

Universidad de Ingeniería y Tecnología

TESIS DE PREGRADO

Análisis económico del impacto del desarrollo de proyectos termosolares en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional al 2030

Romero Cavero, Racso Patricio

Award date:
2021

[Link to publication](#)

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal ?

Take down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

UNIVERSIDAD DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA – UTEC

Carrera de Ingeniería de la Energía



**ANÁLISIS ECONÓMICO DEL IMPACTO DEL
DESARROLLO DE PROYECTOS TERMOSOLARES
EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO
NACIONAL AL 2030**

Tesis para optar al título profesional de Ingeniero de la Energía

Rasco Patricio Romero Cavero

Código 201510216

Asesores

Julien Georges André Noel (ORCID: 0000-0001-9284-9025)

David Vilca Tomaylla (ORCID: 0000-0002-6162-0073)

Lima – Perú

Marzo 2021

Dedicatoria:

A mi padre, a quien le hubiera gustado ir a la universidad.

Agradecimientos:

A David y a Julien, por acompañarme en esta aventura.

*A mi familia, por su apoyo constante y por confiar
infinitamente en mí.*

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
INTRODUCCIÓN	3
Alcance.....	4
Antecedentes	5
Justificación y motivación.....	7
Objetivo general.....	8
Objetivos específicos	8
CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO	9
1.1 Marco legal del sector eléctrico	10
1.2 Generación	14
1.2.1 Negocio de las generadoras.....	16
1.2.1.1 Margen operativo	17
1.2.1.2 Margen comercial.....	17
1.2.1.3 Ingresos por potencia	18
1.2.2 Tecnologías desarrolladas en el Perú	20
1.2.2.1 Centrales hidroeléctricas	20
1.2.2.2 Centrales termoeléctricas	21
1.2.2.3 Centrales eólicas.....	22
1.2.2.4 Centrales solares fotovoltaicas	23
1.2.3 Demanda eléctrica.....	24
1.2.4 Capacidad instalada.....	25
1.2.5 Margen de reserva y coyuntura de sobreoferta.....	27
1.2.6 Despacho eléctrico	30

1.3	Centrales termosolares	33
1.3.1	Centrales de disco parabólico.....	33
1.3.2	Centrales de torre central.....	34
1.3.3	Centrales de concentrador cilindro-parabólico.....	35
1.3.4	Centrales de colectores lineales Fresnel.....	36
1.3.5	Características y tendencias actuales.....	37
CAPÍTULO II METODOLOGÍA		40
2.1	Proyección de la demanda eléctrica	42
2.1.1	Proyección de la demanda vegetativa	42
2.1.2	Proyección de la demanda expansiva.....	44
2.1.3	Proyección de la demanda total.....	45
2.2	Proyección de la oferta de generación eléctrica	46
2.3	Costos de las tecnologías de generación en el Perú	47
2.4	Costos de la tecnología termosolar a nivel mundial.....	49
2.5	Cruce de la oferta y la demanda.....	50
2.6	Análisis de costos.....	51
2.7	Evaluación de alternativas y solución	53
CAPÍTULO III RESULTADOS		57
3.1	Proyecciones económicas del Mercado Eléctrico Peruano	57
3.1.1	Proyección de la demanda.....	57
3.1.1.1	Demanda vegetativa	57
3.1.1.2	Demanda expansiva.....	59
3.1.1.3	Demanda total	61
3.1.2	Proyección de la oferta de generación.....	63
3.1.2.1	Escenario pesimista	63
3.1.2.2	Escenario medio	65
3.1.2.3	Escenario optimista	66
3.2	Costos de las tecnologías de generación	68
3.2.1	Costos de las tecnologías actuales en el Perú.....	68
3.2.2	Costos de la tecnología termosolar a nivel mundial.....	69

3.3	Cruce de la oferta de generación eficiente y de la demanda eléctrica.....	70
3.4	Análisis de los costos de las tecnologías de generación.....	76
3.4.1	Proyección de los costos de las centrales termosolares.....	76
3.4.2	Comparación de los costos de las tecnologías estudiadas.....	79
3.5	Evaluación de alternativas y propuesta de solución.....	81
3.5.1	Evaluación de alternativas y descarte de tecnologías.....	81
3.5.2	Solución.....	83
3.5.3	Evaluación económica de la solución.....	90
CONCLUSIONES		92
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		96
ANEXOS		103

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Estado de la tecnología termosolar a nivel mundial	37
Tabla 1.2 Capex of CSP projects confirmed in 2016-2018	39
Tabla 3.1 Proyección de la Demanda Vegetativa.....	58
Tabla 3.2 Proyección de la Demanda Expansiva.....	60
Tabla 3.3 Proyección de la Demanda Total.....	61
Tabla 3.4 Proyección de la oferta de generación (escenario pesimista).....	64
Tabla 3.5 Proyección de la oferta de generación (escenario medio)	65
Tabla 3.6 Proyección de la oferta de generación (escenario optimista)	67
Tabla 3.7 Proyección de la crisis (escenario pesimista)	71
Tabla 3.8 Margen de reserva eficiente (escenario pesimista).....	72
Tabla 3.9 Proyección de la crisis (escenario medio)	73
Tabla 3.10 Margen de reserva eficiente (escenario medio).....	74
Tabla 3.11 Proyección de la crisis (escenario optimista)	75
Tabla 3.12 Margen de reserva eficiente (escenario optimista).....	76
Tabla 3.13 Proyección de los CAPEX de las termosolares CCP	77
Tabla 3.14 Costos de la energía de las termosolares CCP.....	78
Tabla 3.15 Proyección de los CAPEX de las termosolares CT.....	79
Tabla 3.16 Costos de la energía de las termosolares CT	79
Tabla 3.17 CAPEX de las tecnologías de generación	80
Tabla 3.18 Costos de la energía de las tecnologías de generación	80
Tabla 3.19 Comparación de tecnologías.....	82
Tabla 3.20 Solución (escenario pesimista)	85
Tabla 3.21 CAPEX (escenario pesimista)	86
Tabla 3.22 Solución (escenario medio)	86
Tabla 3.23 CAPEX (escenario medio)	87
Tabla 3.24 Solución (escenario optimista)	88
Tabla 3.25 CAPEX (escenario optimista)	89
Tabla 3.26 Datos a utilizar para la evaluación económica	90
Tabla 3.27 Evaluación económica.....	91

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Estructura del Mercado Eléctrico Peruano.....	9
Figura 1.2 Máxima demanda eléctrica 2009-2018	24
Figura 1.3 Aumento porcentual de la demanda eléctrica 2010-2018.....	24
Figura 1.4 Variación porcentual del PBI 2009-2018.....	25
Figura 1.5 Potencia instalada vs. Potencia efectiva 2018.....	26
Figura 1.6 Evolución de la potencia efectiva 2016-2018	26
Figura 1.7 Matriz energética 2018.....	27
Figura 1.8 Margen de reserva considerando la potencia instalada	28
Figura 1.9 Margen de reserva considerando la potencia efectiva	28
Figura 1.10 Potencia efectiva con factor de planta vs. Demanda.....	30
Figura 1.11 Evolución del costo marginal (barra de referencia: Santa Rosa).....	32
Figura 1.12 Central termosolar de disco parabólico.....	34
Figura 1.13 Central termosolar de torre central	35
Figura 1.14 Central termosolar de concentrador cilindro-parabólico	36
Figura 1.15 Central termosolar de colectores lineales Fresnel.....	36
Figura 1.16 Concentrating Solar Thermal Power Global Capacity, by Country and Region, 2008-2018.....	38
Figura 1.17 CSP Thermal Energy Storage Global Capacity and Annual Additions, 2008-2018	38
Figura 2.1 Diagrama de flujo de la tesis.....	41
Figura 2.2 Ejemplo de línea de tendencia en Simple E.....	43
Figura 2.3 Global weighted average total installed costs for Solar Photovoltaic 2010-2018	52
Figura 2.4 Global weighted average total installed costs for Onshore Wind 2010-2018....	52
Figura 3.1 Proyección de la Demanda Vegetativa	59
Figura 3.2 Proyección de la Demanda Expansiva	60
Figura 3.3 Proyección de la Demanda Total Anual	62
Figura 3.4 Proyección de la Demanda Total en MW	63
Figura 3.5 Proyección de la oferta de generación (escenario pesimista)	64
Figura 3.6 Proyección de la oferta de generación (escenario medio).....	66
Figura 3.7 Proyección de la oferta de generación (escenario optimista).....	67
Figura 3.8 Proyección de la crisis (escenario pesimista).....	71
Figura 3.9 Proyección de la crisis (escenario medio).....	73

Figura 3.10 Proyección de la crisis (escenario optimista).....	75
Figura 3.11 Proyección de los CAPEX de las termosolares CCP.....	77
Figura 3.12 Proyección de los CAPEX de las termosolares CT	78
Figura 3.13 Solución (escenario pesimista).....	85
Figura 3.14 Solución (escenario medio).....	87
Figura 3.15 Solución (escenario optimista).....	88

ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO 1: CRECIMIENTO DEMOGRÁFICO EN EL PERÚ 1950-2050.....	104
ANEXO 2: DEMANDA DE USUARIOS LIBRES CON GRANDES CARGAS.....	105
ANEXO 3: CENTRALES ELÉCTRICAS EN EL PERÚ	109
ANEXO 4: CENTRALES TERMOSOLARES A NIVEL MUNDIAL	115

RESUMEN

En la presente investigación se analiza el impacto económico del desarrollo de centrales eléctricas termosolares en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en el periodo 2020-2030. Esta permite contemplar opciones de solución para la crisis de precios de energía que se avecina.

En consecuencia, esta tesis analiza la implementación de centrales eléctricas termosolares como posible solución a la crisis mencionada, cuya tecnología ha tenido múltiples avances en los últimos años que permiten que se ubique en una posición expectante en el mercado. Además, contribuye con la diversificación de la matriz energética.

La metodología utilizada consiste en recopilar información y, a partir de esta, analizar la situación actual del sector eléctrico peruano, haciendo especial énfasis en la actividad de generación. Partiendo de este análisis, se establece las principales problemáticas para los próximos diez años y se plantea soluciones utilizando criterios de disponibilidad de la energía y de rendimiento de las plantas de generación, además de considerar sus tiempos y costos de implementación.

En todos los escenarios propuestos, se demuestra una crisis de precios de energía al 2022, debido a que la demanda eléctrica para el periodo 2019-2022 crecerá a un ritmo de 6.81% en promedio. Debido a esto, empezarán a operar las centrales cuya generación no es eficiente. Se propone como solución el ingreso de centrales termosolares, debido a que sus tiempos de implementación son los más convenientes en comparación con otras tecnologías.

Palabras clave: COES, Economía, Energía, Generación Eléctrica, RER, SEIN, Termosolar

ABSTRACT

This research analyzes the economic impact of the development of concentrated solar power plants in the Peruvian electrical interconnected system for the period 2020-2030. This allows contemplate solution options for the coming energy price crisis.

Consequently, this thesis analyzes the implementation of concentrated solar power plants as a possible solution to the aforementioned crisis, whose technology has had multiple advances in recent years that allow it to be located in an expectant position in the market. In addition, it contributes to diversify the energy matrix.

The methodology used consists in gather information and, from this, analyze the current situation of the Peruvian electricity sector, with special emphasis on the generation activity. Based on this analysis, the main problems are established for the next ten years and solutions are proposed using criteria of energy availability and performance of the generation plants, their time and costs of implementation.

In all the proposed scenarios, an energy price crisis is demonstrated in 2022, because the electricity demand for the 2019-2022 period will grow at a rate of 6.81% on average. Due to this, the plants whose generation is not efficient will begin to operate. The develop of concentrated solar power plants is proposed as a solution, because their times of implementation are the most convenient compared to other technologies.

Key words: *COES, Economy, Energy, Electric Generation, RER, SEIN, CSP*

INTRODUCCIÓN

La escasa presencia de energías renovables no convencionales¹ en la matriz energética del Perú, que ascendió a 4.63% durante el 2018 [1], responde a lo difícil que puede llegar a ser la implementación de esta clase de proyectos debido a su viabilidad económica y comercial. Esta situación dificultará el planteamiento de soluciones para resolver los diferentes problemas que surjan en el sector eléctrico, en especial, los asociados a la demanda eléctrica, cuyos principales retos a afrontar son las posibles crisis de precios al 2022 y crisis de abastecimiento al 2028.

La coyuntura energética actual exhibe una sobreoferta de generación eficiente en el sector eléctrico [2]. Sin embargo, en el corto plazo, esta sobreoferta se verá afectada principalmente por el ingreso de nuevos proyectos mineros como Quellaveco, Mina Justa, Ariana, Relaves B2 San Rafael y Quecher Main, o por las ampliaciones de Toromocho y Toquepala [3], pudiendo generar una crisis de precios de energía.

Una opción para cubrir esta demanda es contar con centrales térmicas de gas natural, no obstante, estas dependen de la disponibilidad del gas de Camisea y de la infraestructura de transporte para el mismo (como la futura implementación del Gasoducto Sur Peruano), lo cual es incierto. Otra opción constituye el desarrollo de proyectos de generación hidroeléctrica; sin embargo, el tiempo promedio desde su concepción hasta su puesta en marcha en el Perú es de 7.66 años (Anexo 3). Por este motivo, es imprescindible el desarrollo de proyectos basados en energías renovables no convencionales que puedan ser ejecutados con celeridad y que sean sostenibles. Además, la diversificación de la matriz energética aumenta la confiabilidad del sistema y se refuerzan los nodos energéticos del norte y del sur, en donde este tipo de energías se encuentran presentes.

Dentro de las energías renovables, una fuente que está empezando a ser observada y explotada en nuestro territorio, específicamente en la costa sur del Perú, es la energía solar.

¹ No se consideran las centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada es menor a 20 MW.

Sin embargo, las centrales existentes y los proyectos que se vienen desarrollando están enfocados en la utilización de la tecnología fotovoltaica [4], la cual es insuficiente debido que solo permite la generación de energía durante el día, es decir, en horas fuera de punta.

En contraste, existe una tecnología solar que sí tiene la capacidad de responder en horas punta, que es la tecnología termosolar [5]. Esta tecnología se basa en la concentración de la radiación proveniente del sol a fin de producir aire caliente o vapor, para así poder mover una turbina y generar energía eléctrica.

En la presente investigación se analiza el impacto económico del desarrollo de proyectos termosolares en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante, SEIN) desde el año 2020 hasta el año 2030, lo que permitiría evitar la crisis de precios en el sector eléctrico y diversificar la matriz energética.

Para ello se recopiló información de entidades del sector como el Ministerio de Energía y Minas (en adelante, MINEM), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, Osinergmin), Proinversión y el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante, COES). Partiendo de este análisis, se caracterizó la problemática energética del país para los próximos diez años y se plantearon diferentes soluciones con el uso de tecnología termosolar.

En ese sentido, se evaluaron los impactos de las centrales termosolares en comparación con distintos tipos de centrales de generación eléctrica como hidroeléctricas, térmicas, solares fotovoltaicas y eólicas, en términos económicos, utilizando programas informáticos especializados.

Alcance

La presente investigación abarca el análisis económico del impacto del desarrollo de proyectos termosolares en el SEIN para el periodo 2020-2030. Se partió por una descripción de las tecnologías de generación de energía existentes en el Perú (la hidroeléctrica, la térmica, la solar fotovoltaica y la eólica), a fin de establecer sus ventajas y desventajas, para luego

compararlas con los tipos de tecnología termosolar en términos de costos y tiempos de implementación. Las tecnologías termosolares consideradas en el análisis para la propuesta de solución fueron las de torre central y de concentrador cilindro-parabólico.

Este estudio no ha contemplado el diseño de las centrales eléctricas propuestas ni el impacto ambiental producido por el desarrollo de las mismas. La investigación tampoco contempla ni los costos ni el diseño del sistema de transmisión asociado a las soluciones propuestas, ni su ubicación geográfica exacta. Tampoco se consideran las centrales térmicas renovables en el análisis para la propuesta de solución.

Por otro lado, se utilizaron modelos económicos para determinar los precios esperados en el mercado eléctrico para el periodo 2020-2030 (escenarios pesimistas, medios y optimistas según correspondieran). Todos los escenarios propuestos consideran el marco legal vigente y se recomienda modificaciones, según los escenarios correspondientes, para la implementación de los proyectos basados en ingeniería termosolar.

Para la recopilación de la información referente al Anexo 3, se consideró únicamente los proyectos de generación eléctrica desarrollados a nivel local, a fin de definir la situación actual que permita realizar una comparación con los datos considerados en el Anexo 4, cuya procedencia es únicamente de fuentes internacionales, dado que no existen proyectos termosolares desarrollados en territorio nacional.

La redacción del presente documento consideró información pública recogida de diversas fuentes académicas, gubernamentales y del sector privado hasta noviembre del 2019.

Antecedentes

En el Perú, las actividades que componen la industria eléctrica son la generación, la transmisión y la distribución. En este modelo, estas actividades poseen diferentes características que sostienen el correcto funcionamiento del mismo. En primer lugar, la actividad de generación está caracterizada por la libre competencia entre las empresas

dedicadas a este rubro (en adelante, generadoras). En segundo lugar, la actividad de transmisión cuenta con una regulación del tipo monopolio que incluye la obligación de otorgar acceso abierto a terceros. Finalmente, la actividad de distribución se caracteriza por otorgar a las empresas dedicadas a este rubro (en adelante, distribuidoras) monopolios locales que permitan abastecer de electricidad a los usuarios finales, también están a cargo de la comercialización minorista [6].

Una particularidad de las generadoras es que pueden vender su producción excedente o cubrir sus déficits en el Mercado de Corto Plazo. Esto se da porque las generadoras pueden producir más o menos energía que la contratada por sus clientes debido a su capacidad instalada. Este mercado es ampliamente conocido como “Mercado Spot” [7].

Debido a que la cantidad de energía producida debe coincidir con la cantidad de energía demandada en todo momento (esto responde a la falta de tecnologías que permitan almacenar la energía a un costo razonable [8]), existe un operador que se encarga de determinar el orden de despacho de las plantas de generación eléctrica. Esta función de administración en tiempo real del SEIN está asignada al COES [6]. Este organismo también se encarga de ordenar las transferencias de potencia y energía asociadas al Mercado Spot [7]. Las funciones mencionadas son indispensables a fin de equilibrar la producción resultante del despacho programado para que las generadoras puedan cumplir con los compromisos contractuales asumidos entre ellas y con sus clientes.

