

**UNIVERSIDAD DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA UTEC**

**Carrera de Ingeniería de la Energía**



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

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

Trabajo de Investigación para la obtención del grado de Bachiller en Ingeniería de la  
Energía

**Lauren Wong Ou**

**Código 201510159**

**Asesor**

David Vilca

Lima – Perú

Diciembre 2019

El Trabajo de Investigación

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

Ha sido aprobado

-----

[Nombres y apellidos del Presidente de Jurado]

-----

[David Vilca Tomaylla]

-----

[Nombres y apellidos del Tercer jurado]



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 mis compañeros y amigos y mis seres queridos, gracias por el apoyo.

# TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>9</b>
2.1 El Mercado Eléctrico Peruano .....	9
2.1.1 El Marco Regulatorio .....	10
2.1.2 Ley de Oferta y Demanda.....	15
2.1.3 La Generación Eléctrica .....	19
2.1.4 El Despacho Económico.....	22
2.1.5 Línea Base – Situación actual de la generación eléctrica .....	26
2.2 Proyecciones de Oferta y Demanda.....	29
2.2.1 La Proyección de la Oferta .....	29
2.2.2 La Proyección de la Demanda.....	31
2.3 Tecnologías de Generación.....	33
2.3.1 Centrales Hidroeléctricas.....	35
2.3.2 Centrales Térmicas a Gas Natural .....	37
2.3.3 Centrales RER .....	38
2.4 Las Tendencias Energéticas.....	38
2.4.1 Almacenamiento eléctrico .....	39
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>45</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>47</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Proyección de oferta de potencia efectiva del SEIN y Sistemas Aislados de corto plazo 2019-2022 .....	31
Tabla 1.2 Proyección de demanda de corto plazo 2019-2024.....	33

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Principales normas en el sector eléctrico .....	11
Figura 2.2 Curva de oferta de eléctrica.....	17
<b>Figura 2.3</b> Evolución de la potencia efectiva del parque generador del Perú 2015-2018 .....	17
Figura 2.4 Curva de oferta y demanda .....	18
Figura 2.5 Perfil de carga diario .....	18
Figura 2.6 Curva de duración de carga.....	19
Figura 2.7 Ingresos y egresos en el negocio de generación eléctrica .....	22
Figura 2.8 Evolución de la potencia instalada nacional .....	26
Figura 2.9 Evolución de la potencia efectiva nacional .....	27
Figura 2.10 Evolución de la producción eléctrica según tipo de generación .....	28
Figura 2.11 Curva de duración de carga 2018.....	28
Figura 2.12 Perfil de carga del día de la mínima y máxima demanda del SEIN 2018 .....	29
.....	
Figura 2.13 LCOE global de plantas de energía renovable de gran escala, 2010-2018 .....	34
.....	
Figura 2.14 LCOE global de distintas tecnologías de generación al 2018.....	35
Figura 2.15 Diagrama de selección de turbina según flujo y altura .....	36
Figura 2.16 El rango de servicios que puede proveer el almacenamiento eléctrico.	39
Figura 2.17 Resultados de la entrevista de precio de baterías de litio de BloombergNEF.....	42
Figura 2.18 Proyección de precio de baterías de litio de Wood Mackenzie .....	42
Figura 2.19 Proyección de precio de baterías de litio de BloombergNEF .....	43
Figura 2.20 Proyección de precio de baterías de litio de International Energy Agency (IEA).....	43
Figura 2.21 Comparación de proyecciones de baterías de litio de Rocky Mountain Institute (RMI).....	44

Figura 3.1 Metodología de los siguientes pasos .....46

## 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 of electricity) 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, crean 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 el presente trabajo de investigación 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

El presente trabajo de investigación 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 ineficientes<sup>1</sup>, 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 tiempos de construcción se limitaron a las estadísticas a nivel mundial y

---

<sup>1</sup> Las tecnologías que se consideran eficientes 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].

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.

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 un 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 energía, 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 subsíncrona<sup>2</sup> 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 CO<sub>2</sub> 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.

---

<sup>2</sup> 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 [59].

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. El presente trabajo de investigación 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 desde 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 CO<sub>2</sub>, 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.

### 2.1 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.

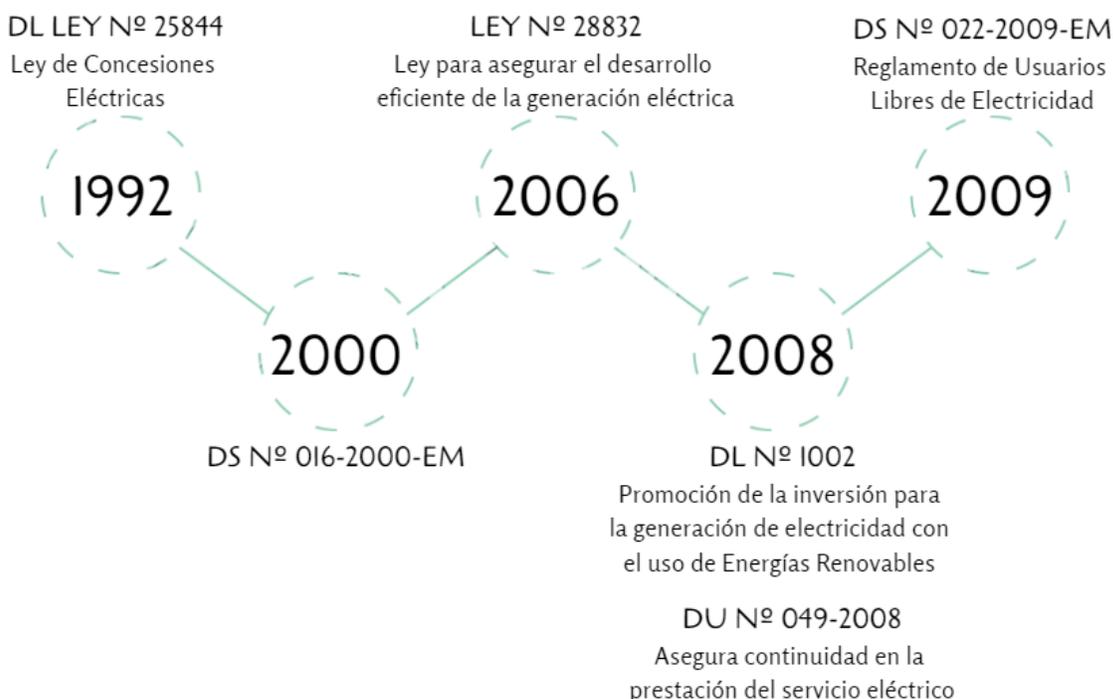
Por último, la comercialización es la compra y venta de energía. En el Perú, la comercialización de la energía en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) es una actividad exclusiva para las empresas generadoras y distribuidoras. En este mercado, los integrantes pueden vender y comprar energía y potencia 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 la 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 2.1** se puede observar una línea de tiempo con la aprobación de los elementos jurídicos más importantes para el sector eléctrico actual.



