.H.	El Platanal (Cañete)	CELEPSA	220.0	350.0	30.03.2010	1590.91
8	Concesión	C.H.	Huanza (Santa Eulalia - Lima)	Empresa de Generación Huanza	96.8	251.0	06.06.2014	2592.98
9	Concesión	C.H.	Cheves (Lima)	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CHEVES S.A. - SN POWER	168.2	505.8	22.08.2015	3007.13
10	Concesión	C.H.	Santa Teresa (Cusco)	LUZ DEL SUR S.A.A.	98.2	154.5	01.09.2015	1573.32
11	Suministro de Largo Plazo	C.H.	Cerro del Águila	CERRO DEL ÁGUILA S.A.	525.0	948.0	25.08.2016	1805.71
12	Suministro de Largo Plazo	C.H.	Chaglla	EMPRESA DE GENERACIÓN HUALLAGA S.A.	456.0	1247.0	24.09.2016	2734.65
13	Concesión RER (1 ^{ra} Subasta)	C.H. RER	Purmacana (Barranca)	Eléctrica Santa Rosa	2.0	2.8	18.03.2011	1400.00
14	Concesión	C.H. RER	Pias I (Pataz - La Libertad)	Aguas y Energía	12.6	27.5	04.01.2012	2182.54
15	Concesión RER (1 ^{ra} Subasta)	C.H. RER	Huasahuasi I (Caripa-Tarma)	Hidroeléctrica Santa Cruz	8.0	17.4	15.02.2012	2175.00

16	Concesión RER (1 ^{ra} Subasta)	C.H. RER	Nuevo Imperial (Cañete)	Hydrocañete S.A.	4.0	7.5	20.04.2012	1875.00
17	Concesión RER (1 ^{ra} Subasta)	C.H. RER	Huasahuasi II (Caripa-Tarma)	Hidroeléctrica Santa Cruz	8.0	14.5	05.05.2012	1812.50
18	Concesión RER (1 ^{ra} Subasta)	C.H. RER	Yanapampa (Ocos-Ancash)	Eléctrica Yanapampa S.A.	4.1	9.0	23.02.2013	2195.12
19	Concesión RER (1 ^{ra} Subasta)	C.H. RER	Las Pizarras	Eléctrica Río Doble S.A.	18.0	39.6	30.04.2013	2200.00
20	Concesión RER (2da Subasta)	C.H. RER	Runatullo III (Junín)	Empresa de Generación Eléctrica Junín S.A.C.	20.0	31.1	22.11.2014	1555.00
21	Concesión RER (3ra Subasta)	C.H. RER	Runatullo II (Junín)	Empresa de Generación Eléctrica Junín S.A.C.	20.0	35.6	24.12.2014	1780.00
22	Concesión RER (2da Subasta)	C.H. RER	Canchayllo (Canchayllo)	Empresa de Generación Eléctrica Canchayllo S.A.C. - EGESAC	5.0	10.0	31.12.2014	2000.00
23	Concesión RER (1ra Subasta)	C.H. RER	Chancay	SINERSA	19.2	49.1	04.08.2016	2557.29
24	Concesión RER (4ta Subasta)	C.H. RER	Rucuy	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RIO BAÑOS S.A.C.	20.0	42.0	09.08.2016	2100.00
25	Concesión RER (3ra Subasta)	C.H. RER	Potrero	Empresa Eléctrica Agua Azul S.A.	19.9	46.0	29.04.2017	2311.56
26	Concesión RER (3ra Subasta)	C.H. RER	Yarucaya	Huaura Power Group S.A.	17.5	37.2	17.08.2017	2125.71
27	Concesión RER (2da Subasta)	C.H. RER	Renovandes H1	Generación Eléctrica Santa Ana S.R.L.	20.0	71.6	20.03.2018	3580.00
29	Concesión RER (4ta Subasta)	C.S.	Rubí	Enel Green Power Perú S.A.	144.5	165.0	30.01.2018	1141.87
30	Concesión RER (4ta Subasta)	C.S.	Intipampa	Engie Energía Perú	40.0	52.4	31.03.2018	1310.00
31	Autorización	C.T. GN	Ventanilla - Ciclo Combinado - GN	ENDESA	185.0	100.0	20.10.2006	540.54
32	Autorización	C.T. GN	C.T. GN Chilca 1 - Ciclo Simple - GN (Chilca)	ENERSUR	560.0	336.0	I (Dic. 2006), II (Jul. 2007), III (Ago. 2009)	600.00
33	Autorización	C.T. GN	Kallpa I, II y III - Ciclo Simple - GN (Chilca)	KALLPA GENERACIÓN	560.0	249.9	I(01.07.2007), II(25.06.2009),	446.25