Por otro lado, en el Perú existe actualmente una coyuntura de sobreoferta de generación eficiente, que se define como la generación proveída por las centrales cuyas fuentes energéticas no son carbón, diésel o residual [9]. Esto trae como consecuencia precios muy bajos a nivel de Mercado Spot. En el caso de diciembre de 2018, se registró un valor de costo marginal de energía de 8.98 USD/MWh en promedio [10]. Esta coyuntura ha generado mucha especulación en el sector, debido a que no se sabe a ciencia cierta cuándo se terminará esta sobreoferta. Sin embargo, si se destraban los proyectos mineros que se encuentran actualmente en cartera, se dilucidará el horizonte del sector.

Según el Informe Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN (Periodo 2021-2030), la demanda proyectada al 2030 indica que se incrementará por encima de los 12

MW en potencia [11]. Además, se espera una tasa de crecimiento promedio de la máxima demanda de energía de 6.4% para el 2024 [11]. De igual manera, se estima un crecimiento promedio anual de 500 MW de la máxima demanda tomando en consideración un escenario de crecimiento medio [11]. La demanda proyectada del SEIN en este informe es mayor a la demanda análoga proyectada en el Plan de Transmisión 2019-2028 [11], [12], lo que denota que el crecimiento está siendo superior a lo que viene esperando el COES.

En adición, el Estudio NUMES, realizado en el 2012, indica que los principales desafíos energéticos del Perú, entre otros, son la planificación integral del sector, el perfeccionamiento del marco regulatorio, la diversificación de la estructura de generación y contribución de diferentes fuentes de energía primaria, el desarrollo integrado de fuentes energéticas y de la infraestructura de transmisión y la profundización en el conocimiento del potencial de Recursos Energéticos Renovables (en adelante, RER) más promisorios y facilitar el acceso a la información para los interesados [13]. De acuerdo con lo señalado, las proyecciones que realiza el COES contemplan estos lineamientos adoptados por el MINEM.

Otro informe que predice el comportamiento del crecimiento de la demanda es el Plan Energético Nacional 2014-2025. Este indica que, entre los años mencionados, la demanda crecerá a un ritmo de 5.7% anual [14], sin considerar la desaceleración de la economía peruana. Este número es muy similar al crecimiento real promedio de la demanda en los últimos 10 años (6.2% anual) [15].

Justificación y motivación

En el Perú, el acceso a la energía eléctrica a un precio razonable es fundamental para el desarrollo de cualquier actividad, ya sea personal o institucional. Por esto, el Estado peruano se encarga de la planificación del sector a través del MINEM y, a partir de este, provee soluciones ante las diferentes problemáticas que se presentan.

Según estudios realizados, que toman como base la información brindada por el COES [16], en el corto plazo, específicamente en el 2022, dejará de existir la denominada

“generación eficiente”, que se define como la generación provista por las centrales cuyas fuentes energéticas no son carbón, diésel o residual [9]. El ingreso de la energía producida por estas centrales en el SEIN conllevaría al aumento del costo marginal, según el COES, hasta los 150 USD/MWh [17], lo que conducirá a una crisis de precios en el sector eléctrico que afectará directamente a todo el país.

Como consecuencia de la crisis de precios [16] y ante la posible inacción de las autoridades pertinentes, se podría generar una crisis de abastecimiento del servicio eléctrico en el 2028. Ante esta situación, surge la necesidad de buscar otras fuentes de generación que permitan abastecer la demanda eléctrica, ampliando el horizonte hacia los recursos que no se están explotando de forma masiva en la actualidad. Entre ellos, se encuentra la energía solar, cuyo potencial en la costa sur del Perú alcanza los 6.5 kWh/m² como promedio anual [18].

En ese sentido, la presente investigación se centra en analizar el ingreso de centrales termosolares en el SEIN como solución a la crisis de precios [16]. Para esto, se espera que este documento ayude a aclarar la situación actual y permita que se tome decisiones acertadas relacionadas a esta materia.

Objetivo general

Analizar económicamente el impacto del desarrollo de proyectos termosolares en el SEIN para el periodo 2020-2030.

Objetivos específicos

- Realizar un diagnóstico de las centrales eléctricas con tecnología solar térmica, sus tiempos y costos de implementación.
- Analizar las crisis de precios de generación de energía al 2022.
- Evaluar el impacto económico de la implementación de proyectos de generación termosolar.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

El Mercado Eléctrico Peruano es una institución muy particular, cuya organización exige que siempre permanezca en equilibrio debido a su naturaleza. Este es capaz de hacer coincidir la oferta y la demanda eléctrica de manera instantánea por su incapacidad de almacenar energía. Además, posee una cadena de abastecimiento en la cual sería catastrófica una falla. En la Figura 1.1 se muestra la estructura del mercado:

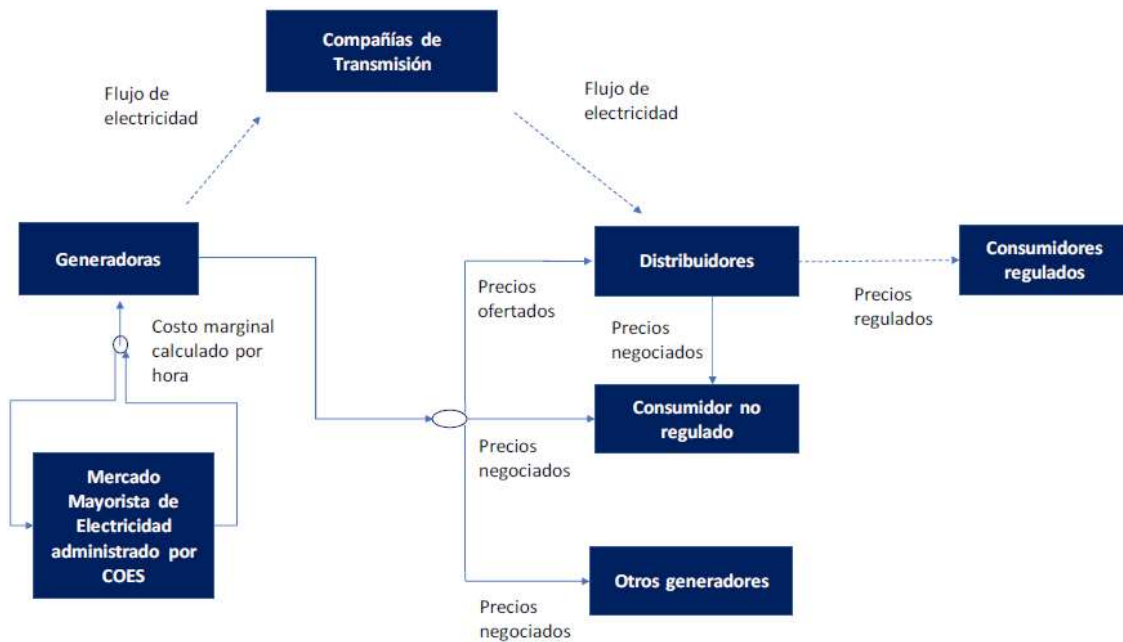


Figura 1.1 Estructura del Mercado Eléctrico Peruano
Fuente: Equilibrium. Análisis del Sector Eléctrico Peruano: Generación [19]

Por otro lado, este mercado posee una alta confiabilidad. Esto se debe a que existe un margen de reserva² que permite atender la demanda en circunstancias críticas para el sistema; así, se garantiza la continuidad del servicio eléctrico. Para esto, se planifica las redes de

² **Margen de reserva:** Representa la diferencia que existe entre la demanda máxima de un sistema eléctrico producto de la simultaneidad de consumos y la capacidad de generación del parque generador [35].

transmisión de tal manera que las líneas de alta tensión puedan soportar la cantidad de energía generada y, así, evitar su congestión.

Para entender mejor el Mercado Eléctrico Peruano, este capítulo se enfoca en explicar una de las tres actividades que conforman la cadena de valor del sector energético: la generación eléctrica.

Previo a esto, se define el marco legal vigente. Además, en el último apartado, se incluye la explicación de las características de las centrales termosolares como alternativa a las tecnologías de generación ya implementadas en territorio nacional.

1.1 Marco legal del sector eléctrico

Luego del autogolpe de Estado del presidente Alberto Fujimori, entre otras reformas, se estableció un nuevo marco legal y regulatorio para el sector energético a través del Decreto Ley N° 25844: Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, LCE), cuya fecha de aprobación corresponde al 19 de noviembre de 1992 [6]. Esta norma cambió completamente el modelo que imperaba, eliminando el esquema de monopolio verticalmente integrado con Electroperú que, siendo una empresa estatal, se encargaba de administrar toda la cadena de valor del sector eléctrico [20]. Esta transformación, inspirada en la reforma eléctrica chilena de 1982 [21], se dio en el marco del paquete de reformas propuesto por el gobierno debido al caos económico de la época.

Como consecuencia de las medidas tomadas, el sector público se concentró en la regulación y supervisión de los agentes privados, quienes pasaron a ser los actores principales de la industria. Para esto, se estableció un programa de privatización cuya finalidad era transferir la propiedad de las empresas públicas al sector privado [22]. Sin embargo, esto no se pudo implementar del todo ya que, a la fecha, el Estado mantiene una presencia importante en el mercado eléctrico, especialmente en los sectores de generación y distribución [19].

La LCE dio paso a la creación del organismo regulador del sector eléctrico: el Osinergmin [6]. Este tiene a su cargo diferentes responsabilidades, entre las más importantes

están la fijación de tarifas y la fiscalización del cumplimiento de las normas del sector energético.

A partir de este nuevo modelo, tanto el Estado como el sector privado se vieron beneficiados a través de la promoción de la inversión. Con estas regulaciones, se permitió a los inversionistas operar en cualquiera de las tres actividades de la cadena de valor del sector eléctrico mediante concesiones y permisos otorgados por el MINEM. En razón de los nuevos lineamientos, el Estado también se vio obligado a establecer nuevas metodologías que permitieran establecer tarifas, adjudicar concesiones y garantizar la responsabilidad de los operadores [23].

También, se implementó un reglamento [23] para la remuneración de los llamados “monopolios naturales” (transmisión y distribución) en base a los costos promedio eficientes. Para regular las tarifas de generación que devinieran en la provisión del servicio público de electricidad, que constituye el suministro a los usuarios regulados, se estableció tomar como base los costos marginales del sistema. Para la red de transmisión, se decidió regular las tarifas a partir de un procedimiento basado en el costo económico que se calcularía año tras año. Además, se creó el Mercado Spot para compensar a las generadoras debido a sus producciones efectivas, donde las transferencias de energía se valoran en costos marginales que varían cada quince minutos. Para la administración del Mercado Spot, la LCE [6] dispuso la creación del COES. Esto permitió empoderar a los agentes privados generando así mayor confianza para las inversiones en el sector.

Luego de casi catorce años, durante gobierno del presidente Alejandro Toledo, se aprobó una modificación regulatoria que constituía el siguiente eslabón en la reforma eléctrica peruana: la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica (en adelante, LGE), promulgada el 21 de julio de 2006 mediante la Ley N° 28832 [9]. En el desarrollo de esta reforma participaron muy de cerca el sector privado y el Estado, a fin de garantizar la amplia discusión del dictamen y que este sea beneficioso para todos los involucrados.

La LGE [9] trajo consigo la instauración de un esquema de licitaciones para que las distribuidoras pudieran contratar potencia y energía a fin de atender su mercado regulado, las cuales devendrían en contratos de suministro de energía (en adelante, *PPA*, por sus siglas en inglés) de largo plazo con precios firmes. De esta manera, estos precios resultarían de la competencia en el mercado y no de un procedimiento tarifario que pudiera establecer el Osinergmin. Esto permitió suprimir la incertidumbre asociada a la regulación de tarifas.

Otra de las reformas más importantes que resultó de la LGE fue la implementación de un esquema de subastas que permitieran la adjudicación de proyectos bajo la modalidad de contratos *Build, Own, Operate and Transfer* (en adelante, *BOOT*) [20], estos permiten asegurar una remuneración constante y predecible a los propietarios, lo que genera certidumbre respecto de la recuperación del capital invertido en un plazo determinado.

Además, la LGE modificó la clasificación de las líneas de transmisión, haciéndolas pasar de Sistema Principal de Transmisión (en adelante, SPT) y Sistema Secundario de Transmisión (en adelante, SST) a Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante, SGT) y Sistema Complementario de Transmisión (en adelante, SCT), respectivamente [9]. Las nuevas instalaciones se sujetarían al nuevo esquema regulatorio, mientras que las antiguas mantendrían su denominación y se le aplicarían normas diferenciadas.

Asimismo, la LGE introdujo reformas en la organización del COES, designándolo como el planificador de la transmisión y el responsable de elaborar un plan y actualizarlo bienalmente [9]. Este plan debe ser aprobado por el MINEM con la opinión favorable del Osinergmin. Luego de ser aprobado, la aplicación de este plan es de cumplimiento obligatorio, por lo que los nuevos proyectos establecidos en este deberán pasar un proceso de licitación pública para su desarrollo.

Además de la LCE y la LGE, se han dictaminado otras regulaciones a través de los dispositivos gubernamentales correspondientes que han permitido que el modelo que se conoce actualmente siga evolucionando. Estas normativas han permitido que el modelo se adecúe a las exigencias del mercado.

En el gobierno del presidente Alan García, se aprobó el Decreto de Urgencia N° 049-2008 [24], donde se establece que los costos marginales debían ser calculados por el COES de manera ideal (no se considera la existencia de restricciones ni en el suministro ni en el transporte del gas natural). Además, este decreto dispuso que los costos marginales estarían sujetos a un precio máximo. La norma, preliminarmente, debió mantener su vigencia solo hasta el 31 de diciembre de 2011; sin embargo, su vigencia se modificó en sendas ocasiones, quedando sin efecto finalmente el 1 de octubre de 2017.

Otra reforma importante devino en la promulgación del Decreto Legislativo N° 1002, cuyo fin era promover la inversión en generación eléctrica a partir de RER [25]. Esta norma ha permitido el desarrollo de proyectos privados de generación eléctrica a través de subastas públicas que garantizan sus ingresos.

El Decreto Legislativo N° 1041 [26] también constituyó un cambio relevante en la normativa eléctrica peruana, pues establecía la modificatoria de varios artículos de la LCE, de la LGE y de la Ley General de Electrificación Rural. Además, el decreto creó una compensación adicional por seguridad de suministro para las generadoras que operan con gas natural y tengan equipos o instalaciones que permitan la operación de su central con otro combustible de forma alternativa. Esta compensación es utilizada para remunerar la operación de varias centrales de reserva fría licitadas por el Estado.

Otra medida adoptada por el presidente García fue el Decreto de Urgencia N° 032-2010 [27], que establecía medidas para acelerar la inversión y facilitar el financiamiento para la ejecución de proyectos en el sector eléctrico. Debido a esta disposición, el Estado pudo licitar tres proyectos de generación hidroeléctrica (Cheves, Chaglla y Cerro del Águila) [28] que ayudaron a ampliar la oferta de generación eficiente al inicio de sus operaciones.

En el gobierno del presidente Ollanta Humala, se promulgó la Ley N° 29970: Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país [29]. Mediante esta, el Estado declaró de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética tomando al gas como fuente de energía

principal para el suministro de los proyectos a desarrollarse. Esta ley permitió la realización de dos nuevas centrales de generación térmica: Puerto Bravo e Ilo IV [30].

Para efectos de seguir mejorando el marco regulatorio, se aprobó el Decreto Legislativo N° 1221 [31], que cambió varios artículos de la LCE afectando directamente a la distribución eléctrica. Este decreto buscaba disminuir la discrecionalidad del Osinergmin en materia tarifaria.

Uno de los componentes relevantes más recientes del marco legal del sector eléctrico es el Decreto Supremo N° 026-2016-EM [32], que, entre otras cosas, dispuso nuevas reglas para que las distribuidoras y los usuarios libres puedan participar en el Mercado Spot. Es importante resaltar que, en el gobierno del presidente Pedro Pablo Kuczynski, se determinó, mediante el Decreto Supremo N° 033-2017-EM [33], que el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad entrara en vigencia el 1 de enero de 2018.

1.2 Generación

La generación eléctrica, en el Perú, es una actividad que involucra la producción y comercialización de la electricidad. Es un segmento donde las empresas, tanto públicas como privadas, compiten entre sí poniendo a disposición del SEIN la capacidad de sus instalaciones y su producción cuando la demanda así lo exija. Las centrales generan energía utilizando distintos recursos que, a su vez, pueden ser explotados usando diferentes tecnologías.

En la actualidad, existen restricciones técnicas que impiden que se pueda almacenar energía eléctrica a un costo razonable y competitivo para el mercado [8]. Por lo tanto, el sistema está estructurado de tal manera que la producción de energía eléctrica coincide en todo momento y lugar con el consumo (la oferta es igual a la demanda), por lo que se convierte en un mercado muy particular.

Debido a esta particularidad, se justifica la existencia del COES, que programa el despacho de las generadoras para que se cumpla con los requisitos del sistema. Para esto, el COES asigna el orden de despacho según sus costos variables (costos de operación), de tal

manera que la central eléctrica cuyos costos variables sean los más bajos será la primera en despachar su producción, la central eléctrica cuyos costos variables sean los segundos más bajos será la segunda y así sucesivamente [7]. De acuerdo a esto, existe una central cuyos costos variables serán los más caros en un momento dado, esta es la que se toma como referencia para determinar el costo marginal del sistema, y se actualiza cada quince minutos debido a la variabilidad característica del mercado [7].

La metodología de despacho está basada en criterios de mínimo costo, por lo que no prevé los compromisos contractuales establecidos entre las generadoras y sus clientes. El marco normativo vigente en el Perú dispone que, con una periodicidad mensual, se ejecuten transferencias económicas entre las generadoras. Estas están asociadas a la energía comercializada en el sistema y tienen el fin de liquidar los descalces entre la valorización de la energía que cada generadora entrega al SEIN y la valorización de la energía que un agente haya retirado para atender la demanda de sus clientes en un momento dado [34]. Este efecto es causado debido al despacho programado por el COES. Como se puede observar, el COES no toma en cuenta la procedencia de la energía al momento del despacho, pues lo más importante es atender la demanda en ese instante; no obstante, se debe compensar económicamente la energía extraída del sistema. Es así que las generadoras participan del mercado asumiendo “entregas”, que son la valorización de sus inyecciones al SEIN, y retiros, que son la valorización de los consumos de sus clientes [34]. Los costos marginales que se usa para esos propósitos corresponden a los que el COES determina cada quince minutos.