**Figura 2.1** 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][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 2.1.4 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:

$$PF = \frac{\sum_{i=1}^h EG_i}{h} [20] \quad (2.1)$$

Donde:

PF: Potencia Firme

EG<sub>i</sub>: 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 de 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.

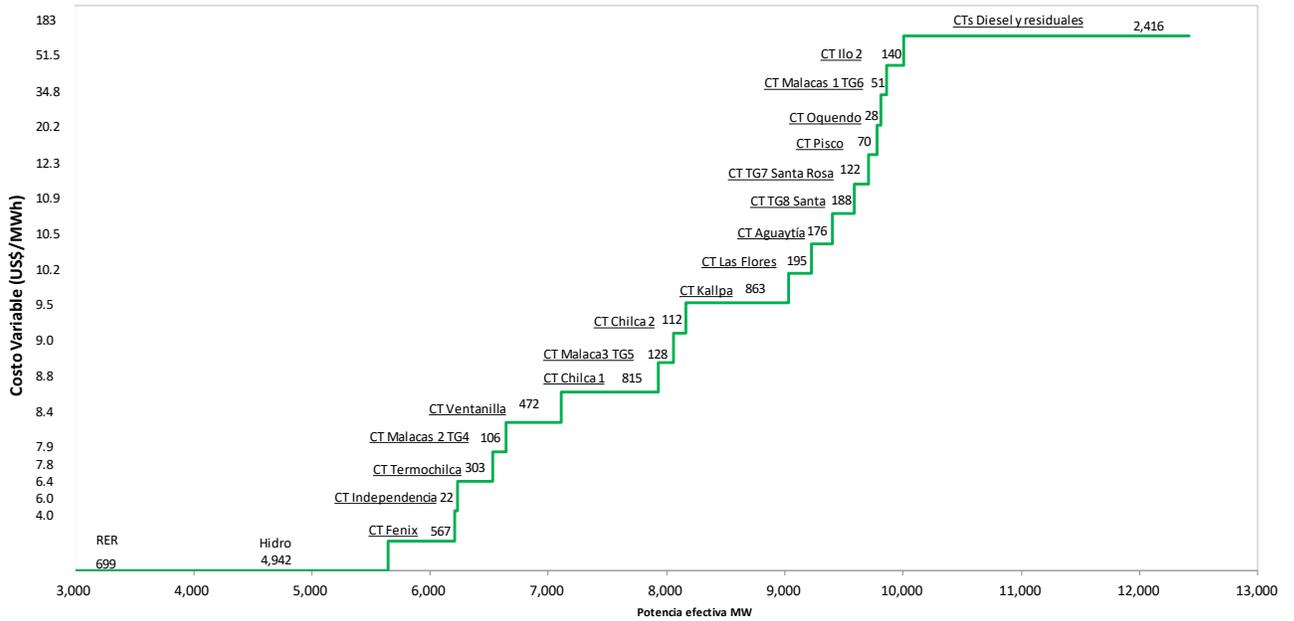
### **2.1.2 Ley de Oferta y Demanda**

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.

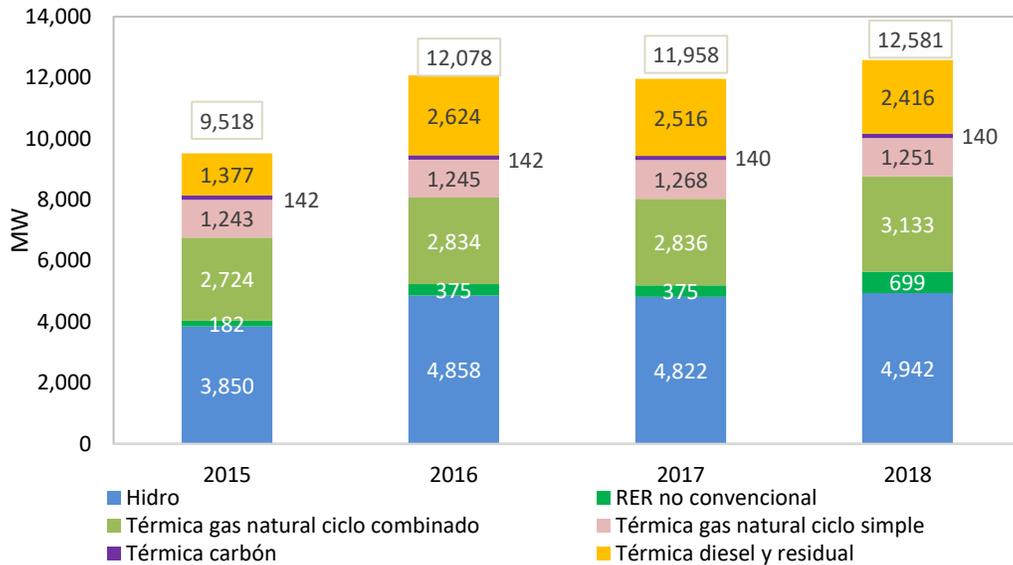
La oferta eléctrica es la cantidad de energía eléctrica disponible de todas las centrales de generación conectadas en un mismo sistema. La disponibilidad de la oferta varía a lo largo del día, las estaciones, ciclos hidrológicos y años, dependiendo de la estructura de la matriz energética. Actualmente 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 2.2). 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 2.3 se puede ver un ejemplo.