							III (24.03.2010)	
34	Autorización	C.T. GN	Oquendo - Cogeneración - GN (Lima)	SdF ENERGÍA	30.0	23.0	22.04.2009	766.67
35	Autorización	C.T. GN	Las Flores - Ciclo Simple - GN (Chilca)	EGENOR	192.5	110.0	2010-04-05	571.43
36	Autorización	C.T. GN	Pisco - 2x35 MW - EGASA - GN (Pisco)	EGASA	70.0	8.3	02.10.2010	118.57
37	Autorización	C.T. GN	Independencia - 4x6 MW- EGESUR - GN (Pisco)	EGESUR	24.0	13.5	20.10.2010	562.50
38	Autorización	C.T. GN	Kallpa IV - Ciclo Combinado - GN (Chilca)	KALLPA GENERACIÓN	293.0	395.0	08.08.2012	1348.12
39	Autorización	C.T. GN	Tablazo (Paíta)	SUDAMERICANA DE ENERGÍA (SdE)	30.0	22.5	01.09.2012	750.00
40	Autorización	C.T. GN	Chilca 1 - Ciclo Combinado - GN (Chilca)	ENERSUR	292.0	374.0	15.11.2012	1280.82
41	Autorización de Suministro de Largo Plazo	C.T. GN	Santo Domingo de los Olleros - Ciclo Simple (GN-Chilca)	Termochilca S.A.C.	197.6	128.5	19.10.2013	650.30
42	Autorización de Suministro de Largo Plazo	C.T. GN	Chilca - Ciclo Combinado (Fénix)	Fénix Power Perú	570.1	857.0	24.12.2014	1503.25
43	Autorización	C.T. GN	Chilca 2	ENERSUR	112.8	140.0	16.12.2016	1241.13
44	Autorización	C.T. GN	Santo Domingo de los Olleros - Ciclo Combinado	Termochilca S.A.C.	100.0	176.0	25.03.2018	1760.00

7.5 ANEXO 5

ANEXO 5: FLUJO FINANCIERO DE LA SOLUCIÓN SSFV 500 MW AL 2025

	Unidades	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Potencia FV + storage	MW	555	549	544	538	533	527	522	516	510	505	499	494	488	483	477
Energía Anual	GWh	1,380	1,366	1,352	1,338	1,324	1,311	1,297	1,283	1,269	1,255	1,242	1,228	1,214	1,200	1,186
PRECIOS																
Potencia Mercado Spot	USD/kW-mes	6.30	6.43	6.55	6.69	6.82	6.96	7.09	7.24	7.38	7.53	7.68	7.83	7.99	8.15	8.31
Energía Mercado Spot	USD/MWh	10.70	10.91	11.13	11.35	11.58	11.81	12.05	12.29	12.54	12.79	13.04	13.30	13.57	13.84	14.12
Potencia Contrato	USD/kW-mes	6.30	6.43	6.55	6.69	6.82	6.96	7.09	7.24	7.38	7.53	7.68	7.83	7.99	8.15	8.31
Energía Contrato	USD/MWh	35.00	35.70	36.41	37.14	37.89	38.64	39.42	40.20	41.01	41.83	42.66	43.52	44.39	45.28	46.18
CCUPE	USD/kW-mes	4.43	4.52	4.61	4.70	4.80	4.89	4.99	5.09	5.19	5.30	5.40	5.51	5.62	5.74	5.85
INGRESOS																
Potencia Mercado Spot	MMUSD	30	30	30	30	31	31	31	32	32	32	32	33	33	33	33
Energía Mercado Spot	MMUSD	15	15	15	15	15	15	16	16	16	16	16	16	16	17	17
Potencia Contratos	MMUSD	42	42	43	43	44	44	44	45	45	46	46	46	47	47	48
Energía Contratos	MMUSD	48	49	49	50	50	51	51	52	52	53	53	53	54	54	55
INGRESOS BRUTOS	MMUSD	135	136	137	138	140	141	142	144	145	146	148	149	150	151	153
EGRESOS																
CAPEX	MMUSD	(691)										(127)				
OPEX	MMUSD	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)	(14)
Financiamiento	MMUSD	553	(82)	(82)	(82)	(82)	(82)	(82)	(82)	(82)	(82)	(82)				
Potencia Mercado Spot (clientes)	MMUSD	(42)	(42)	(43)	(43)	(44)	(44)	(44)	(45)	(45)	(46)	(46)	(46)	(47)	(47)	(48)
Energía Mercado Spot (clientes)	MMUSD	(15)	(15)	(15)	(15)	(15)	(15)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)	(17)	(17)
TOTAL	MMUSD	(208)	(152)	(153)	(154)	(154)	(155)	(156)	(156)	(157)	(158)	(286)	(77)	(77)	(78)	(79)
AHORROS NETOS	MMUSD	(73)	(17)	(16)	(15)	(15)	(14)	(13)	(13)	(12)	(12)	(138)	72	73	73	74
AHORROS ACUMULADOS	MMUSD	(73)	(90)	(106)	(121)	(136)	(150)	(163)	(176)	(188)	(199)	(338)	(265)	(193)	(119)	(45)
	Unidades	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30