Sin embargo, el negocio de las generadoras va más allá del Mercado Spot, puesto que estas también generan ingresos a partir de las condiciones preestablecidas en los *PPA* suscritos con sus clientes. Estas transacciones entre las generadoras y sus clientes dan origen al denominado “Mercado de Contratos” [7].

Así como existen transferencias económicas tanto en el Mercado Spot como en el Mercado de Contratos respecto de la energía, también las hay respecto de la potencia [34]. El pago por potencia se da en el marco de la existencia de un criterio en la programación del despacho. Debido a que la oferta y la demanda deben coincidir, es evidente que el COES

deberá prescindir de la operación de una o más centrales en un instante determinado (por la coyuntura de sobreoferta). Si bien no inyectan energía a la red, la presencia de estas centrales es fundamental dentro del sistema debido a que constituyen la reserva de este [35]. La existencia de estas centrales garantiza la capacidad del sistema de responder ante la demanda en cualquier instante.

Debido a esto último, es imprescindible contar con un servicio de potencia que no remunere la producción efectiva de las centrales eléctricas, sino el hecho de que estén disponibles para ser operadas cuando la demanda así lo exija. Este concepto, al no estar vinculado a la producción, busca remunerar los costos fijos, que principalmente están asociados a los costos de inversión [35]. Para esto, en el COES existen transferencias de potencia en las que las generadoras también asumen entregas y retiros [34]. Las entregas corresponden a la potencia o capacidad que una generadora pone a disposición del sistema, mientras que los retiros se asocian a los consumos de los clientes de una generadora en el instante de máxima demanda mensual del sistema. El precio que se utiliza en esta clase de transacciones corresponde al costo marginal de potencia³, y está dado por el precio en barra⁴ que regula el Osinergmin.

Las generadoras (en el Mercado de Contratos) también facturan a sus clientes los consumos registrados por el concepto de potencia. Es usual que el consumo que se facture esté dado por la máxima demanda coincidente del cliente, es decir, el consumo registrado durante los quince minutos de demanda máxima mensual del sistema [34].

1.2.1 Negocio de las generadoras

Para fines prácticos, se puede establecer que el negocio de las generadoras se da alrededor de dos actividades: la producción y la comercialización de la electricidad. Bajo este

³ **Costo marginal de potencia:** Costo de instalar una unidad adicional de capacidad de la tecnología más barata en inversión unitaria.

⁴ **Precio en barra:** Es el precio asociado a un lugar físico específico donde se pueda realizar una entrega de energía y potencia.

marco, para determinar los resultados de un ejercicio en curso se puede recurrir a tres conceptos fundamentales: margen operativo, margen comercial e ingresos por potencia.

1.2.1.1 Margen operativo

El margen operativo hace referencia al ingreso que poseen las generadoras por concepto de operar y producir la energía eléctrica. Esto ocurre porque, en el momento en que una unidad de generación entrega su producción al SEIN, incurre en costos variables o de operación. De esto, se observa que los egresos asumidos por las generadoras están asociados al volumen de la energía producida que se está inyectando al sistema.

No obstante, esta producción es remunerada según el costo marginal que se esté aplicando en el momento de la entrega. Debido a que el costo marginal es igual al costo variable de la última unidad de generación en operar en un instante dado, el costo marginal siempre será mayor o igual que los costos variables o de operación de cualquier unidad de generación. De ser mayor el costo, se traduce en un ingreso para la generadora.

Se establece el margen operativo de la siguiente manera:

$$\text{Margen operativo} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad (1)$$

1.2.1.2 Margen comercial

Las generadoras, además de rentabilizar sus inyecciones de energía a la red cuando el COES lo requiere, también tienen la potestad de celebrar contratos con sus clientes que les permita conseguir ganancias por otros conceptos [7].

Lo que ocurre en este acápite del negocio es que las generadoras tienen la libertad de comprar energía en el Mercado Spot, valorizada en el costo marginal, para luego vendérsela a sus clientes, aplicando el precio que los *PPA* indiquen, generando así un margen comercial.

Cabe resaltar que los volúmenes de energía que se consideran para definir los egresos e ingresos de las generadoras normalmente son los mismos, salvo en situaciones

excepcionales, como en los casos en los que se establecen cláusulas *take or pay*⁵ de energía en los *PPA*.

Se establece el margen comercial de la siguiente manera:

$$\text{Margen comercial} = \text{Consumo} \times (\text{Precio } PPA - \text{Costo marginal}) \quad (2)$$

1.2.1.3 Ingresos por potencia

Por el simple hecho de poner a disposición del COES la capacidad de sus unidades de generación, las generadoras pueden recibir ingresos por potencia [35]. Las centrales que se benefician por este ingreso son aquellas que, en teoría, habrían atendido la demanda máxima mensual del SEIN, más aquellas que conforman el margen de reserva.

Esta remuneración por potencia se efectúa en función a la potencia firme⁶ de las centrales. El pago que las generadoras pueden recibir por este concepto viene dado por su potencia firme valorizada al precio en barra de potencia, al que se le multiplica un factor de reajuste que toma en consideración el margen de reserva.

La fórmula establecida para otorgar potencia firme a las centrales eólicas, solares y mareomotrices en el Perú es la siguiente [36]:

$$\text{Potencia firme}_{\text{central "i"}} = \frac{\sum_1^h EG}{h} \quad (3)$$

Donde:

- EG: Producción de energía activa de la central “i” durante las horas punta del sistema de los últimos 36 meses (periodo de evaluación). En caso de no disponerse de esta serie, corresponderá considerar el periodo que comprende

⁵ **Take or pay:** Modelo de contrato en el cual el comprador está obligado a pagar así utilice o no el producto o servicio convenido.

⁶ **Potencia firme:** Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo con lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de 95%. En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita [6].

desde la fecha de POC⁷ hasta el mes de evaluación de la potencia firme de la central “i”.

- h: Número total de horas punta del sistema que corresponden al periodo de evaluación del EG.

La ecuación (3) se aprobó en agosto de 2019. Antes de esto, la potencia firme correspondiente a las centrales en cuestión era cero.

En ocasiones, se dan casos en los que las generadoras obtienen ingresos o egresos por potencia asociados a la comercialización con sus clientes. Esto se debe a que las generadoras, al momento de suscribir un *PPA*, asumen egresos a nivel de transferencias del COES para atender la demanda de sus clientes, pero perciben ingresos debido a los pagos recibidos por estos [35]. En muchos casos, estos ingresos y egresos suman cero, esto porque los volúmenes y precios que se aplican a ambas transacciones son los mismos, ya que los consumos de los clientes coinciden con el instante de demanda máxima mensual del sistema (a esto se le conoce como demanda coincidente) por la tarifa en barra. Para que esto no ocurra, se tiene los siguientes casos:

- Que el cliente haya contratado la potencia bajo una modalidad firme o *take or pay*.
- Que el precio acordado mediante el *PPA* sea distinto al precio en barra.

En ambas circunstancias, las generadoras podrían percibir ingresos o egresos por potencia asociados a la comercialización contractual con sus clientes.

Partiendo de estas consideraciones, se establece los ingresos por potencia de la siguiente manera:

$$\text{Ingresos por potencia} = \text{Pagos por potencia firme} + \text{Saldo } PPA \quad (4)$$

⁷ POC: Puesta en operación comercial.

Cabe resaltar que los saldos obtenidos en virtud de un *PPA* pueden ser positivos o negativos.

1.2.2 Tecnologías desarrolladas en el Perú

La disponibilidad de diferentes fuentes de energía con las que cuenta el Perú, permite que se tenga la oportunidad de promover distintos proyectos de inversión en la materia. Sin embargo, en la actualidad, no se explotan todos los recursos naturales existentes para la generación de energía eléctrica tales como la energía geotérmica o la energía mareomotriz.

El Perú cuenta con centrales hidroeléctricas, centrales térmicas, centrales eólicas y centrales solares [37]. Los detalles de estas se especifican a continuación:

1.2.2.1 Centrales hidroeléctricas

En el Perú, se ha desarrollado dos tipos de centrales hidroeléctricas: de embalse y de pasada.

La de embalse consiste en almacenar el agua de forma artificial con la ayuda de una represa, o de forma natural (lagos). Estos reservorios permiten que el agua alcance la altura necesaria para que, al dejar caer el agua, se dé la transformación de energía potencial gravitatoria en energía cinética. Luego, las turbinas se accionan con el paso del fluido, lo que permite transformar esta energía mecánica en energía eléctrica. Finalmente, el agua retorna su cauce para continuar con su camino. Entre las más importantes están la C. H.⁸ Santiago Antúnez de Mayolo y la C. H. Cerro del Águila [37].

Por otro lado, la tecnología de las centrales de pasada consiste en aprovechar la caída del agua proveniente de los ríos sin la necesidad de almacenarla como en el caso anterior. En primer lugar, el agua proveniente de los ríos es desviada de su cauce de tal manera que sea conducida hasta la casa de máquinas. Después, se aprovecha directamente su fuerza motriz para hacer girar las turbinas y generar energía eléctrica. Finalmente, se retorna el agua al río

⁸ C. H.: Central hidroeléctrica.

para que continúe con su recorrido natural. Entre las más importantes están la C. H. Huanza y la C. H. Quitaracsa [38].

El costo de construcción de este tipo de centrales en promedio, considerando solo las que han entrado en operación desde el año 2010, es de 2'500,000 USD/MW instalado (no se consideran las hidroeléctricas cuya potencia instalada sea menor a 20 MW). Además, estas han demorado en construirse en promedio 6.1 años (Anexo 3).

1.2.2.2 Centrales termoeléctricas

Este tipo de centrales se caracteriza por utilizar diferentes fuentes como combustible, entre estas: gas natural, diésel, residual, carbón, biogás y bagazo [37].

El principio de funcionamiento consiste en la transformación de energía calorífica en electricidad. Para esto, se quema el combustible en cuestión para dar paso al calentamiento del agua que es bombeada hacia un sistema de tuberías. Esta agua se transforma en vapor hasta que su temperatura y presión alcance valores predefinidos. Finalmente, este vapor sobrecalentado es liberado hasta una turbina, que está conectada solidariamente a un alternador que produce energía eléctrica [39].

Entre las centrales termoeléctricas de gas natural, existen las de ciclo simple y las de ciclo combinado. En las centrales de ciclo combinado, se mezcla el gas natural con aire a presión para provocar su combustión, de esta manera, hace girar una turbina de gas. Luego, se aprovecha el calor repitiendo el proceso del párrafo anterior. Entre las centrales térmicas más importantes se encuentran la C. T.⁹ Chilca I y la C. T. Kallpa [37]. Actualmente, la legislación permite que estas centrales declaren costos variables muy por debajo de los reales.

Entre las centrales termoeléctricas a diésel destacan la C. T. Puerto Bravo y la C. T. Nepi [37]. El costo variable de estas depende en gran medida del precio internacional del petróleo, que es uno de los *commodities* más importantes del mundo. Su volatilidad no permite establecer un monto fijo aproximado, pero sí se puede decir que es

⁹ C. T.: Central termoeléctrica.

considerablemente más caro que el de las centrales de gas natural, si las últimas declararan sus valores reales.

Entre las centrales termoeléctricas de combustible residual destacan la C. T. Emergencia Trujillo y la C. T. Yarinacocha [37]. Estas, al igual que las de diésel, poseen costos variables altos y dependen del precio internacional del petróleo.

Existe una central termoeléctrica a carbón en el SEIN, esta es Ilo 2. Registró un costo variable de 45.88 USD/MWh a diciembre de 2018 [37].

Entre las centrales termoeléctricas a biogás están la C. T. B.¹⁰ Huaycoloro y la C. T. La Gringa V [37]. Al ser la biomasa una fuente de energía renovable, el costo variable de este tipo de centrales es cero.

Existen dos centrales termoeléctricas a bagazo, estas son la C. T. Paramonga y la C. T. Maple Etanol [37]. Estas, por su condición de renovables, tampoco tienen costos variables.

En general, las centrales termoeléctricas se demoran aproximadamente 2.41 años en ser construidas y cuestan en promedio 733,153 USD/MWh instalado (Anexo 3).

1.2.2.3 Centrales eólicas

Las centrales eólicas aprovechan el viento para generar energía eléctrica. Para lograr esto, se colocan turbinas (que, como en los funcionamientos de las centrales precedentes, son conectadas a un alternador para la generación de electricidad) llamadas aerogeneradores a una altura conveniente que responde a un estudio realizado para cada lugar en el que se desee instalar una central de este tipo.

El Perú posee un alto potencial eólico que asciende a alrededor de 28.4 GW [40]. Este está concentrado en la costa del país y es allí donde se han desarrollado los cinco proyectos

¹⁰ C. T. B.: Central termoeléctrica de biomasa.

que operan hoy en día. Los más importantes son la C. E.¹¹ Wayra I y la C. E. Tres Hermanas [37].

Esta clase de centrales tuvieron un factor de planta¹² de 0.47 en promedio durante el 2018 [37].

1.2.2.4 Centrales solares fotovoltaicas

En la actualidad, para la generación eléctrica que utiliza como recurso la energía del sol, en el Perú solo se ha considerado la implementación de centrales solares fotovoltaicas, las cuales funcionan de la siguiente manera: en primer lugar, la luz solar incide en una célula fotovoltaica; luego, a raíz del impacto de los fotones sobre la célula, se producen reacciones químicas que finalmente producen una diferencia de potencial, lo que da paso a la generación de energía eléctrica; ya que esta es producida por una reacción química, la cantidad de voltaje de una sola célula es muy baja, por lo que se procede a conectar células en serie para obtener un mayor voltaje; la corriente obtenida es continua, por lo que, para ser inyectada al SEIN, esta se convierte en alterna con la ayuda de un inversor; una vez invertida la corriente, se sigue el proceso de cualquier otro tipo de central eléctrica para llegar al usuario final.

El principal inconveniente con este tipo de centrales es que no atiende la demanda en horas punta, lo que constituye una limitación muy importante en comparación con otras tecnologías.

En el Perú, las centrales solares más importantes son la C. S.¹³ Rubí y la C. S. Intipampa. Estas centrales ocupan 400 ha [41] y 322 ha [42], esto está relacionado con su potencia instalada, cuyos valores son 144.5 MW y 44.5 MW, respectivamente [37].

Este tipo de centrales tuvieron un factor de planta de 0.28 en promedio durante el 2018 [37].

¹¹ C. E.: Central eólica.

¹² **Factor de planta:** Es el cociente entre la energía producida por una central eléctrica y la energía que hubiera producido la misma central operando a plena carga.

¹³ C. S.: Central solar.

1.2.3 Demanda eléctrica

En los últimos años, se ha visto cómo la máxima demanda eléctrica¹⁴ en el Perú ha ido creciendo al ritmo de 5.5% en promedio [15]. Esto se puede ver en las figuras Figura 1.2 y Figura 1.3:

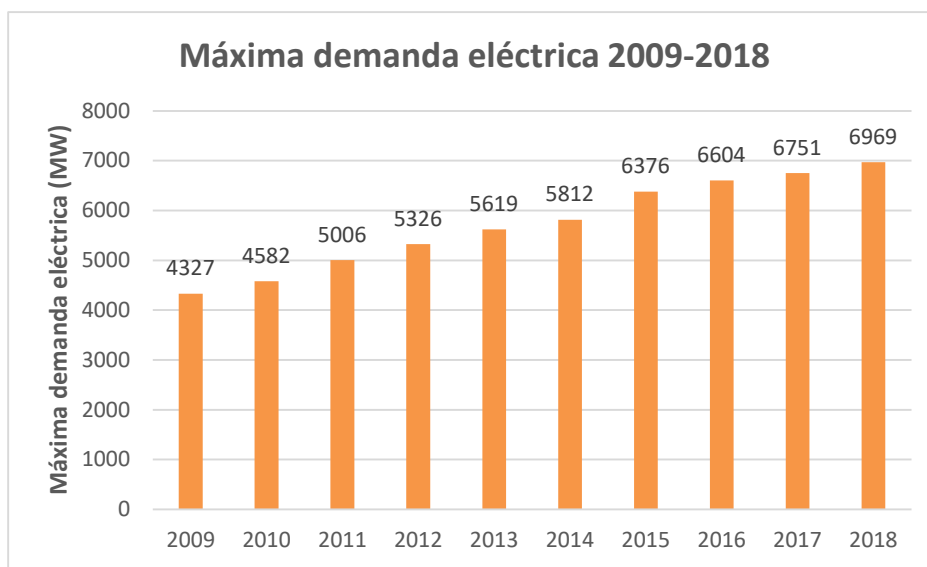


Figura 1.2 Máxima demanda eléctrica 2009-2018
Fuente: COES [15], Elaboración propia

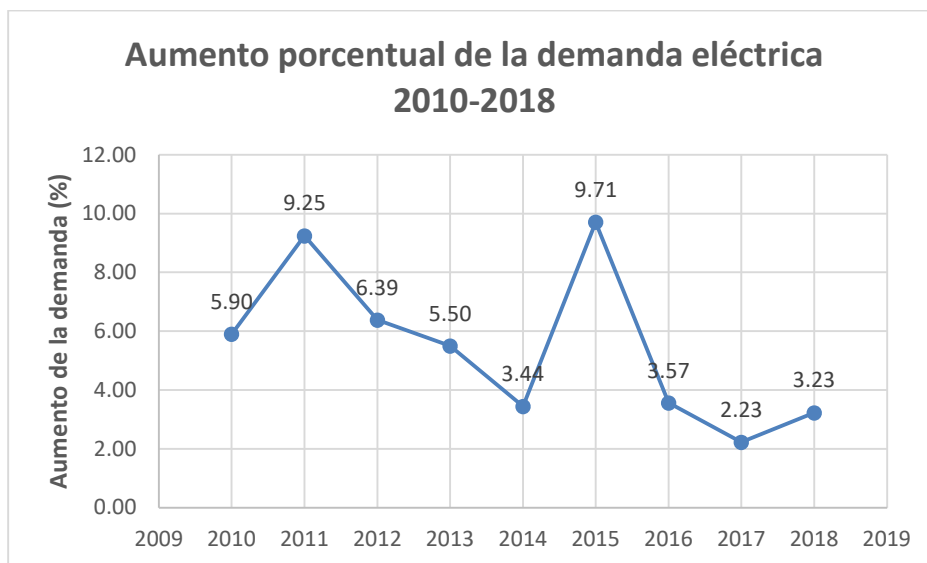


Figura 1.3 Aumento porcentual de la demanda eléctrica 2010-2018

¹⁴ **Máxima demanda eléctrica:** Valor que cuantifica la demanda pico del mercado. Se usa como parámetro para establecer el crecimiento de la demanda del sector eléctrico.