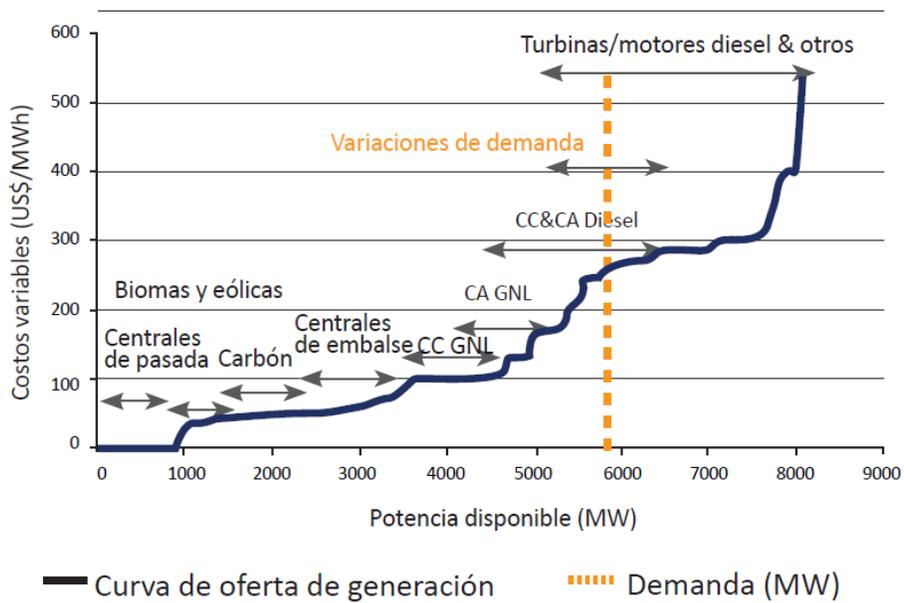


**Figura 2.2** Curva de oferta de eléctrica  
Fuente: Laub & Quijandría. Reporte del Mercado Eléctrico [27]



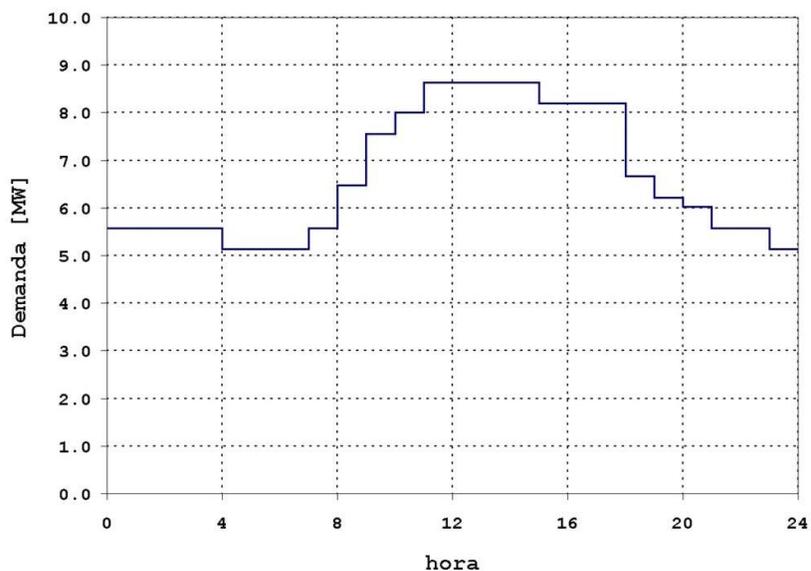
**Figura 2.3** Evolución de la potencia efectiva del parque generador del Perú 2015-2018  
Fuente: COES. Elaboración: Laub & Quijandría [27]

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 2.4).



**Figura 2.4** Curva de oferta y demanda  
Fuente: Osinergmin. La Industria de la electricidad en el Perú [12]

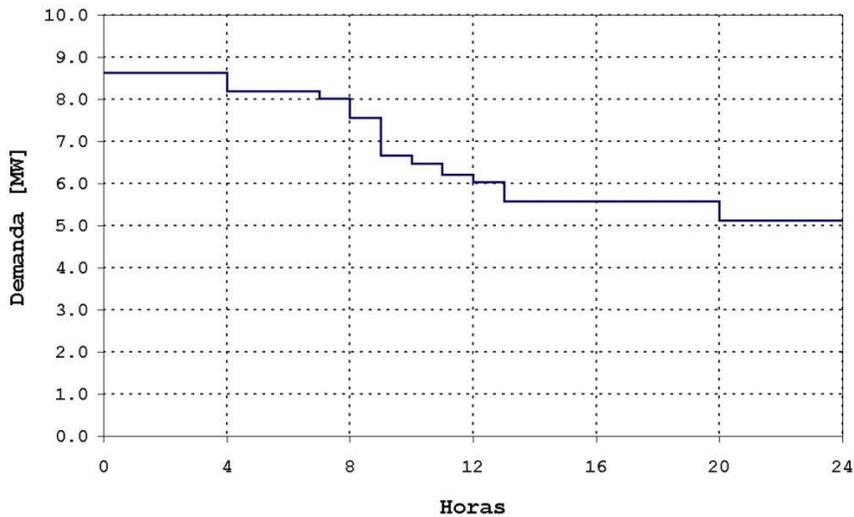
La demanda puede calcularse según la energía requerida en un rango de tiempo diario, mensual, estacional o anual, en cuyo caso se grafica mediante un perfil de carga. El perfil de carga tiene la demanda eléctrica en unidades de potencia en el eje vertical y el tiempo en el eje horizontal, dando como 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 2.5.



**Figura 2.5** 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 2.6 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 2.6** Curva de duración de carga

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

### 2.1.3 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 (en general, 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 2.7** Ingresos y egresos en el negocio de generación eléctrica  
Fuente: Laub & Quijandría [27].

#### 2.1.4 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:

$$CVH = CUE + VSS [31] \quad (2.2)$$

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:

$$CV = CVC + CVNC [31] \quad (2.3)$$

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 (2.4). No obstante, se sigue obteniendo costos marginales deprimidos de 23.5 PEN/MWh como promedio de enero a abril en el 2019 [8].

$$PMGN_i = \left( 1 - \left[ \frac{CDC_i}{24 \times \sum_j (Pef_{ij} \times CeC_{ij})} \right] TOP \right) PSG \quad [33] \quad (2.4)$$

Donde:

PMG<sub>Ni</sub>: Precio mínimo de gas natural para el Generador *i* (USD/MMBTU), entendiéndose por “Generador *i*” al titular de generación.

CDC<sub>i</sub>: Cantidad diaria contractual del Generador “*i*” (MMPCD).

Pef<sub>ij</sub>: Potencia Efectiva de la unidad de generación “*j*” utilizando gas natural, perteneciente al Generador “*i*” (kW).

CeC<sub>ij</sub>: Consumo específico de calor de la unidad de generación “*j*”, perteneciente al Generador “*i*” (convertido en MPC/MWh).