Potencia FV + storage	MW	472	466	461	455	449	444	438	433	427	422	416	411	405	399	394
Energía Anual	GWh	1,173	1,159	1,145	1,131	1,117	1,104	1,090	1,076	1,062	1,049	1,035	1,021	1,007	993	980
PRECIOS																
Potencia Mercado Spot	USD/kW-mes	8.48	8.65	8.82	9.00	9.18	9.36	9.55	9.74	9.93	10.13	10.34	10.54	10.75	10.97	11.19
Energía Mercado Spot	USD/MWh	14.40	14.69	14.98	15.28	15.59	15.90	16.22	16.54	16.87	17.21	17.55	17.91	18.26	18.63	19.00
Potencia Contrato	USD/kW-mes	8.48	8.65	8.82	9.00	9.18	9.36	9.55	9.74	9.93	10.13	10.34	10.54	10.75	10.97	11.19
Energía Contrato	USD/MWh	47.11	48.05	49.01	49.99	50.99	52.01	53.05	54.11	55.19	56.30	57.42	58.57	59.74	60.94	62.15
CCUPE	USD/kW-mes	5.97	6.09	6.21	6.33	6.46	6.59	6.72	6.85	6.99	7.13	7.27	7.42	7.57	7.72	7.87
INGRESOS																
Potencia Mercado Spot	MMUSD	34	34	34	35	35	35	35	36	36	36	36	37	37	37	37
Energía Mercado Spot	MMUSD	17	17	17	17	17	18	18	18	18	18	18	18	18	19	19
Potencia Contratos	MMUSD	48	48	49	49	49	50	50	51	51	51	52	52	52	53	53
Energía Contratos	MMUSD	55	56	56	57	57	57	58	58	59	59	59	60	60	61	61
INGRESOS BRUTOS	MMUSD	154	155	156	158	159	160	161	162	163	164	166	167	168	169	170
EGRESOS																
CAPEX	MMUSD						(127)									
OPEX	MMUSD	(14)	(15)	(15)	(15)	(15)	(15)	(15)	(15)	(15)	(15)	(16)	(16)	(16)	(16)	(16)
Financiamiento	MMUSD															
Potencia Mercado Spot (clientes)	MMUSD	(48)	(48)	(49)	(49)	(49)	(50)	(50)	(51)	(51)	(51)	(52)	(52)	(52)	(53)	(53)
Energía Mercado Spot (clientes)	MMUSD	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(19)	(19)
TOTAL	MMUSD	(79)	(80)	(81)	(81)	(82)	(210)	(83)	(84)	(84)	(85)	(85)	(86)	(86)	(87)	(87)
AHORROS NETOS																
AHORROS ACUMULADOS	MMUSD	75	75	76	76	77	(50)	78	79	79	80	80	81	81	82	82
	MMUSD	29	104	180	257	334	284	362	440	520	599	680	760	841	923	1,005