Fuente: COES [15], Elaboración propia

Por otro lado, en cuanto a la situación económica del país, el Producto Bruto Interno (en adelante, PBI) ha venido creciendo sostenidamente al ritmo de 4.40%, en promedio, durante los últimos 10 años [43]. La variación específica anual se puede observar a continuación en la Figura 1.4:

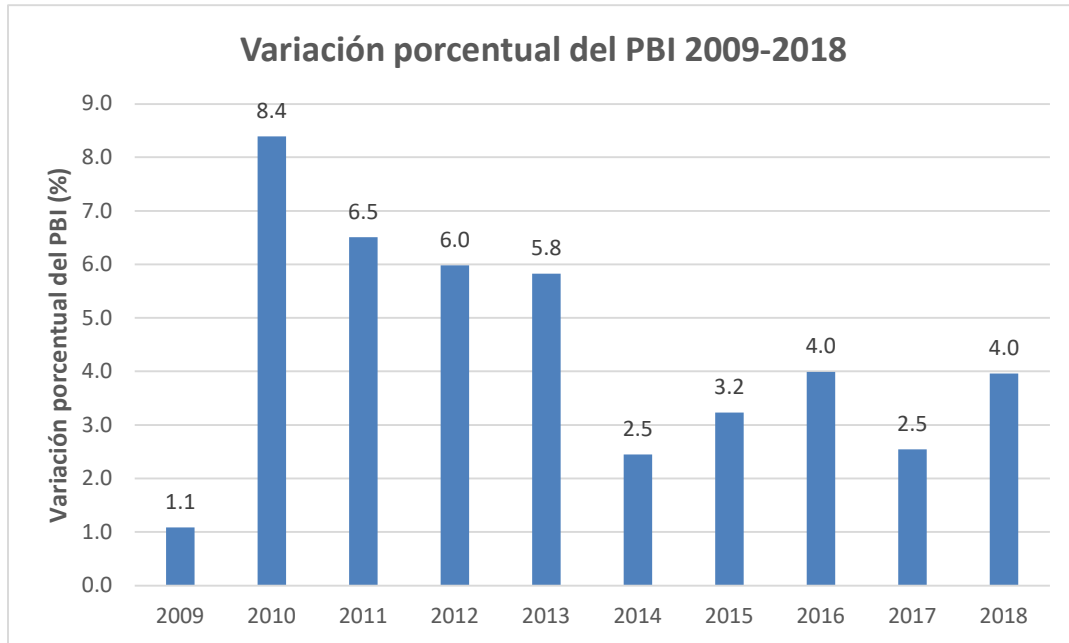


Figura 1.4 Variación porcentual del PBI 2009-2018
Fuente: BCRP [43], Elaboración propia

Al asociar las figuras Figura 1.3 *Aumento porcentual de la demanda eléctrica 2010-2018* y Figura 1.4, se puede ver que ambas crecen a ritmos promedio similares, lo que permite colegir la existencia de una relación entre el aumento de la demanda eléctrica y el PBI. Esto se evidencia más claramente aun mediante la siguiente premisa: ambas están íntimamente influenciadas, entre otras cosas, por el ingreso de nuevos proyectos mineros [3].

1.2.4 Capacidad instalada

Para saber cuál es la capacidad de un parque generador, se define el término de potencia instalada¹⁵. En la Figura 1.5, se puede observar la potencia instalada y la potencia

¹⁵ **Potencia instalada:** Es la potencia nominal con la que cuenta una central eléctrica.

efectiva¹⁶ en el Perú al 31 de diciembre de 2018. Asimismo, también se detalla la participación por tipo de central.

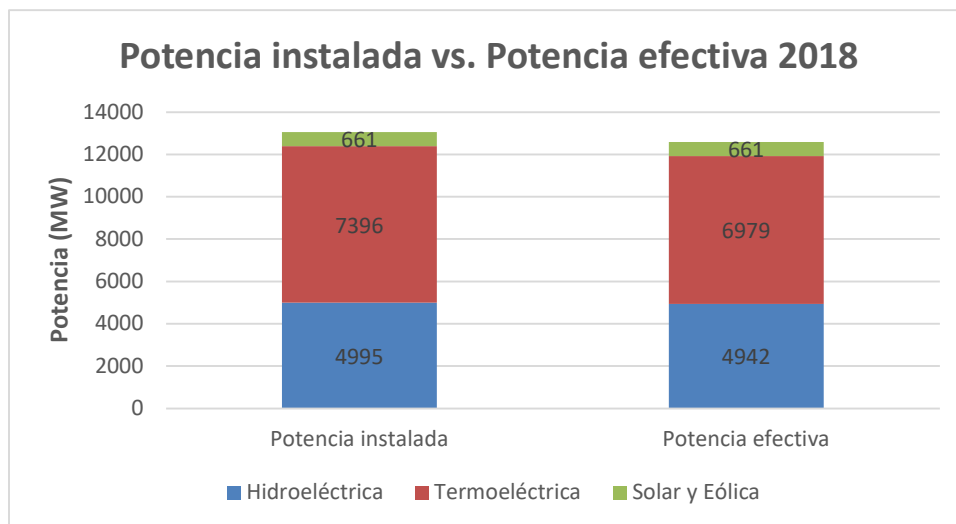


Figura 1.5 Potencia instalada vs. Potencia efectiva 2018
Fuente: COES [37], Elaboración propia

La potencia efectiva es importante porque permite saber, a partir de la energía producida, cuánto es realmente la capacidad de un parque generador. La evolución de la potencia efectiva de los últimos tres años se detalla en la Figura 1.6:

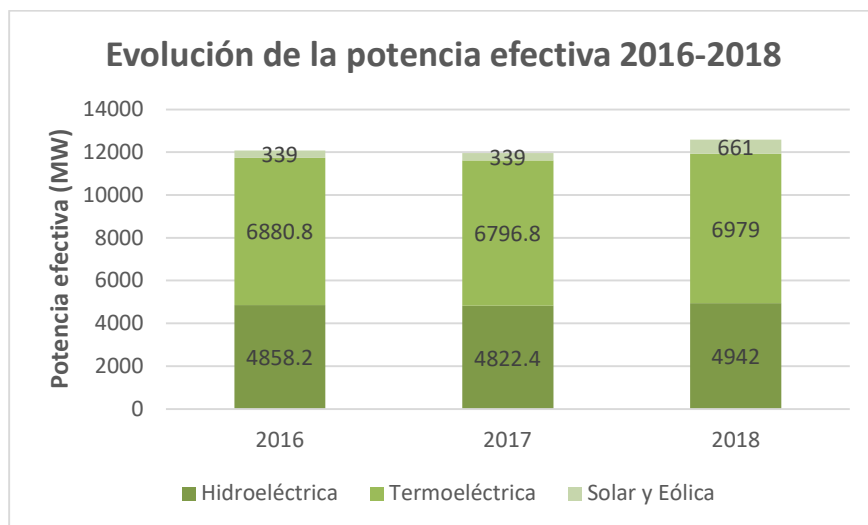


Figura 1.6 Evolución de la potencia efectiva 2016-2018
Fuente: COES [37], [44], [45], Elaboración propia

¹⁶ **Potencia efectiva:** Es la potencia medida en los bornes de las unidades de generación de una central eléctrica.

Es importante el comportamiento de la potencia efectiva en los últimos tres años porque permite observar una tendencia respecto de su comportamiento. En cuanto a las tecnologías solar y eólica, se mostró un crecimiento del 2018 al 2019 del 95%. Mientras que para la tecnología “hidrotérmica”, se observa un decrecimiento promedio de 1.02% para el periodo 2017-2018 y un crecimiento promedio de 2.60% para el periodo 2018-2019

Por otro lado, la matriz energética peruana en la actualidad se distribuye de la manera en que se muestra en la Figura 1.7:

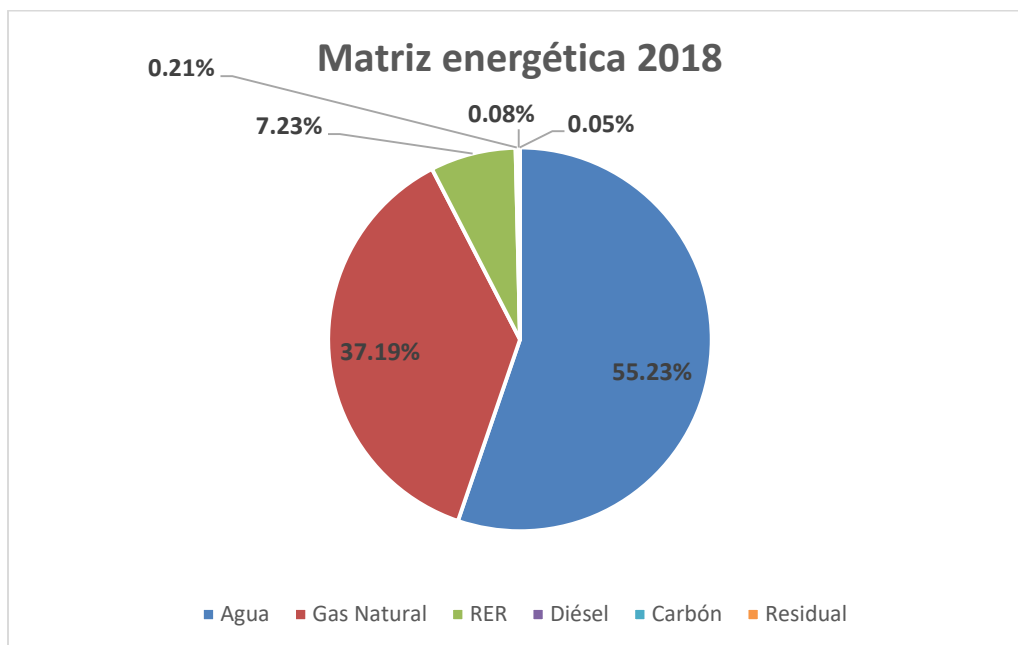


Figura 1.7 Matriz energética 2018
Fuente: COES [37], Elaboración propia

Se puede rescatar la poca participación de las RER en la producción eléctrica del Perú, apenas con un 7.23%. Además, se concluye que nuestro país es un territorio de abastecimiento “hidrotérmico”.

1.2.5 Margen de reserva y coyuntura de sobreoferta

El margen de reserva se define como la diferencia entre la capacidad y la máxima demanda del sistema. Este margen puede ser evaluado tanto en términos de potencia instalada

como de potencia efectiva. Su evolución en los últimos años se muestra a continuación en las figuras Figura 1.8 y Figura 1.9:

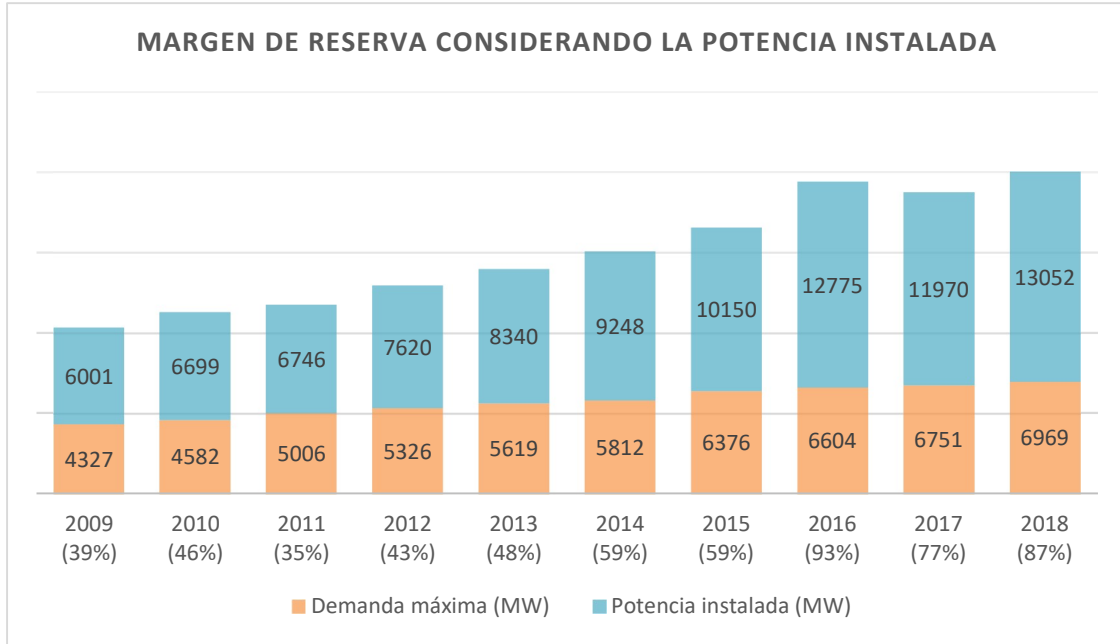


Figura 1.8 Margen de reserva considerando la potencia instalada
Fuente: Elaboración propia

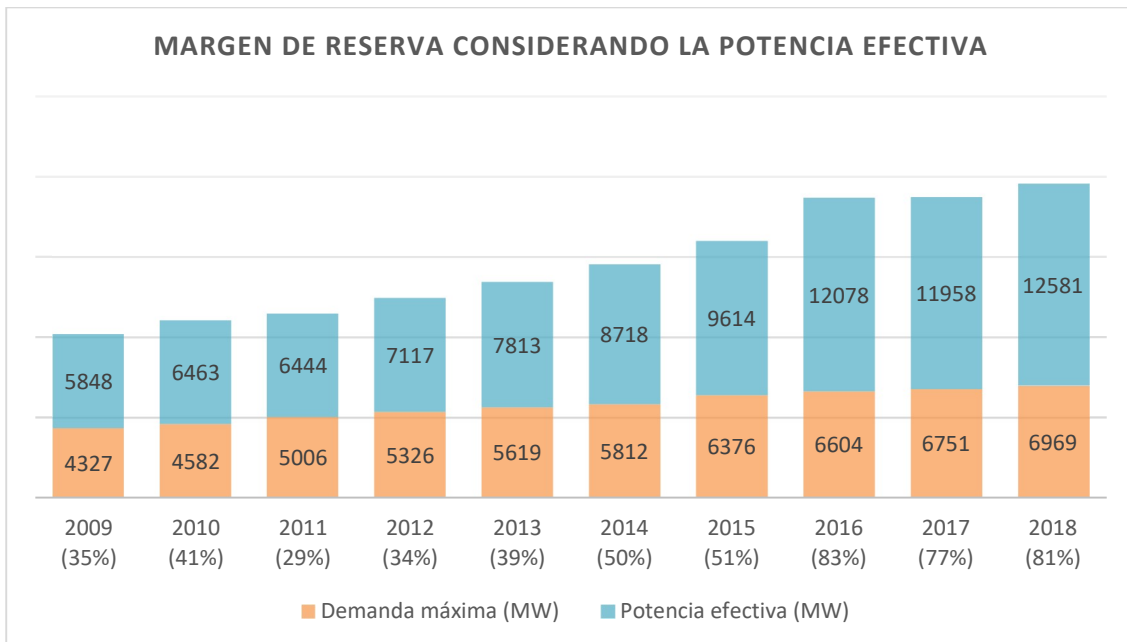


Figura 1.9 Margen de reserva considerando la potencia efectiva
Fuente: Elaboración propia

Se observa que, a la fecha, nos encontramos ante un escenario de sobreoferta de generación. Como se puede apreciar, existe un margen de reserva de 87% en cuanto a potencia instalada y de 81% en cuanto a potencia efectiva al 2018.

Esta situación responde a la impulsión del desarrollo de proyectos energéticos durante el segundo gobierno del presidente García, puesto que se tomó en cuenta que el PBI del Perú venía creciendo a tasas superior al 6% [43] y la demanda eléctrica seguía una tendencia similar, creciendo a tasas superiores al 5% [15].

En tal sentido, se decidió prever una eventual situación de desabastecimiento que devino en la promulgación del Decreto Legislativo N° 1002 y sus consecuentes cuatro subastas RER (2009, 2010, 2013 y 2016). Como resultado de estas, se han implementado un total de 1.03 GW al sistema (al 2018) [37].

A la política establecida en el párrafo anterior, se sumó la decisión del Estado de implementar el Nodo Energético del Sur, cuyas centrales operarían a diésel hasta la construcción del Gasoducto Sur Peruano, que permitiría que estas fueran abastecidas con el gas natural de Camisea. Lamentablemente, este proyecto de infraestructura se encuentra paralizado.

Por otro lado, se debe tomar en cuenta que, si bien el SEIN posee un margen de reserva holgado en capacidad para atender la demanda, la mayor parte de este está constituido por generación de alto costo debido a sus tecnologías y/o fuentes primarias. De hecho, si se considera la potencia efectiva de la generación eficiente multiplicada por un factor de planta histórico, y se compara con la máxima demanda, este da como resultado un “margen de reserva eficiente” bastante reducido. Esto se puede observar en la Figura 1.10:

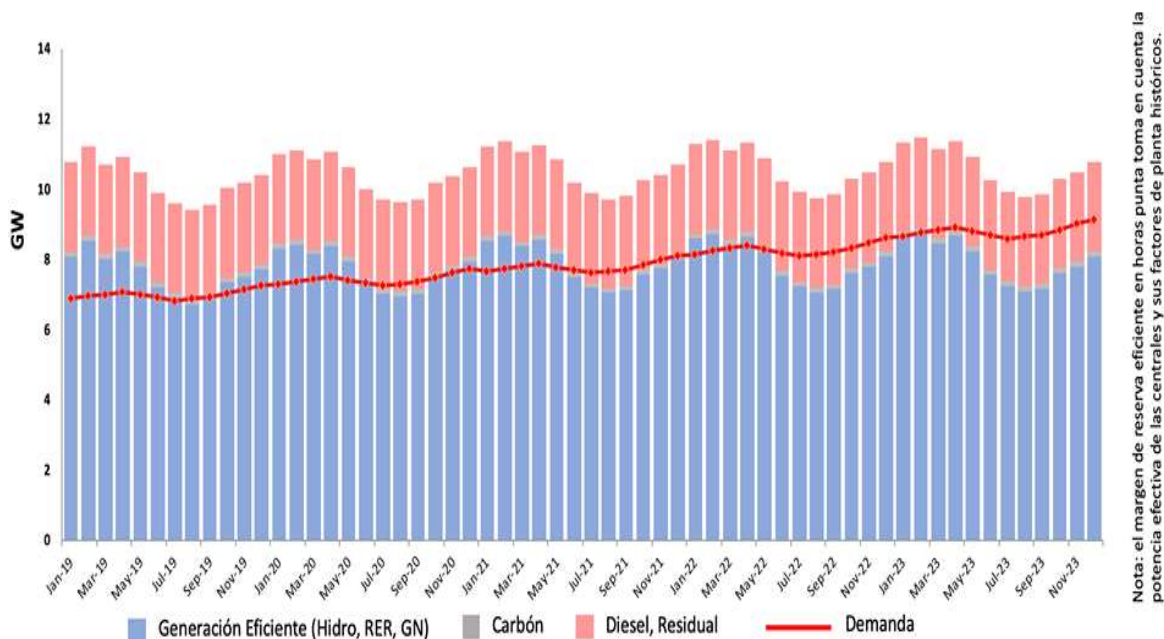


Figura 1.10 Potencia efectiva con factor de planta vs. Demanda
 Fuente: Laub & Quijandría Energy Group [16]

1.2.6 Despacho eléctrico

La entidad encargada de programar el despacho de las centrales de generación eléctrica en el mercado peruano es el COES. El fin de esta institución es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos [9].