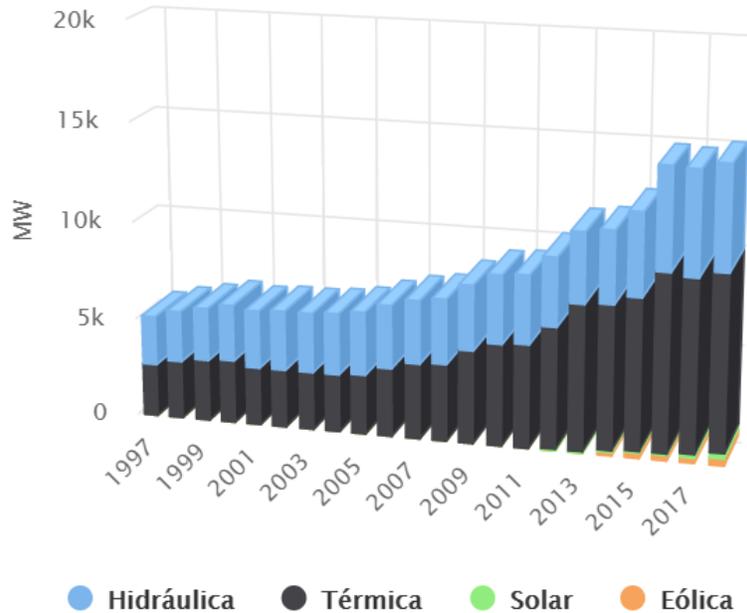
TOP: Porcentaje del consumo diario contratado sujeto a la condición “take or pay”, que el generador está obligado a pagar independientemente de su consumo efectivo (%).

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

## 2.1.5 Línea Base – Situación actual de la generación eléctrica

### 2.1.5.1 Potencia Instalada

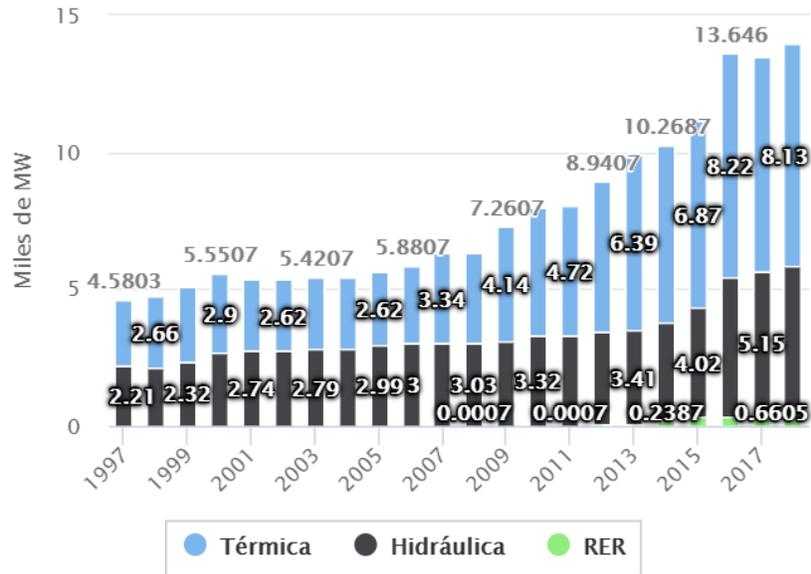
El parque generador en el Perú al año 2018 tenía una potencia instalada de 14 790 MW, de la cual el 59.8% corresponde a CT, 35.8% a CH, y 4.5% a centrales RER. En la siguiente figura se muestra la evolución de la potencia instalada por tipo de generación desde 1997 hasta 2018.



**Figura 2.8** Evolución de la potencia instalada nacional  
Fuente: Osinergmin. Observatorio Energético Minero [34]

### 2.1.5.2 Potencia efectiva

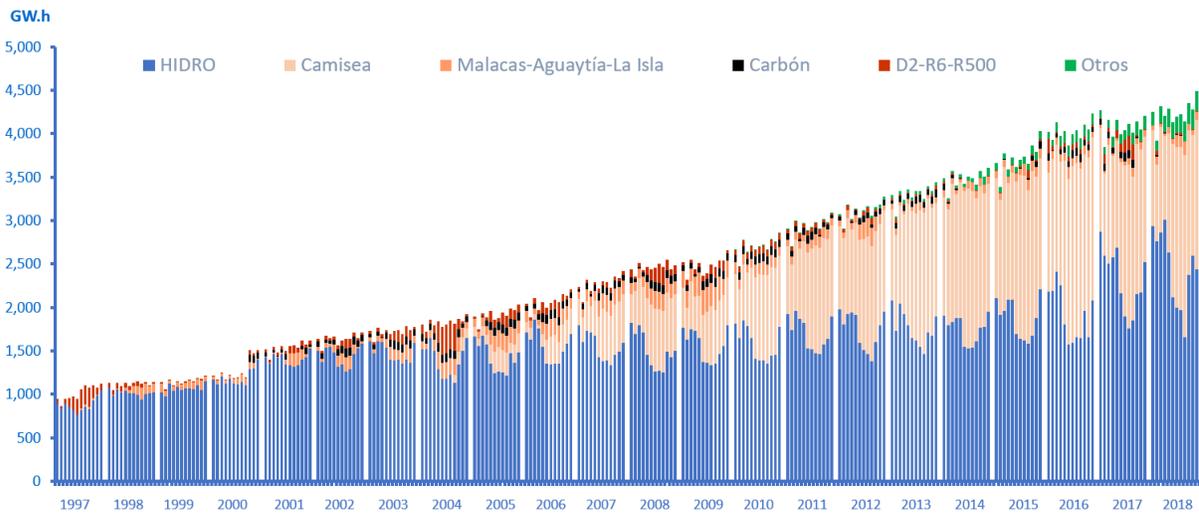
La potencia efectiva al 2018 es de 13 980.5 MW. En la Figura 2.9 se puede ver la participación de la potencia efectiva de cada tipo de generación.



**Figura 2.9** Evolución de la potencia efectiva nacional  
Fuente: Osinergmin. Observatorio Energético Minero [34]

### 2.1.5.3 Producción de energía eléctrica

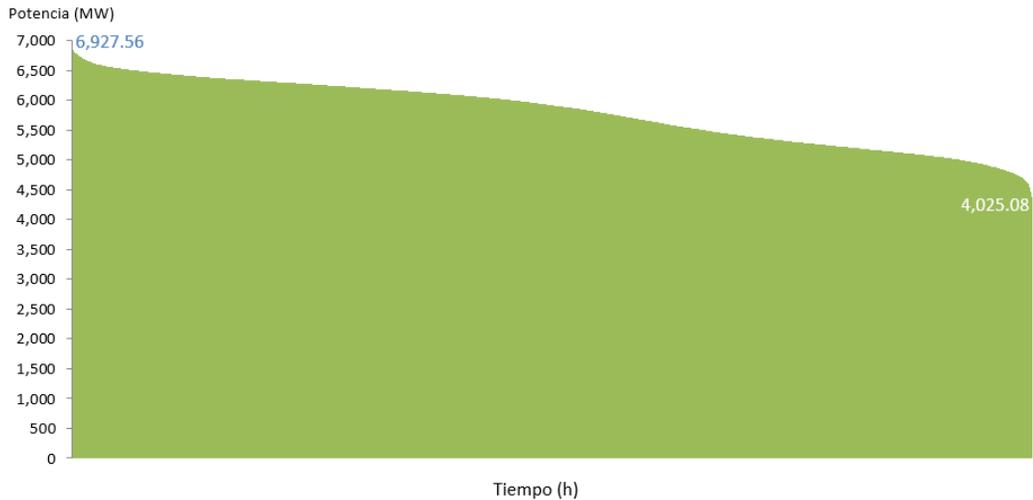
La evolución de la producción de electricidad según el tipo de generación se puede observar en la Figura 2.10. En el 2018 la producción total anual fue de 50 816.8 GW.h [35]; 57.8% fue de las CH, 37.8% de CT, 2.9% de centrales eólicas (CE) y 1.5% de centrales solares (CS).



**Figura 2.10** Evolución de la producción eléctrica según tipo de generación  
 Fuente: COES. Estadística anual 2018 [36]

### 2.1.5.4 Curva de duración de carga

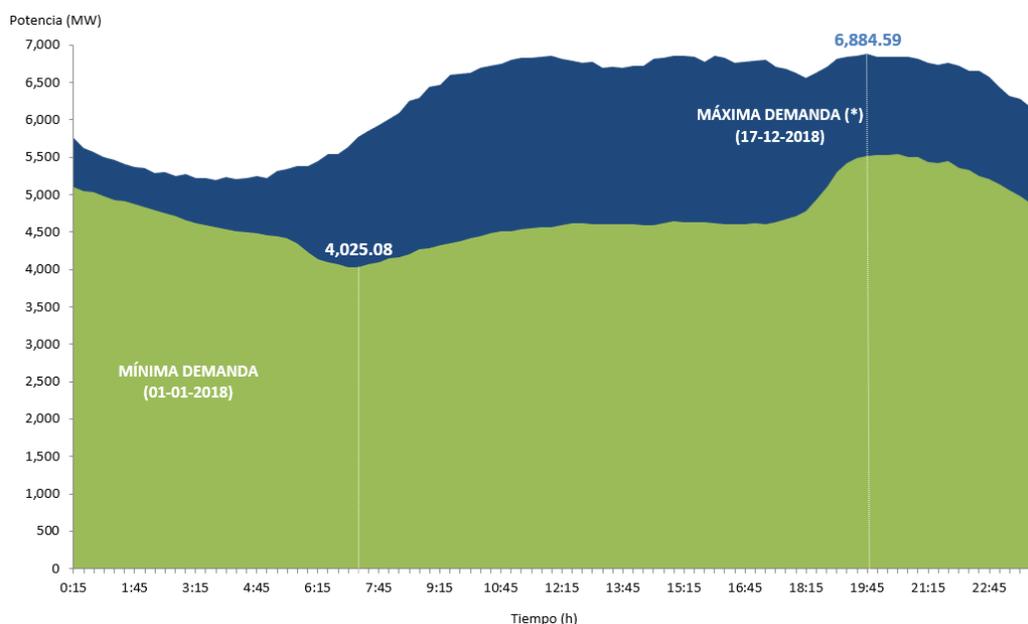
La curva de duración de carga para el año 2018 se muestra en la Figura 2.11.



**Figura 2.11** 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 2.12.



**Figura 2.12** Perfil de carga del día de la mínima y máxima demanda del SEIN 2018  
Fuente: COES. Estadística anual 2018 [37]

## 2.2 Proyecciones de Oferta y Demanda

### 2.2.1 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 2.1** 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 a parte 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, 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 2.2 Proyección de demanda de corto plazo 2019-2024 Tabla 2.2 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%	

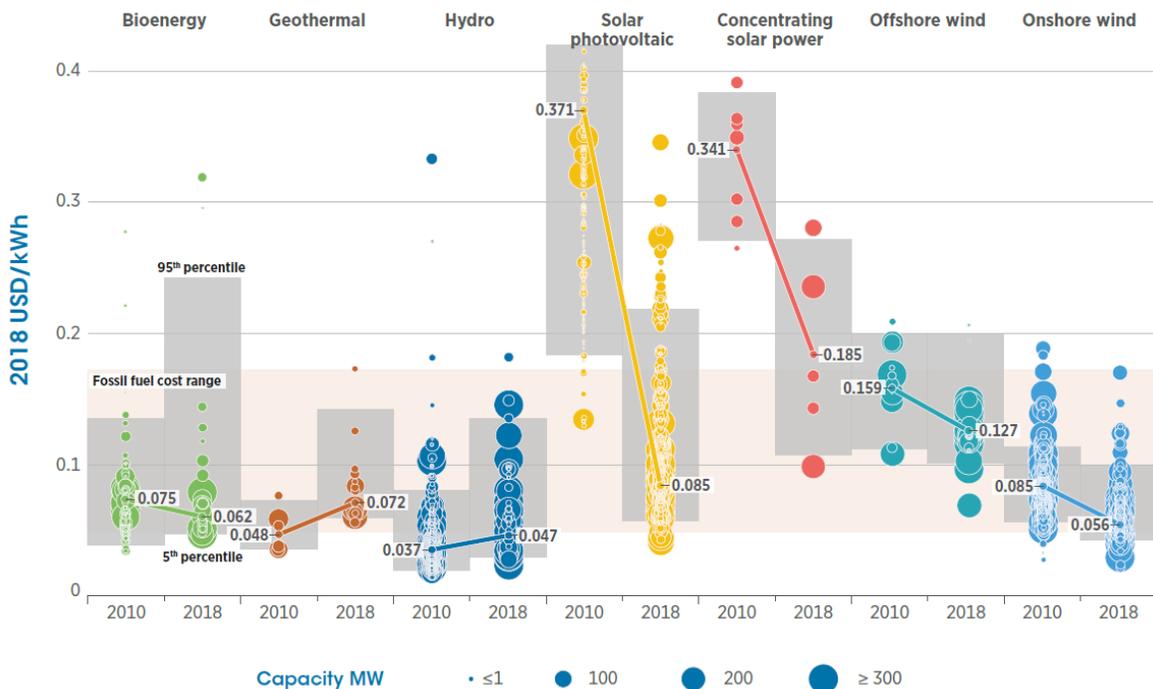
**Tabla 2.2** Proyección de demanda de corto plazo 2019-2024