Como parte de los programas de operación, el COES determina en qué momento despachan las centrales en función a sus costos variables. Para esto, establece un ranking en el cual se le da prioridad de despacho a la central cuyo costo variable sea el menor. Sin embargo, debido a la legislación vigente, las centrales RER y las centrales de cogeneración tienen prioridad para despachar su producción al sistema, por encima del *ranking* establecido en el párrafo anterior.

Normalmente, el *ranking* de los costos variables de las centrales eléctricas, de manera ascendente, tiene el siguiente orden: hidroeléctricas, centrales térmicas a gas natural de ciclo combinado, centrales térmicas a gas natural de ciclo simple, centrales térmicas a carbón y centrales térmicas a diésel.

Los costos variables de las centrales térmicas dependen fuertemente del precio de los combustibles de los que se abastecen, pero también incurren en costos variables no combustibles. Según el RLCE¹⁷ [23], la información relativa a precios y a la calidad de combustibles en las centrales térmicas, para los primeros doce meses, debe ser proporcionada por el COES, junto con un informe que la sustente. En tal sentido, lo común es que las generadoras se sometan a un régimen de costos auditados.

No obstante, las centrales térmicas a gas natural rompen la regla mencionada. Según la legislación vigente [46], la información referida al costo de combustible de las generadoras que operan con gas natural consiste en un precio único declarado por el titular que incluye los componentes del suministro, transporte y distribución.

Esto es posible debido a que los contratos que celebran las generadoras para hacerse del gas natural incluyen cláusulas *take or pay* o *ship or pay*¹⁸ que les permite establecer el costo de combustible como si fuera un costo fijo.

Partiendo de estas consideraciones, es posible que una generadora declare un precio menor al real por el concepto de combustible con el fin de obtener prioridad en el ranking de costos variables para despachar antes que otras cuyos costos variables son menores.

Debido a la coyuntura de sobreoferta, el costo marginal de energía normalmente viene dado por las centrales térmicas a gas natural, por lo que estas declaraciones por debajo de lo real generan distorsiones en los precios del mercado. Esta reducción antinatural del costo marginal genera efectos colaterales en el sector, tales como el desincentivo de nuevas inversiones, incrementos de subsidios en favor de centrales RER, entre otros.

En consecuencia, el Estado decidió establecer un valor mínimo para la declaración única del precio del gas natural, al cual se le denomina Precio Mínimo de Gas Natural, el cual corresponde al valor de la parte variable del contrato de suministro suscrito con el

¹⁷ **RLCE:** Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

¹⁸ **Ship or pay:** Modelo de contrato en el cual el comprador está obligado a pagar así utilice o no la totalidad de la capacidad del medio de transporte convenido.

productor de Camisea. No obstante, pese a los esfuerzos realizados, las distorsiones en el despacho siguen existiendo.

Debido a las distorsiones, el costo marginal ha mantenido un valor relativamente bajo en los últimos años. La evolución del mismo se muestra en la Figura 1.11:

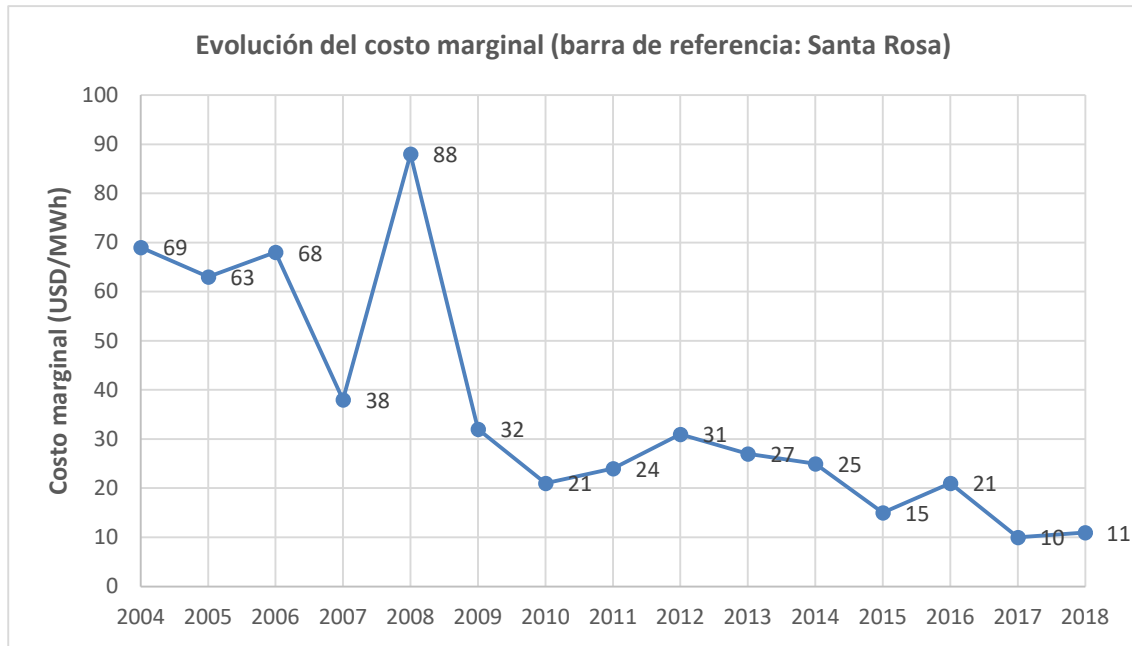


Figura 1.11 Evolución del costo marginal (barra de referencia: Santa Rosa)
Fuente: COES [37], Elaboración propia

Como se puede apreciar, el punto más alto en el periodo mostrado se registró en el 2008, año en el cual se alcanzó costos marginales de hasta 235 USD/MWh como promedio mensual (julio) [47]. A raíz de estos incrementos, el Estado se vio en la necesidad de emitir dispositivos legales como el Decreto de Urgencia 049-2008, para establecer que los costos marginales sean calculados considerando un despacho idealizado.

Como se puede observar, el orden de despacho eléctrico depende fundamentalmente de los costos variables de las centrales y estos afectan directamente al costo marginal del SEIN. Como consecuencia, es importante diseñar medidas preventivas a fin de que no se eleve el precio del costo marginal y así afectar lo menos posible a los usuarios.

1.3 Centrales termosolares

El Perú es un país rico en fuentes de energía renovable. Una de las fuentes inagotables que se erige es la energía solar. En particular, el Perú posee un potencial de energía solar de 5.24 kWh/m² en promedio. Este se caracteriza por concentrarse en la costa sur, en las regiones de Arequipa, Moquegua y Tacna, principalmente. El potencial en estas regiones alcanza los 6.5 kWh/m² [48].

Una de las formas de recolectar la energía del sol, que viene posicionándose cada vez mejor en el mercado, es la tecnología termosolar. Esta funciona mediante una configuración de espejos que permite concentrar la energía que proviene del sol en un receptor para convertirla en calor. Este último se usa para producir el vapor que impulsa la turbina que genera la energía eléctrica.

Este principio se utiliza de diferentes formas. Para esto, predominan cuatro tipos de tecnología termosolar que permiten el aprovechamiento eficiente del recurso: centrales de disco parabólico, centrales de torre central, centrales de concentrador cilindro-parabólico y centrales de colectores lineales Fresnel.

1.3.1 Centrales de disco parabólico

Las centrales termosolares de disco parabólico, tal y como se muestra en la Figura 1.12, consisten en un concentrador de foco puntual con forma parabólica en forma de plato que refleja la radiación solar en un receptor montado en el punto focal. Esta clase de concentradores están montados en una estructura con un sistema de seguimiento solar de doble eje. El calor acumulado normalmente es utilizado de forma directa por un motor térmico montado en el receptor que se mueve con la estructura del disco. Para la conversión de potencia, se suele usar motores de ciclo Stirling o Brayton [49].

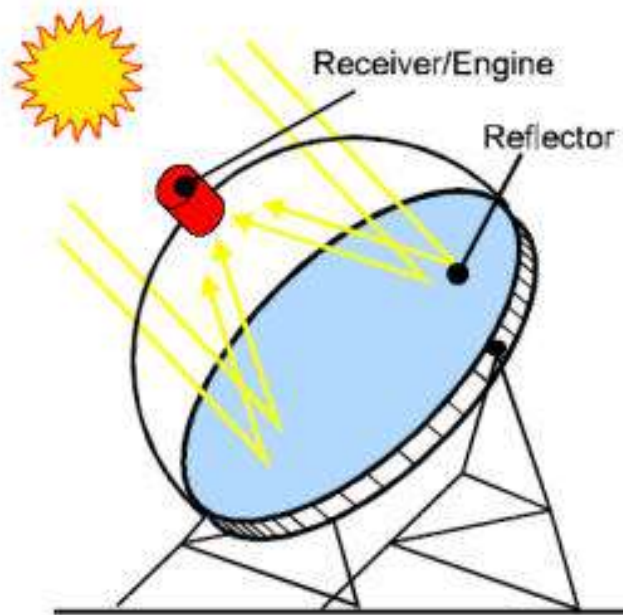


Figura 1.12 Central termosolar de disco parabólico
Fuente: SolarPACES. *How CSP Works: Tower, Through, Fresnel and Dish* [49]

1.3.2 Centrales de torre central

Las centrales termosolares de torre central (también conocidas como de receptor central), tal y como se muestra en la Figura 1.13, utilizan espejos con seguidores solares llamados heliostatos que se encargan de enfocar la luz solar en un receptor que se encuentra ubicado en la parte superior de una torre. En este sistema, se utiliza un fluido caloportador que alcanza alrededor de 600 °C para producir vapor y, así, mover una turbina de vapor convencional [49].

En esta tecnología se solía usar agua vaporizada como fluido caloportador; sin embargo, esta tiene limitaciones en cuanto a almacenamiento de energía se refiere. Debido a esto, centrales termosolares como Gemasolar, Crescent Dunes o Noor III utilizan sales fundidas para aprovechar su capacidad de almacenamiento, además de ser fluidos donde la transferencia de calor se aprovecha mejor. En la actualidad, se está investigando otros fluidos que, eventualmente, llegarán a tener mejores propiedades que permitirán mejorar el rendimiento de esta clase de centrales. Entre ellos están el aire, las partículas de arena y mezclas químicas alternativas [49].

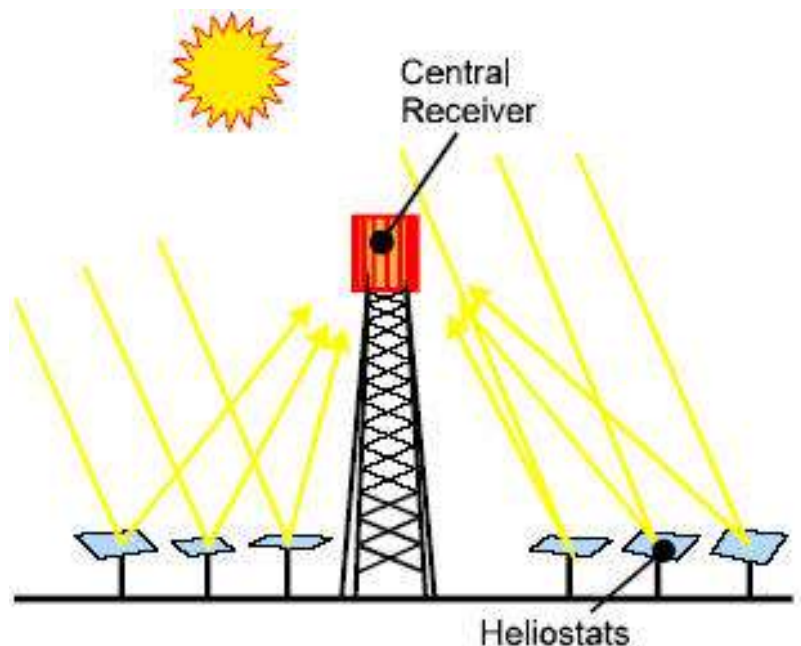


Figura 1.13 Central termosolar de torre central
Fuente: SolarPACES. *How CSP Works: Tower, Through, Fresnel and Dish* [49]

1.3.3 Centrales de concentrador cilindro-parabólico

En las centrales termosolares de cilindro-parabólico, tal y como se muestra en la Figura 1.14, la energía solar se concentra a través de reflectores parabólicos y curvados en un tubo receptor que se extiende a lo largo de aproximadamente un metro por encima de la superficie curva de los espejos. La temperatura del fluido que atraviesa la tubería (que es, generalmente, aceite térmico) aumenta desde 293 °C hasta 393 °C, luego, la energía térmica generada permite mover la turbina asociada [49].

Un campo colector tiene múltiples espejos parabólicos en forma de artesa en filas paralelas alineadas para permitir que los espejos de un solo eje sigan al sol de este a oeste, y así garantizar que el sol esté siempre enfocado en las tuberías receptoras [49].

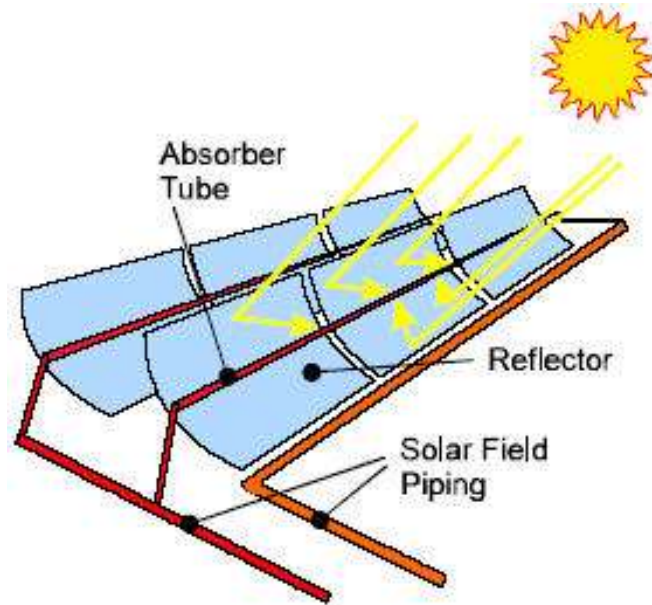


Figura 1.14 Central termosolar de concentrador cilindro-parabólico
 Fuente: SolarPACES. *How CSP Works: Tower, Through, Fresnel and Dish* [49]

1.3.4 Centrales de colectores lineales Fresnel

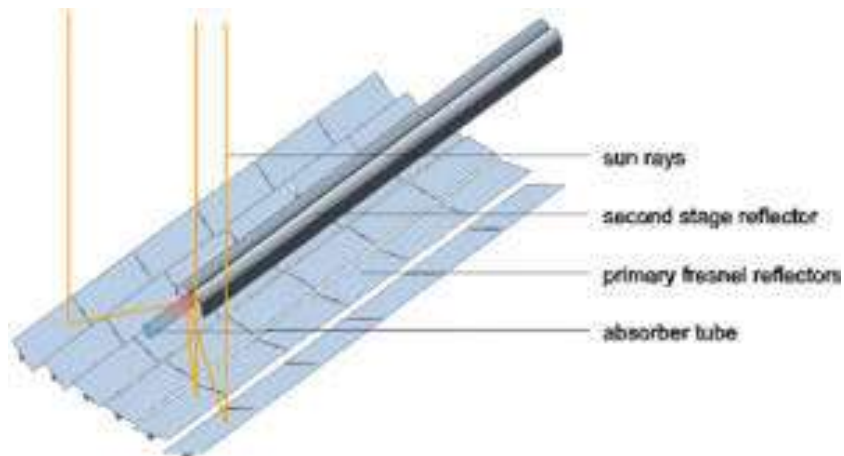


Figura 1.15 Central termosolar de colectores lineales Fresnel
 Fuente: SolarPACES. *How CSP Works: Tower, Through, Fresnel and Dish* [49]

Las centrales termosolares de colectores lineales Fresnel, tal y como se muestra en la Figura 1.15, constan de una gran cantidad de colectores en filas paralelas. Estos están típicamente alineados en una orientación norte-sur para maximizar la recolección de energía. Los espejos se colocan en el suelo y reflejan la luz solar en la tubería superior. De manera similar a las tecnologías de torre central y de concentrador cilindro-parabólico, esta

configuración tiene la capacidad de almacenar energía en un bloque de alimentación o generar vapor para el movimiento directo de una turbina [49].

1.3.5 Características y tendencias actuales

Para aumentar la confiabilidad de los sistemas de concentración de energía solar, estos se pueden combinar con centrales de ciclo combinado, dando como resultado plantas de energía híbrida. En general, se puede realizar esta hibridación con cualquier central de origen térmico. Además, las centrales termosolares pueden usar combustibles fósiles para complementar la producción energética durante periodos con baja radiación solar. Para este fin, se puede utilizar una caldera [50].

Además, estas centrales pueden poseer sistemas de almacenamiento de energía térmica para generar electricidad durante periodos nublados o durante horas antes del amanecer, o, especialmente, atender la demanda en horas punta, luego del atardecer. Esta capacidad de almacenamiento de energía hace que esta tecnología sea flexible y confiable.