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

### 2.3 Tecnologías de Generación

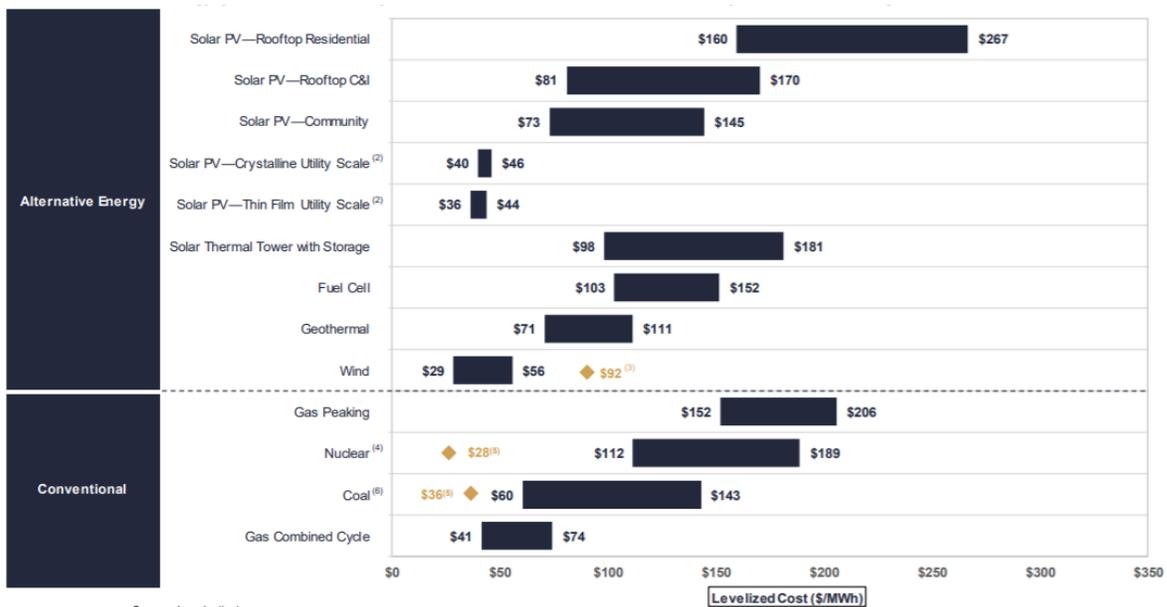
Las tecnologías de generación difieren entre sí en el mecanismo de transformación de la energía; algunas parten del mismo recurso energético pero se diferencian en el proceso, otras tienen el mismo proceso pero usan distintos recursos. Seguidamente, se hará una revisión de las tecnologías contempladas 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 2.13** 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 su cálculo de costos nivelados actualizados, los cuales se muestran en la Figura 2.14. 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.



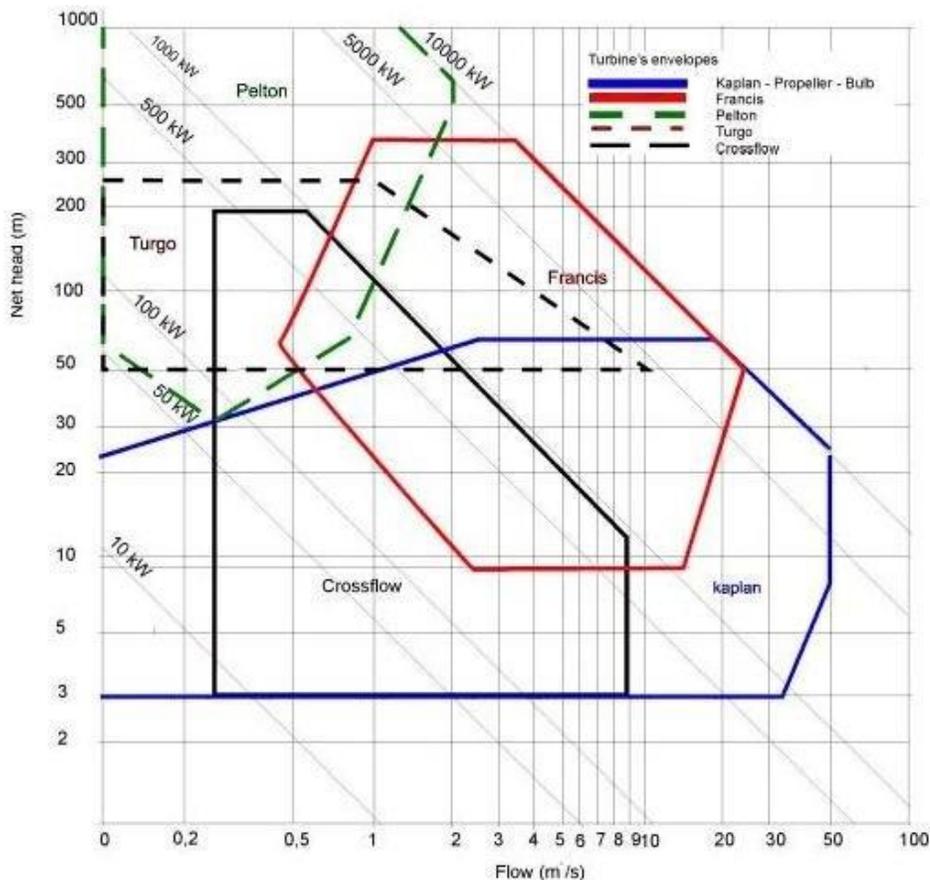
**Figura 2.14** LCOE global de distintas tecnologías de generación al 2018  
Fuente: Lazard. Análisis de Costos Nivelados de Electricidad de Lazard – Versión 12.0 [39]

### 2.3.1 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 de Centrales Hidroeléctricas (CH) instaladas en el Perú: 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 el trabajo de ingeniería requerido. 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 2.15 muestra un diagrama de tipificación de las aplicaciones de cada turbina según el flujo del agua disponible y la altura del proyecto.



**Figura 2.15** 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 sobretiempo (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.

### **2.3.2 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 es importante reconocer las posibles fuentes para la importación de este recurso. De acuerdo a la disponibilidad del gas natural se deben planificar las centrales térmicas que lo usen, especialmente porque las CT tienen tiempos de vida por encima de los 25 años.

### **2.3.3 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.

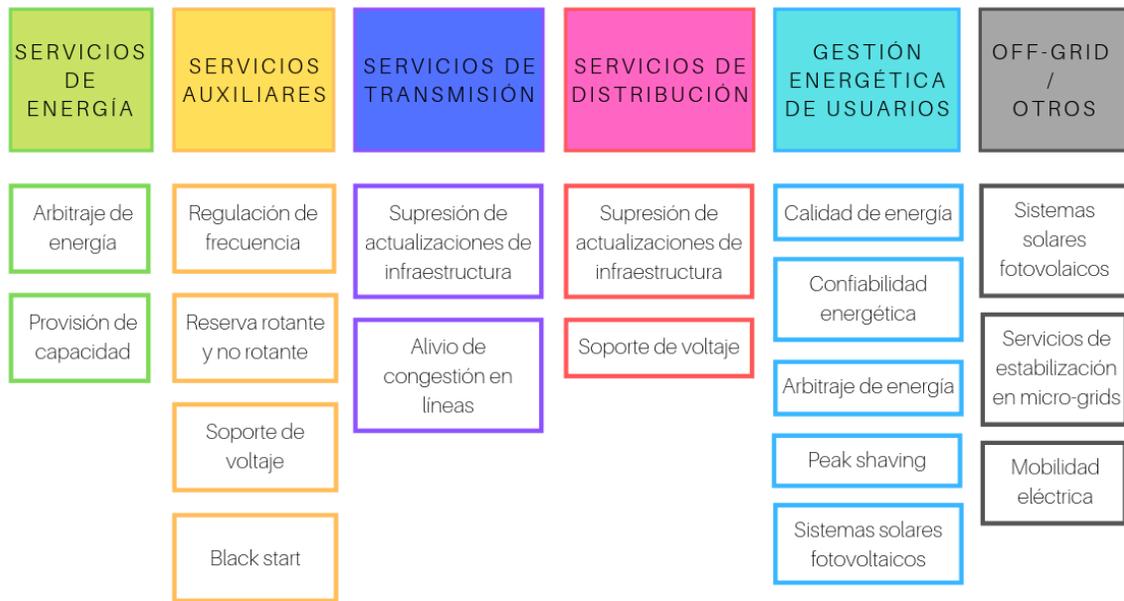
## **2.4 Las Tendencias Energéticas**

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.

### 2.4.1 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 2.16.



**Figura 2.16** 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.

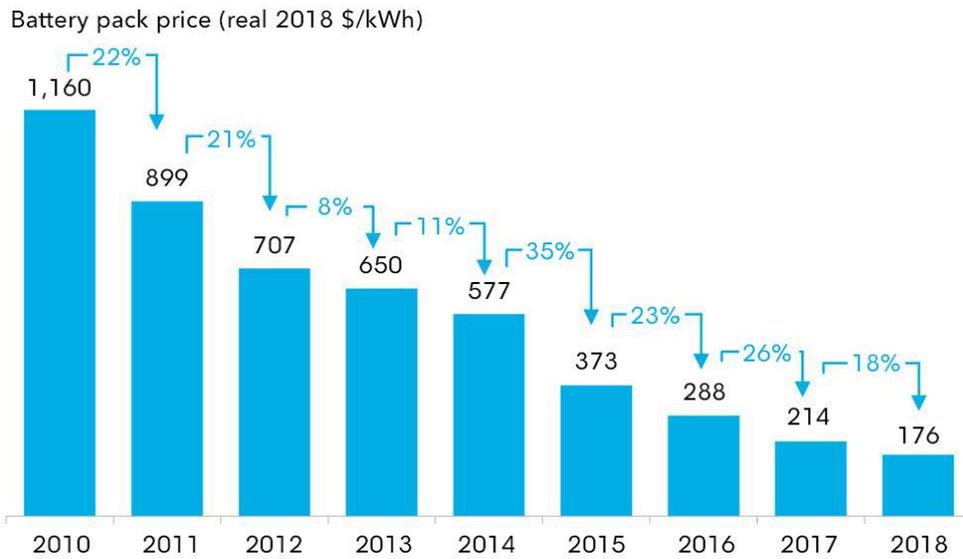
Los sistemas “delante del medidor” son aquellos que se conectan a la red directamente y son parte de su operación. Estos sistemas suelen ser de mayor magnitud que los de detrás del medidor, pues sus funciones son brindar soporte a la red, regular frecuencia, servir de black start, etc. En los últimos 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.

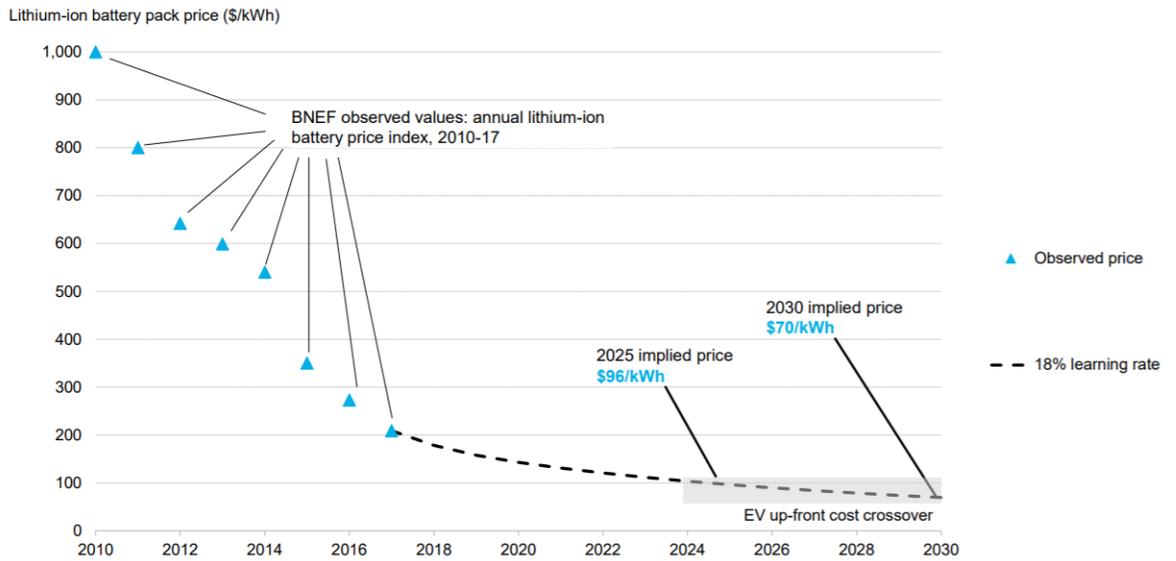
Adicionalmente a los beneficios que las baterías pueden proveer, el almacenamiento es un tema de tendencia porque los precios de baterías han experimentado una caída estrepitosa durante esta última década, una ocurrencia similar a la caída de los precios de los paneles fotovoltaicos. La Figura 2.17 presenta 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.



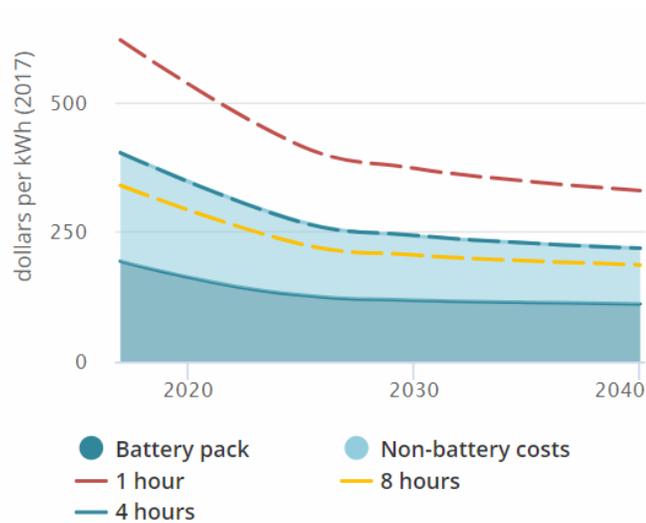
**Figura 2.17** Resultados de la entrevista de precio de baterías de litio de BloombergNEF  
Fuente: BloombergNEF. A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices [55].