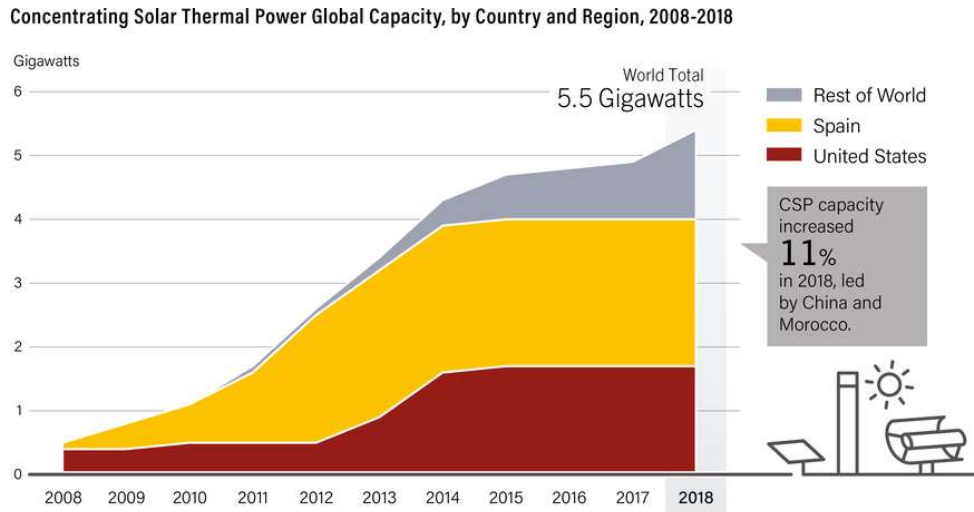
Otra de las ventajas que posee esta clase de centrales frente a otras RER es que su factor de planta puede ser de hasta 90% [51], muy por encima de los factores de planta antes mencionados de las tecnologías ya existentes en el Perú.

A nivel mundial, a noviembre del 2019, la tecnología termosolar viene siendo implementada de la manera en que se muestra en la Tabla 1.1:

Centrales termosolares	En operación	En construcción	En desarrollo	No operativa
Disco parabólico	0	0	0	2
Torre central	24	3	6	4
Cilindro-parabólico	88	4	3	5
Lineal Fresnel	7	1	1	4
Total	119	8	10	15

Tabla 1.1 Estado de la tecnología termosolar a nivel mundial
Fuente: SolarPACES [52], Elaboración propia

Como se puede observar, la tecnología termosolar viene aumentando en cuanto a número y capacidad instalada a nivel mundial. Estos proyectos representan un incremento en el desarrollo de la tecnología tal y como se muestra en las figuras Figura 1.16 y Figura 1.17:

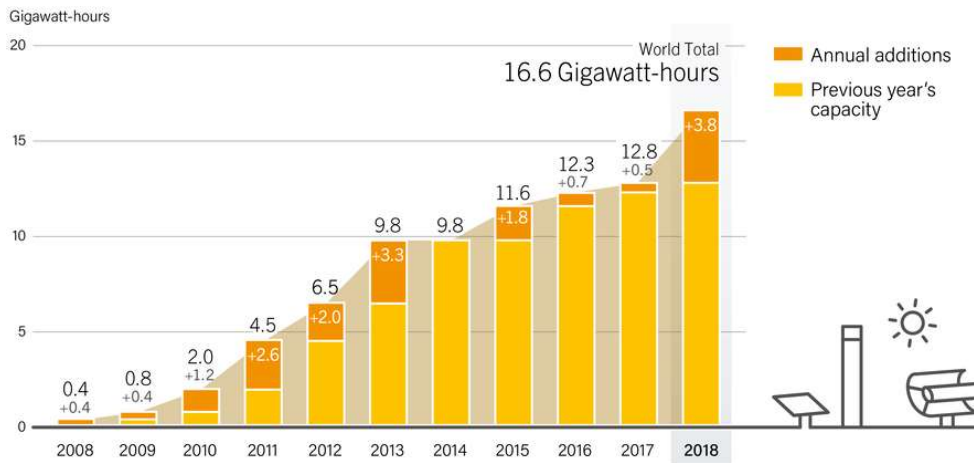


REN21 RENEWABLES 2019 GLOBAL STATUS REPORT

Figura 1.16 Concentrating Solar Thermal Power Global Capacity, by Country and Region, 2008-2018

Fuente: REN21. *Renewables Global Status Report* [53]

CSP Thermal Energy Storage Global Capacity and Annual Additions, 2008-2018



REN21 RENEWABLES 2019 GLOBAL STATUS REPORT

Figura 1.17 CSP Thermal Energy Storage Global Capacity and Annual Additions, 2008-2018

Fuente: REN21. *Renewables Global Status Report* [53]

Por otro lado, esta clase de centrales tarda en promedio 2.28 años en construirse y, según la potencia instalada, requiere entre 3 ha y 6 ha para poder ser implementadas. En cuanto a los costos, los CAPEX han venido bajando considerablemente en los últimos años.

Como se observa en la Tabla 1.2, en un estudio realizado sobre dieciséis centrales termosolares entre 2016 e inicios de 2018, los costos eran de entre 3,910 USD/kW y 6,355 USD/kW instalado, lo que representa la mitad de los costos que se registraron entre 2013 y 2015 (6,050 USD/kW y 12,600 USD/kW instalado, respectivamente). Se espera que en los próximos años estos costos sigan reduciéndose [54].

Project	Country	\$/kW	Capex (\$M)	Size (MW)	TES (h)	Type
Qinghai Gonghe	China	3,910	196	50	6	Tower
Golden (Three Gorges)	China	4,000	400	100	8	Tower
Yumen Town East	China	4,304	215	50	9	PT
Aurora	Australia	4,333	650	150	8	Tower
Urat Middle Banner	China	4,480	448	100	10	PT
Zhongyang Zhanjiakou	China	4,500	288	64	16	PT
Shouhang Dunhuang	China	4,864	486	100	11	Tower
Hami	China	5,056	253	50	8	Tower
Dacheng Dunhuang	China	5,376	269	50	13	LF
DEWA Phase IV	UAE	5,529	3,870	700	11 (PT) & 15 (Tower)	PT (600 MW), Tower (100 MW)
Yumen	China	5,728	286	50	9	Tower
Huaqiang Zhaoyang Zhanjiakou	China	5,760	288	50	14	LF
Tamarugal	Chile	6,000	2,700	450	13	Tower
Likana	Chile	6,154	2,400	390	13	Tower
CGN Delingha	China	6,202	310	50	9	PT
Gansu Akesai	China	6,355	318	50	15	PT

Tabla 1.2 Capex of CSP projects confirmed in 2016-2018

Fuente: Chamberlain, K. *China CSP entrants bolsters IP licenses, services to secure growth* [54]

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

Partiendo de la problemática expuesta en la INTRODUCCIÓN de este documento, en el presente acápite se desarrolla una metodología orientada a alcanzar los objetivos mencionados, basada en dos de las variables más importantes del Mercado Eléctrico Peruano: la demanda eléctrica y la oferta de generación. Esto permite establecer un método que alcance resultados confiables respecto de los comportamientos económicos del sector eléctrico en el corto y mediano plazo.

La metodología que se plantea establece que cuatro variables deben entrar a un proceso. Estas son: la proyección de la demanda eléctrica, la proyección de la oferta de generación, los costos de las tecnologías actuales en el Perú y los costos de la tecnología termosolar a nivel mundial. Las salidas de este proceso corresponden al análisis de los costos respectivos y al cruce de las curvas de oferta de generación eléctrica y de demanda eléctrica. Debido a que la demanda y la oferta se superponen, se plantea el ingreso de una nueva oferta, cuya generación debe ser eficiente. A raíz de esto, se plantean alternativas para que esta diferencia entre la oferta y la demanda sea suplida. Luego, estas alternativas entran a una evaluación en la que se utilizará el análisis de costos obtenido del proceso. Finalmente, se plantea una solución y se le realizan los ajustes regulatorios necesarios para que la propuesta sea viable.

El resumen de la metodología planteada se puede ver en el diagrama de flujo mostrado en la Figura 2.1:

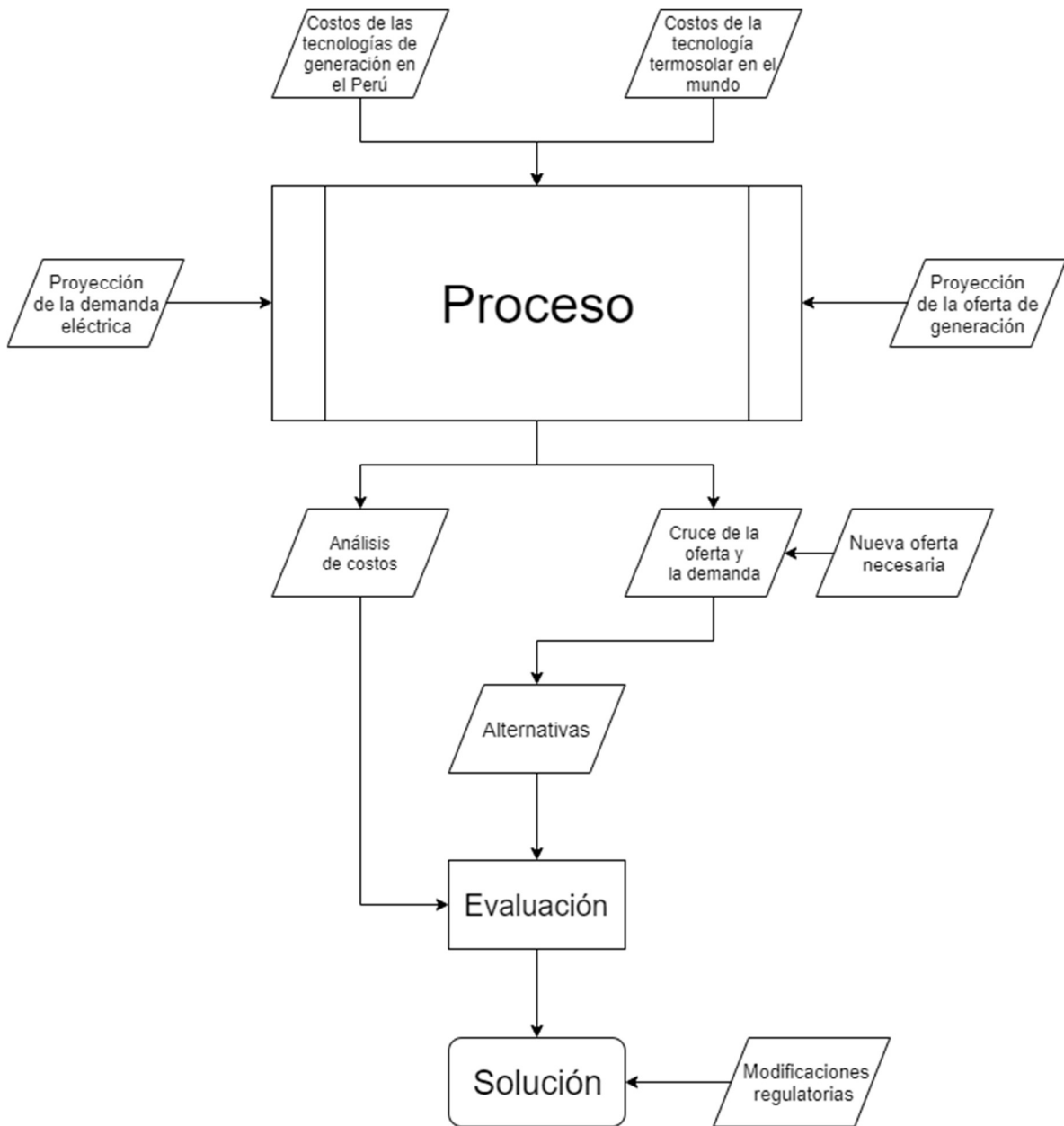


Figura 2.1 Diagrama de flujo de la tesis
Fuente: Elaboración propia

2.1 Proyección de la demanda eléctrica

Para determinar la proyección de la demanda eléctrica en los próximos años, se decidió realizar tres proyecciones distintas: vegetativa, expansiva y total.

2.1.1 Proyección de la demanda vegetativa

La demanda vegetativa es aquella que está asociada al consumo eléctrico de los usuarios comerciales, residenciales e industriales cuya demanda sea relativamente baja en comparación a proyectos de gran envergadura (por ejemplo, proyectos mineros).

Para predecir el comportamiento de la demanda vegetativa, se propone la utilización de un *software* econométrico que permita proyectar la demanda a través de un modelo utilizando parámetros predefinidos (variables independientes). Entre los *softwares* más conocidos se encuentran Stata, Gretl, Matlab, Sigma Plot y R.

Para el desarrollo de este estudio, se decidió utilizar el *software* “*Simple Econometric Simulation System*” (en adelante, *Simple E*). Esto porque es un programa especialmente diseñado para desarrollar proyecciones respecto de variables relacionadas a los mercados energéticos. Fue desarrollado por Kaoru Yamaguchi, director del Instituto de Economía de la Energía de Japón [55].

Este programa informático es un sistema de simulación econométrico integrado que ayuda a modelar procesos de estimación utilizando modelos de regresión y simulación de pronósticos de forma automatizada. Esto permite una operación fluida para la obtención de conclusiones respecto de cualquier estudio.

Para estos fines, *Simple E* controla e integra funciones para proporcionar varias opciones de estimación tales como mínimos cuadrados ordinarios, autorregresión o no lineal. Los sistemas de ecuaciones pueden ser simultáneos, incluidos los modelos prospectivos, y pueden incluir diversas formas de modelos de regresión y ecuaciones definidas. Cada caso puede extenderse hasta el límite de número de columnas de una hoja de cálculo con extensión “.xlsx” [56].

En la Figura 2.2 se puede observar, a manera de ejemplo, una gráfica generada por *Simple E* en la que se muestra una línea de tendencia luego de haber ingresado las variables correspondientes y ejecutado la simulación. Este ejemplo muestra la capacidad del *software* para simular una función y, a la vez, compararla con la línea de tendencia actual medida según los parámetros de un estudio en general.

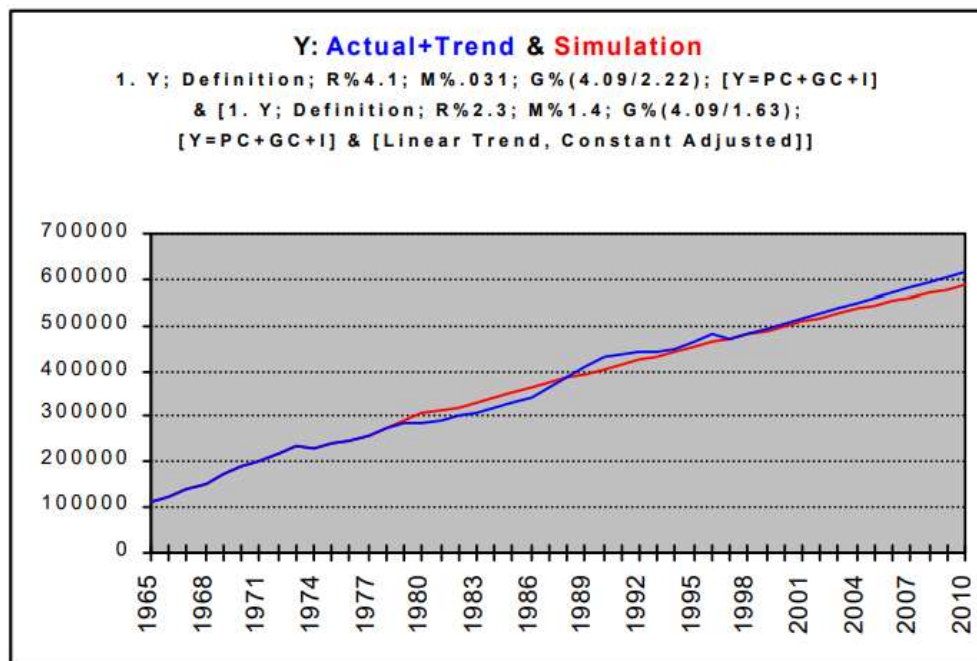


Figura 2.2 Ejemplo de línea de tendencia en *Simple E*.
 Fuente: JICA Study Team. *Operation Manual of Simple E*. [57]

Para el desarrollo de esta tesis, lo que se busca graficar es la tendencia en el comportamiento de la demanda vegetativa y, a la vez, poder observar su crecimiento porcentual con el paso de los años.

Ya definido el *software* econométrico a utilizar, el desarrollo de la proyección de la demanda vegetativa consiste en considerar la expansión de la demanda utilizando los valores históricos de crecimiento en los últimos años, de tal manera que se pueda utilizar los métodos econométricos brindados por el *software Simple E*. Para esto, fue necesario utilizar las proyecciones ya existentes tanto del PBI como del crecimiento poblacional en el Perú. En

consecuencia, el crecimiento de la demanda vegetativa es una función del PBI y del crecimiento poblacional (Anexo 1):

$$DV_i = f(PBI_i, NH_i) \quad (5)$$

Donde:

- DV_i : Demanda vegetativa en el año “i”
- PBI_i : Producto Bruto Interno en el año “i”
- NH_i : Número de habitantes en el año “i”

Esta proyección permitió establecer una tendencia para la variable requerida que se pudo extender hasta el año al que se limitó este estudio (2030).

El modelo establecido para la determinación de la demanda vegetativa para un año “i” a partir del *software Simple E* es el siguiente:

$$DV_i = A \times PBI_i + B \times NH_i + C \quad (6)$$

2.1.2 Proyección de la demanda expansiva

El desarrollo de la proyección de la demanda expansiva consiste en tomar en cuenta los proyectos de inversión cuya utilización de energía sea significativa y que cuya demanda eléctrica haya sido comunicada a las autoridades para el desarrollo del plan correspondiente a fin de poder atender sus exigencias (en su mayoría, proyectos mineros) (Anexo 2). Estas demandas son conocidas, por tanto, se realizó la suma necesaria a fin de determinar los resultados requeridos.

En esta parte, se toma en consideración la incertidumbre existente respecto de los proyectos en cuestión debido a su viabilidad económica y social.

Para la determinación de la demanda expansiva para un año “i”, se utilizó la siguiente expresión matemática:

$$DE_i = \sum_{\text{Año}=i} GC \quad (7)$$

Donde:

- DE_i : Demanda expansiva en el año “i”
- GC : Grandes cargas de la demanda eléctrica

2.1.3 Proyección de la demanda total

Para la determinación de la demanda total, se toma en cuenta tanto la proyección de la demanda vegetativa como la proyección de la demanda expansiva. De esta manera, se logra obtener una proyección real, cuyas principales variables son el PBI, el crecimiento demográfico y los proyectos de inversión con grandes cargas.

Para la obtención de la demanda total para un año “i”, se utilizó la siguiente expresión matemática:

$$DT_i = DT_{i-1} + DV_i - DV_{i-1} + DE_i - DE_{i-1} \quad (8)$$

Donde:

- DT_i : Demanda total en el año “i”

Una vez obtenida la demanda total para el periodo 2020-2030 en unidades de energía, esta se usa para obtener el valor de la demanda total en unidades de potencia. Para ello, la demanda total debe ser dividida por un factor de carga que permite hallar la potencia efectiva necesaria para la atención de la demanda. Este valor se alcanza resolviendo la siguiente ecuación:

$$DT_{\text{Potencia } i} = \frac{DT_i}{FC_i \times 1 \text{ año}} \quad (9)$$

Donde:

- $DT_{Potencia\ i}$: Demanda total en el año “i” en unidades de potencia
- FC_i : Factor de carga del año “i”

2.2 Proyección de la oferta de generación eléctrica

La determinación de la oferta de generación eléctrica en los próximos años se hizo tomando en cuenta el alcance de esta investigación, que consideró como año límite de análisis el 2030.

Para la proyección de la oferta, se tomó en consideración los proyectos de inversión de generación eléctrica que ya cuentan con contratos firmados para iniciar su desarrollo o aquellos que ya han iniciado su construcción y tienen prevista su puesta en operación comercial antes del final del año indicado. El horizonte para el desarrollo de estos proyectos es de corto y mediano plazo.

Debido a que no existen proyectos firmados a largo plazo, para la proyección de la oferta al 2030, se tomó en consideración tres escenarios:

- El primero, solo tomó en cuenta los proyectos de generación considerados en el Informe Técnico que sustenta la Fijación de Precios en Barra (Osinergmin) [58] y las unidades que están actualmente operando y despachando energía eléctrica al SEIN (escenario pesimista).
- El segundo, tomó en cuenta todos los proyectos en desarrollo involucrados hasta la fecha y que no entrarán nuevos proyectos de generación eléctrica a despachar al SEIN en el periodo indicado. Para la determinación del momento en el que ingresarían los proyectos de generación, se consideró la coyuntura actual y los tiempos promedio de construcción por tipo de central (escenario medio).

- El tercero, tomó en cuenta todos los proyectos en desarrollo involucrados hasta la fecha y que no entrarán nuevos proyectos de generación eléctrica a despachar al SEIN en el periodo indicado. Para la determinación del momento de ingreso de los proyectos se consideró el Informe Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, Periodo 2021-2030, elaborado por el COES [11] (escenario optimista).

En todos los casos se disgregó las centrales de generación eficiente y las centrales cuya generación es producida a partir de carbón, diésel o residual. Además, se consideró un factor de planta histórico de tal manera que los resultados tengan la mínima distorsión posible. Esto último se muestra en la siguiente ecuación:

$$OG = PE_i \times FPH_i \quad (10)$$

Donde:

- OG_i : Oferta de generación real de la central “i”
- PE_i : Potencia efectiva de la central “i”
- FPH_i : Factor de planta histórico de la central “i”

Para aquellos casos en los que las centrales no cuenten con un factor de planta histórico, o que el valor de este no se ajuste a la realidad, se considera el promedio de los factores de planta históricos de las demás centrales.

2.3 Costos de las tecnologías de generación en el Perú

Para determinar los costos de las tecnologías de generación que actualmente operan en el parque generador del Perú, se utilizó la información respecto de las centrales eléctricas existentes en el país cuya información de costos esté disponible en fuentes públicas (existen centrales cuya antigüedad supera los 100 años, y la información disponible para los fines de esta tesis es mínima). Para esto, se tomó como base el documento de Supervisión de contratos

de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación (mayo 2019) elaborado por el Osinergmin [38].

Luego de revisar proyecto por proyecto, se disgrega por tipo de tecnología para luego utilizar la siguiente fórmula:

$$\text{Costo por MW instalado} = \frac{\text{Inversión total}}{\text{Potencia instalada}} \quad (11)$$

Donde:

- Inversión total está en millones de dólares (MMUSD)
- Potencia instalada está en megawatts (MW)
- Costo por MW instalado está en millones de dólares por megawatt (MMUSD/MW)

Esto permite obtener un número comparable para todas las centrales de una misma tecnología. Para concluir con este análisis, se realiza un promedio para cada una de las tecnologías involucradas. Esto se puede conseguir utilizando la siguiente expresión matemática:

$$\text{CAPEX}_{\text{tecnología } t} = \frac{\sum_{\text{tecnología } t} \text{Costo por MW instalado}}{\# \text{ de centrales consideradas}} \quad (12)$$

Donde el “CAPEX_{tecnología t}” está en millones de dólares por megawatt (MMUSD/MW).

Finalmente, se debe calcular el costo de la energía utilizando la siguiente expresión matemática:

$$\text{Costo de la energía}_{\text{tecnología } t} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_i + M_i + F_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}} \quad (13)$$

Donde:

- I_i : CAPEX en el año “i”
- M_i : OPEX en el año “i”
- F_i : Gasto de combustible en el año “i”
- E_i : Generación eléctrica en el año “i”
- r : Tasa de descuento
- n : Tiempo de vida

En esta parte de la investigación, las tecnologías consideradas son la hidroeléctrica, la minihidroeléctrica, la térmica de ciclo combinado, la solar fotovoltaica y la eólica.

2.4 Costos de la tecnología termosolar a nivel mundial

El rol de los costos asociados cuando se tiene que decidir sobre la inversión en una tecnología determinada, más aún si esta constituye una innovación en un mercado en específico, es muy importante. Estos deben ser viables en comparación con otras opciones disponibles.

En este apartado, se realiza la metodología para la determinación de los costos de la tecnología termosolar y la proyección de estos hasta el año 2030, para que puedan ser comparadas con las tecnologías ya existentes en el Perú.

Para esto, se recopiló toda la información disponible respecto de las centrales termosolares y sus distintas tecnologías a nivel mundial, utilizando como fuente la web de *Solar Power & Chemical Energy Systems* [52], cuya creación fue promovida por la *International Energy Agency*, con el fin de incentivar el desarrollo y la investigación en la materia.

Para el desarrollo esta parte, se disgregó las centrales termosolares por tecnología: de disco parabólico, de torre central, de concentrador cilindro-parabólico y de colectores lineales

Fresnel. Esto se realizó a fin de establecer las ventajas y desventajas asociadas a cada una de estas.

Luego de revisar proyecto por proyecto, se realizó un procedimiento similar al de la sección 2.3, en el que se utilizó la ecuación (13) para calcular el costo por megawatt instalado y la ecuación (12) para calcular el costo por tecnología.

2.5 Cruce de la oferta y la demanda

En esta parte, se estudia con detenimiento los resultados obtenidos respecto de la proyección de la demanda eléctrica (2.1) y de la proyección de la oferta de generación eléctrica (2.2).

Con esta información, se determina y se valida la existencia de la problemática que fue descrita en la INTRODUCCIÓN de este documento (crisis de precios de generación eléctrica al 2022).

Para validar esta problemática, se analizó la oferta y la demanda, de tal manera que se pudiera establecer cuándo dejaba de existir oferta de generación eficiente en el Mercado Eléctrico Peruano. Esto se observa en el momento en el que coinciden los valores de la oferta (únicamente considerando centrales eléctricas cuya generación sea considerada como eficiente) y de la demanda.

Una vez realizado el cruce de la demanda con la oferta (eficiente), se estableció la cantidad de potencia necesaria para suplir la demanda a fin de que sea propuesta una nueva oferta de generación. Esto se hizo calculando el margen de reserva de generación eficiente con la ayuda de la siguiente ecuación:

$$MRE_i = OGE_i - DT_i \quad (14)$$

Donde:

- MRE_i : Margen de reserva eficiente en el año “i”
- OGE_i : Oferta de generación eficiente en el año “i”

2.6 Análisis de costos

En esta etapa, se comparó los costos de las tecnologías existentes actualmente en el Perú con los de la tecnología termosolar.

Para esto, se estimó los costos de capital de la tecnología termosolar en los próximos años, utilizando los precios declarados por las empresas propietarias alrededor del mundo (extraídos de SolarPACES [52] en la sección 2.4).

Estos permitieron realizar un promedio de los CAPEX de manera anual desde el año 2004.

Luego, para realizar la proyección de los CAPEX, se tomó en consideración los datos históricos de cómo vienen disminuyendo los costos respectivos desde el año en el que empieza la data.

Para determinar el ajuste de curvas a utilizar, se tomó como base el comportamiento de los CAPEX de las tecnologías solar fotovoltaica y eólica, que muestran un tendencia de decaimiento aproximadamente exponencial en los últimos 9 años, por lo que se considera como supuesto que la tecnología termosolar, al ser una tecnología menos desarrollada y promocionada que las anteriores, tendrá un comportamiento similar en el futuro. Esto se puede observar en las figuras *Figura 2.3 Global weighted average total installed costs for Solar Photovoltaic 2010-2018* y *Figura 2.4 Global weighted average total installed costs for Onshore Wind 2010-2018*.

Además, se tomó en consideración los comentarios de la *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, que indica que la tecnología de generación termosolar se encuentra en su infancia en términos de despliegue, y que existe un gran oportunidad para reducir los

costos asociados a la implementación de los proyectos y a la producción de energía eléctrica [59].

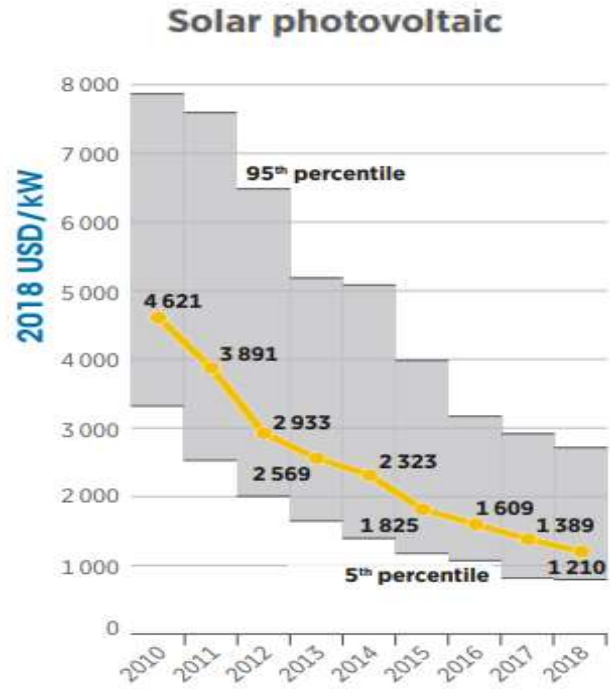


Figura 2.3 Global weighted average total installed costs for Solar Photovoltaic 2010-2018
Fuente: IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2018* [60]



Figura 2.4 Global weighted average total installed costs for Onshore Wind 2010-2018
Fuente: IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2018* [60]

Debido a los argumentos señalados, para la proyección del CAPEX de la tecnología termosolar, se decidió utilizar el siguiente modelo:

$$\text{CAPEX}_i = A \times e^{-Bt} \quad (15)$$

Donde CAPEX_i es el costo de capital en el año “i”, A” y “B” son coeficientes que son calculados con el *software Excel* al realizar el ajuste de curva respectivo con los resultados de los promedios de los CAPEX obtenidos anualmente, y “t” es la variable temporal.

Luego, para hallar el costo de la energía para la tecnología termosolar, se utilizó la ecuación (13) a fin de obtener resultados que puedan ser comparados con los costos de las tecnologías existentes en el Perú.

Cabe resaltar que en esta parte se realizan proyecciones tanto para la tecnología de concentrador cilindro-parabólico como para la de torre central. Esto permite disgregar el análisis para evaluarlas como tecnologías independientes.

Esta proyección tomó como límite el año 2028, debido a que los proyectos termosolares tardan en construirse 2.5 años en promedio.

Este análisis permite analizar la viabilidad económica y comercial de los proyectos de generación con tecnología termosolar.

2.7 Evaluación de alternativas y solución

Una vez obtenidas las alternativas de solución, estas serán comparadas considerando estrictamente las necesidades actuales del SEIN y la disponibilidad de los recursos (tanto económicos como naturales) que posee el Perú.

Para esto, se estableció las ventajas y desventajas de la implementación de cada tecnología (hidroeléctrica, termoeléctrica, solar fotovoltaica, termosolar y eólica) de cara a resolver la problemática establecida.

A partir de esto, se estableció las variables principales a tomar en consideración para la proposición de una solución a la problemática. Estas son: costos de inversión, costos de la energía, factores de planta, tiempos de construcción, capacidades a instalar, disponibilidad de la fuente primaria y capacidad de respuesta en horas punta.

En el caso de las termosolares, se estableció las ventajas y desventajas para los distintos tipos de tecnología termosolar (de torre central y de concentrador cilindro-parabólico). Para esto, además de las variables consideradas en el párrafo anterior, se tuvo en cuenta la capacidad de almacenamiento de energía térmica que permite brindarle autonomía a las centrales cuando no haya disponibilidad del recurso solar.

Luego de realizar el análisis respectivo, se procedió a determinar cuál era la tecnología que constituía la mejor solución, tomando en cuenta la capacidad de las mismas para suplir la demanda de generación eficiente tanto para el mediano como para el largo plazo.

Seguidamente, se decidió la capacidad a instalar y la distribución en el tiempo que se debía considerar de tal manera que se cumplan tanto con las necesidades del SEIN como con los tiempos de construcción.

Luego de definir el momento de entrada de las centrales que debían ingresar y cuál debía ser su potencia instalada, se procedió a establecer el impacto económico producido por el ingreso de proyectos cuya generación está basada en ingeniería termosolar en el SEIN. De manera similar que en 2.3, utilizando los criterios para establecer los escenarios pesimista, medio y optimista.

Una vez definidas las necesidades del Mercado Eléctrico Peruano, se procede a establecer la viabilidad regulatoria y a recomendar las modificaciones correspondientes al marco legal existente.

En esta parte, se analiza si el marco regulatorio actual resiste a la planificación necesaria para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica basados en ingeniería termosolar.

Una vez realizado el análisis, se propone reformas legales que permitan agilizar los trámites pertinentes, con el fin de que los proyectos propuestos sean desarrollados a la brevedad posible, para así poder suplir la demanda que fue proyectada en la presente investigación, dando solución a la problemática descrita.

Posteriormente, se realiza una evaluación económica a fin de obtener los indicadores más importantes para tomar una decisión de inversión: el valor actual neto (en adelante, VAN), la tasa interna de retorno (en adelante, TIR), y el tiempo de retorno de la inversión (en adelante, *payback*).

Para hallar el flujo neto del proyecto a desarrollar, se suman y se restan los ingresos y los egresos de cada periodo. A fin de simplificar el cálculo, se considera como ingresos las ganancias que se obtengan de vender potencia y energía (mercado spot y mercado de contratos); y se considera como egresos los CAPEX, los OPEX y la deuda bancaria generada para financiar el proyecto. Además, se considera su tiempo de vida estimado.

Para hallar el VAN se puede utilizar la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^{NP} \frac{FN_j}{(1+d)^j} \quad (16)$$

Donde:

- I_0 : Inversión inicial
- FN_j : Flujo de caja neto en el periodo “j”
- NP: Número de periodos considerados
- d: Tasa de descuento

Para hallar la TIR, se debe hacer un flujo de caja del proyecto en cuestión, considerando todos los ingresos y egresos en un número de periodos determinado. Para esta tesis, los periodos a considerar serán anuales.

La TIR, matemáticamente hablando, es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Esta se puede despejar resolviendo la siguiente ecuación:

$$0 = -I_0 + \sum_{j=1}^{NP} \frac{FN_j}{(1 + TIR)^j} \quad (17)$$

Para hallar el *payback* se tiene:

$$Payback = PUFCN + \frac{UFCAN}{PFCP} \quad (18)$$

Donde:

- PUFCN: Periodo del último flujo de caja negativo
- UFCAN: Último flujo de caja acumulado negativo
- PFCP: Primer flujo de caja positivo

Finalmente, se analiza la información a fin de decidir la viabilidad del desarrollo de un eventual proyecto de generación termosolar.

CAPÍTULO III

RESULTADOS

En este capítulo se utilizó la metodología planteada en el CAPÍTULO II METODOLOGÍA y se obtuvo resultados sobre el comportamiento tanto de la demanda eléctrica como de la oferta de generación. También se desarrolla el análisis de costos de las tecnologías actuales en el Perú y de la tecnología termosolar a nivel mundial.

Con estos elementos, se determinan alternativas de solución a la crisis de precios detectada en el sector eléctrico al 2022. Esto se debe a que la demanda eléctrica sobrepasa la oferta de generación eficiente peruana, por lo que se activarían las centrales cuyas fuentes primarias son el carbón, el diésel y el residual.

Debido a esto, se propone la elección de la tecnología de generación termosolar y se justifica en los siguientes subcapítulos.

Además, la alternativa de solución elegida, que permite mitigar las crisis de precios de la energía proyectada, toma en cuenta el marco legal vigente y propone dos modificaciones regulatorias.

3.1 Proyecciones económicas del Mercado Eléctrico Peruano

3.1.1 Proyección de la demanda

Esta subsección está subdividida en tres partes: demanda vegetativa, demanda expansiva y demanda total.

3.1.1.1 Demanda vegetativa

Las variables utilizadas para el desarrollo de la demanda vegetativa fueron su propio crecimiento histórico, el PBI y el crecimiento poblacional.

En cuanto al PBI, se consideró para el año en curso un crecimiento de 2.7%. Para los años 2020, 2021, 2022 y 2023, se consideró un crecimiento de 4%, 4.3%, 4.3% y 5%

respectivamente. Esto tomando en consideración las proyecciones realizadas por el Ministerio de Economía y Finanzas [61]. Para el periodo 2024-2030, se consideró un crecimiento del PBI constante de 4.4% (que constituye el promedio del crecimiento durante los cuatro años anteriores) debido a que no existen proyecciones oficiales que puedan ser consideradas para los fines de esta investigación.