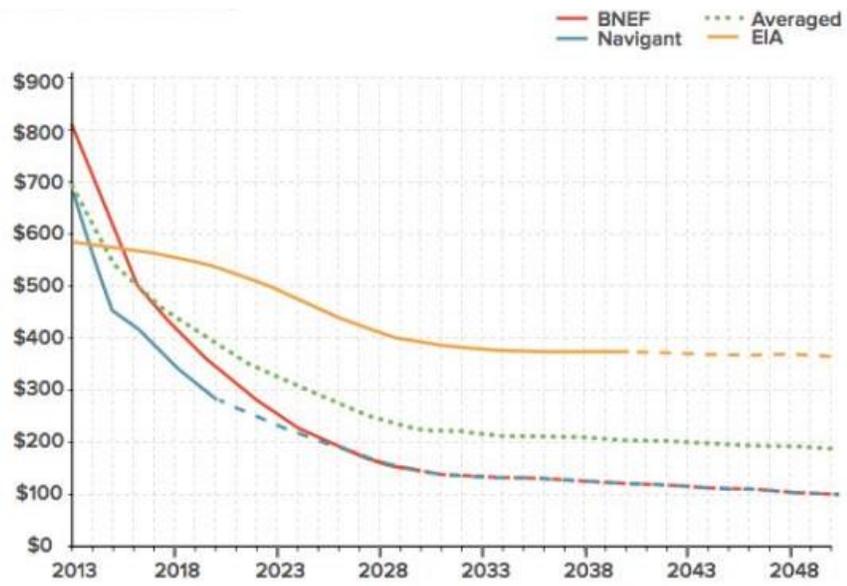
**Figura 2.18** Proyección de precio de baterías de litio de Wood Mackenzie  
Fuente: Wood Mackenzie Power & Renewables. Battery Rack Price Forecast, 2016-2023E (\$/kWh) [56].



**Figura 2.19** Proyección de precio de baterías de litio de BloombergNEF  
 Fuente: BloombergNEF. A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices [55].



**Figura 2.20** 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].



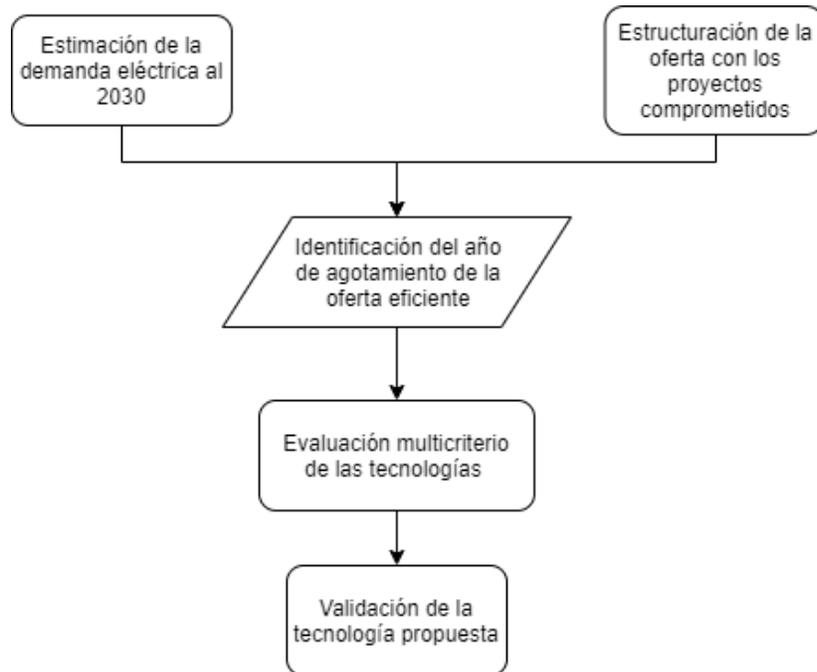
**Figura 2.21** Comparación de proyecciones de baterías de litio de Rocky Mountain Institute (RMI)  
 Fuente: Greentech Media / RMI. Storage is the New Solar: Will Batteries and PV Create an Unstoppable Hybrid Force? [58].

## CONCLUSIONES

El presente trabajo de investigación plantea estudiar la problemática del suministro eficiente de electricidad en el Perú dentro de una coyuntura de freno de inversiones en el sector eléctrico. Asimismo, brinda el análisis del contexto regulatorio y económico del mercado eléctrico peruano, y el estado del arte de los distintos tipos de tecnologías de generación y tecnologías emergentes en la actualidad. Con esto se puede concluir lo siguiente:

1. La relevancia del trabajo de investigación recae sobre el impacto que el suministro ineficiente de electricidad puede tener en toda la población peruana; el despacho de fuentes como el diésel o el residual causarían una indudable alza de precios de energía (sobrecosto de más de USD 6,000 millones en el 2030), afectando a los consumidores desde el rubro residencial hasta los grandes clientes industriales. Si bien existen iniciativas de proyectos de generación, menos de 350 MW han sido comprometidos hasta el 2022, mientras que el pronóstico de crecimiento de la demanda supera los 1,500 MW hasta el mismo año. Esto, sumado a la frustración del proyecto del Gasoducto del Sur, que buscaba seguridad de suministro en el sur del país con gas natural, hacen inminente el estudio de las diferentes opciones de abastecimiento y las nuevas tecnologías disponibles en el mercado.
2. 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 en conjunto con las tecnologías emergentes del sector como lo es el almacenamiento eléctrico.
3. El siguiente paso para el presente trabajo será identificar el año de agotamiento de la oferta mediante la actualización de las proyecciones de oferta y demanda según información reciente de los proyectos en construcción. Luego se hará la evaluación de

múltiples criterios de carácter técnicos, económicos, y criterios que miden de qué manera la tecnología suplirá oportunamente la demanda esperada. De esta manera, se podrá hacer una comparación que incluye distintos aspectos de cada tecnología de generación y se podrá identificar cuál será la óptima para el año del agotamiento de la oferta.



**Figura 3.1** Metodología de los siguientes pasos  
Fuente: Elaboración propia

## 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] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “Diagnóstico de Resonancias Subsíncronas en el SEIN,” Lima, 2017.