En cuanto al crecimiento poblacional, se utilizó las proyecciones realizadas por el Instituto Nacional de Estadística e Informática para las predicciones del periodo 2020-2030 [62].

Los resultados obtenidos para la demanda vegetativa anual, luego de introducir las variables descritas en el *software Simple-E*, fueron los siguientes:

Año	Demanda vegetativa anual (GWh)
2015	27,838
2016	28,196
2017	28,631
2018	29,921
2019	30,644
2020	31,885
2021	33,324
2022	34,846
2023	36,780
2024	38,541
2025	40,403
2026	42,367
2027	44,439
2028	46,623
2029	48,926
2030	51,353

Tabla 3.1 Proyección de la Demanda Vegetativa
Fuente: Elaboración propia

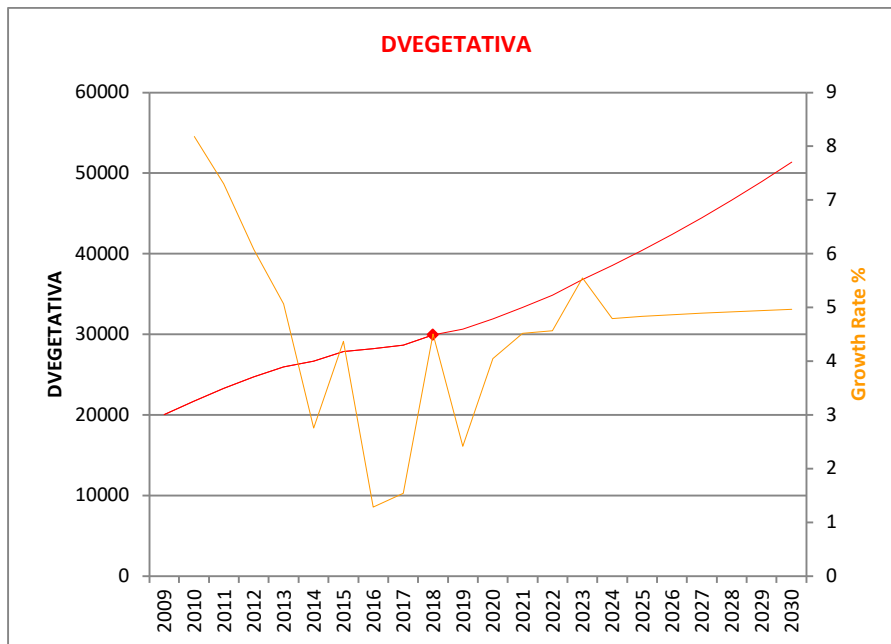


Figura 3.1 Proyección de la Demanda Vegetativa
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3.1 se puede apreciar el comportamiento de la demanda vegetativa proyectada para el periodo 2020-2030. El crecimiento mínimo se da en el 2020, que le demanda vegetativa crece tan solo 4%. Por otro lado, el crecimiento máximo se da en el 2023, cuando la demanda vegetativa alcanza un 5.6%. Cabe resaltar que para el año 2019 se proyectó un crecimiento del 2.4%, esto responde directamente al bajo crecimiento del PBI, ya que el crecimiento poblacional y la data histórica de la demanda mantienen valores similares a los de los años precedentes. Los valores que corresponden a la Figura 3.1 se pueden observar en la Tabla 3.1.

El modelo econométrico desarrollado para calcular los valores que aparecen en la Figura 3.1 y en la Tabla 3.1 fue el siguiente:

$$DV_i = 0.0746218 \times PBI_i - 0.00121602 \times NH_i + 29145.7$$

3.1.1.2 Demanda expansiva

La variable principal que se utilizó para el desarrollo de la demanda expansiva fueron las cargas necesarias para el desarrollo de proyectos mineros.

Para esto, se utilizó información sobre la demanda eléctrica (en GWh) de cada uno de los proyectos mineros que actualmente se encuentran en cartera proporcionada por el COES [11], [17] y por el MINEM [3].

Los resultados obtenidos respecto de la proyección de la demanda expansiva anual, según el método descrito, fueron los siguientes:

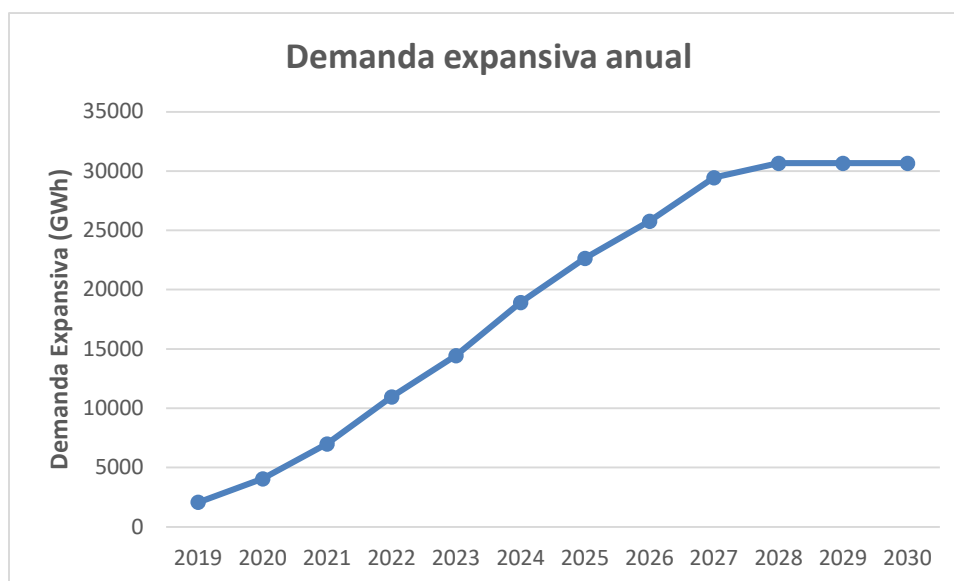


Figura 3.2 Proyección de la Demanda Expansiva
Fuente: Elaboración propia

Año	Aumento de la demanda expansiva por año (GWh)
2019	2,091
2020	1,984
2021	2,941
2022	3,971
2023	3,479
2024	4,457
2025	3,743
2026	3,113
2027	3,681
2028	1,211
2029	0
2030	0

Tabla 3.2 Proyección de la Demanda Expansiva
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3.2, se muestra el comportamiento del crecimiento de la demanda expansiva para el periodo 2020-2030. Este crecimiento responde a las decisiones tomadas respecto de la fecha de ingreso de nuevos proyectos mineros. Entre los más importantes se encuentran Quellaveco (2020), Pampa de Pongo (2020), Los Chancas (2021), Tía María (2022), Cañariaco (2023), Conga (2023), Michiquillay (2023), Zafranal (2023), Haquira (2024), Hierro Apurímac (2024), El Galeno (2027) y La Granja (2027). El aumento de los valores asociados a la Figura 3.2 se pueden visualizar en la Tabla 3.2.

Los resultados precedentes fueron obtenidos realizando la sumatoria propuesta en la ecuación (7).

3.1.1.3 Demanda total

Para el desarrollo de la demanda total, se realizó la suma descrita en la ecuación (8), utilizando los resultados obtenidos tanto para la demanda vegetativa como para la demanda expansiva. Los resultados obtenidos para la demanda total según el método descrito fueron los siguientes:

Año	Demanda anual (GWh)
2015	44,540
2016	48,326
2017	48,993
2018	50,817
2019	53,016
2020	56,241
2021	60,621
2022	66,114
2023	71,527
2024	77,745
2025	83,350
2026	88,427
2027	94,179
2028	97,575
2029	99,877
2030	102,305

Tabla 3.3 Proyección de la Demanda Total
Fuente: Elaboración propia

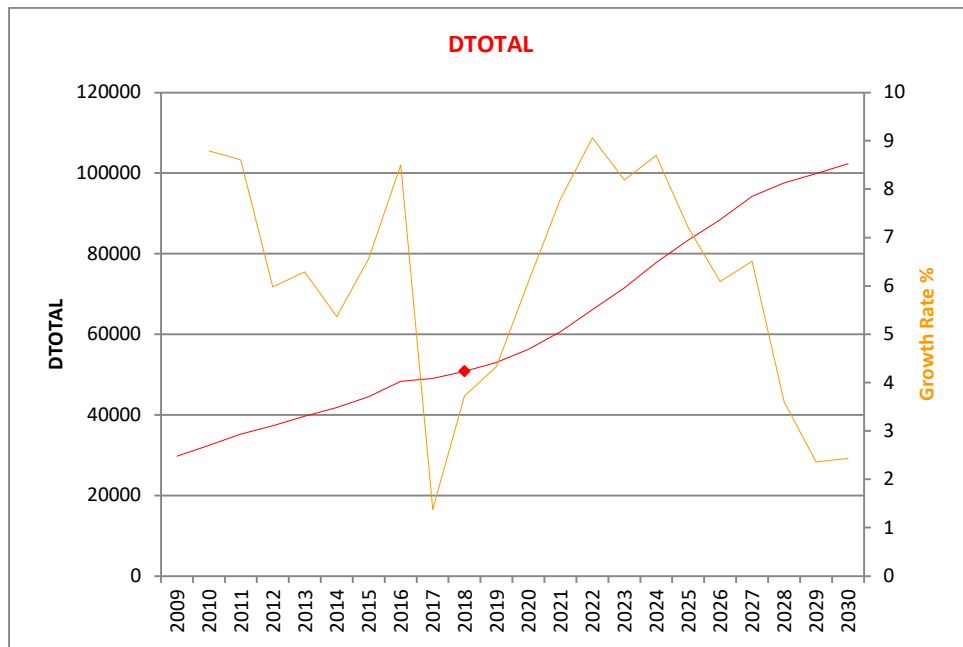


Figura 3.3 Proyección de la Demanda Total Anual
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3.3 se puede apreciar el comportamiento de la demanda total proyectada para el periodo 2020-2030. El crecimiento mínimo se da en los últimos dos años (2029 y 2030). Esto responde a que el aumento de la demanda expansiva para ese momento no es significativo, dado que no existen proyectos comprometidos para que inicien su construcción y/u operación a tan largo plazo. Para el 2029 y el 2030, la demanda crece en promedio 2.4%. Por otro lado, el crecimiento máximo ocurre en el 2022, cuando la demanda total alcanza los 9.1% de crecimiento. Estos fenómenos responden a la cantidad de proyectos cuyo consumo energético es considerablemente alto para ese periodo. Los valores que corresponden a la Figura 3.3 se pueden observar en la Tabla 3.3.

En la Figura 3.4, se muestra la demanda total dividida por el factor de carga [11] de acuerdo a cada año. Para obtener estos resultados se utilizó la ecuación (9). Esta operación permite que se pueda comparar la demanda con la capacidad instalada.

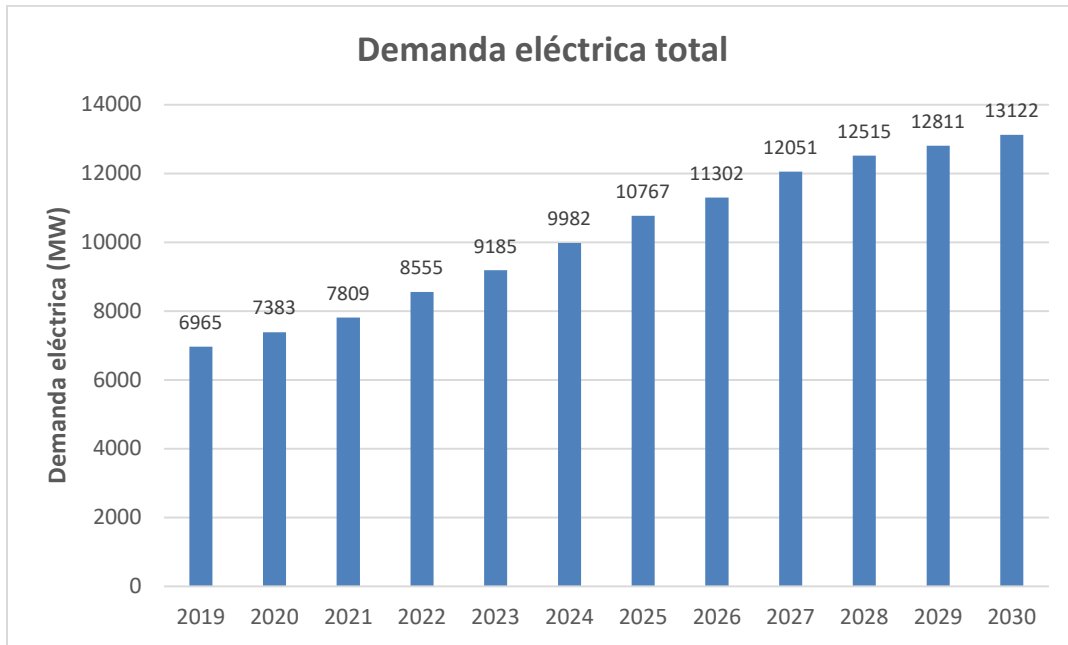


Figura 3.4 Proyección de la Demanda Total en MW
Fuente: Elaboración propia

3.1.2 Proyección de la oferta de generación

Para desarrollar la proyección de la oferta de generación para el periodo 2020-2030, se consideraron tres escenarios: pesimista, medio y optimista. Esto con el fin de comparar diferentes situaciones y elaborar más de una solución ante la incertidumbre respecto de los proyectos de generación que están actualmente en cartera.

3.1.2.1 Escenario pesimista

En este primer escenario, se consideró que el crecimiento de la oferta en generación se mantiene aproximadamente constante. Esto debido a que la incertidumbre económica en el Perú es muy alta y existe mucha deserción por parte de los inversionistas debido a las trabas regulatorias actuales, por lo que solo se considera el ingreso de proyectos al sistema hasta el año 2024. Estos proyectos no representan un aporte importante al parque generador.

En la Tabla 3.4 se muestran los valores correspondientes a este escenario:

Año	Oferta de generación eficiente (MW)	Oferta de generación no eficiente (MW)	Oferta de generación total (MW)
2019	8,097	2,689	10,786
2020	8,199	2,689	10,888
2021	8,316	2,689	11,005
2022	8,354	2,689	11,043
2023	8,354	2,689	11,043
2024	8,473	2,689	11,162
2025	8,473	2,689	11,162
2026	8,473	2,689	11,162
2027	8,473	2,689	11,162
2028	8,473	2,689	11,162
2029	8,473	2,689	11,162
2030	8,473	2,689	11,162

Tabla 3.4 Proyección de la oferta de generación (escenario pesimista)
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3.5, se observa el comportamiento casi constante descrito anteriormente, aumentando la oferta de generación para el periodo 2020-2030 en tan solo un 0.4%. Esto evidencia la necesidad del desarrollo de proyectos de generación.

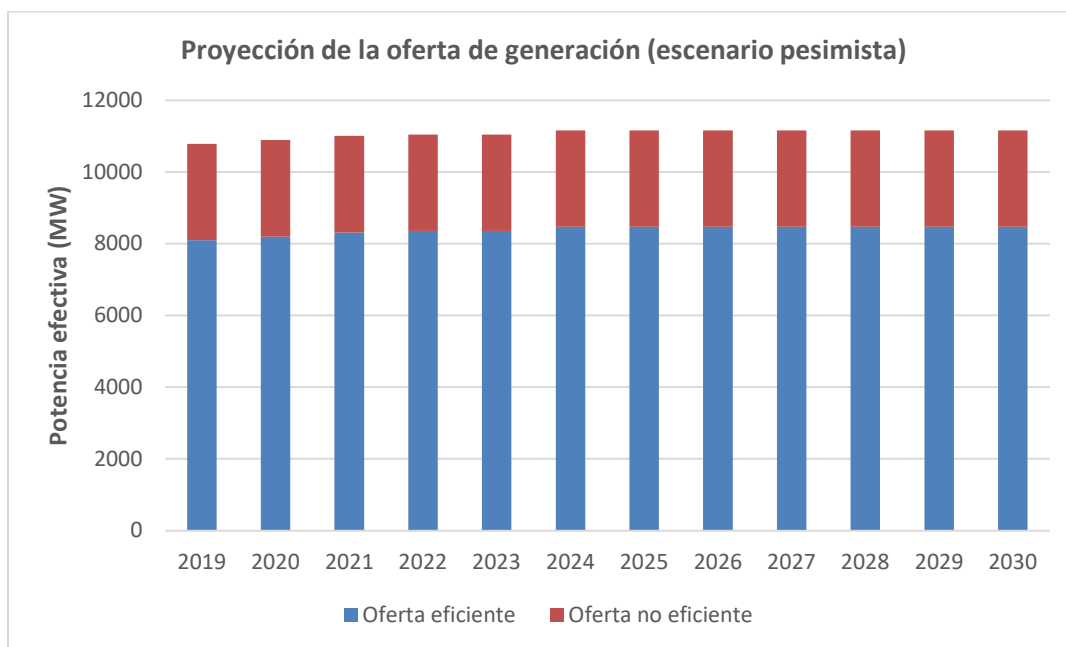


Figura 3.5 Proyección de la oferta de generación (escenario pesimista)
Fuente: Elaboración propia

Para obtener la oferta de generación, tanto eficiente como no eficiente, se multiplico la potencia efectiva con los factores de planta históricos correspondientes a las centrales analizadas tal y como muestra la ecuación (10).

3.1.2.2 Escenario medio

El escenario medio toma en consideración todos los proyectos de generación involucrados hasta la fecha (los que están en cartera y los propuestos por las autoridades que aún no están en cartera). Sin embargo, debido a los retrasos ocurridos en la mayoría de los proyectos, se decidió la fecha de puesta en operación comercial a discreción.

Los valores numéricos para el crecimiento de la oferta en este escenario se muestran en la Tabla 3.5.

Año	Oferta de generación eficiente (MW)	Oferta de generación no eficiente (MW)	Oferta de generación total (MW)
2019	8,097	2,689	10,786
2020	8,200	2,689	10,889
2021	8,350	2,689	11,039
2022	8,389	2,689	11,078
2023	8,389	2,689	11,078
2024	8,601	2,689	11,290
2025	8,686	2,689	11,375
2026	9,618	2,689	12,307
2027	10,147	2,689	12,836
2028	10,984	2,689	13,673
2029	11,353	2,689	14,042
2030	11,392	2,689	14,081

Tabla 3.5 Proyección de la oferta de generación (escenario medio)
Fuente: Elaboración propia

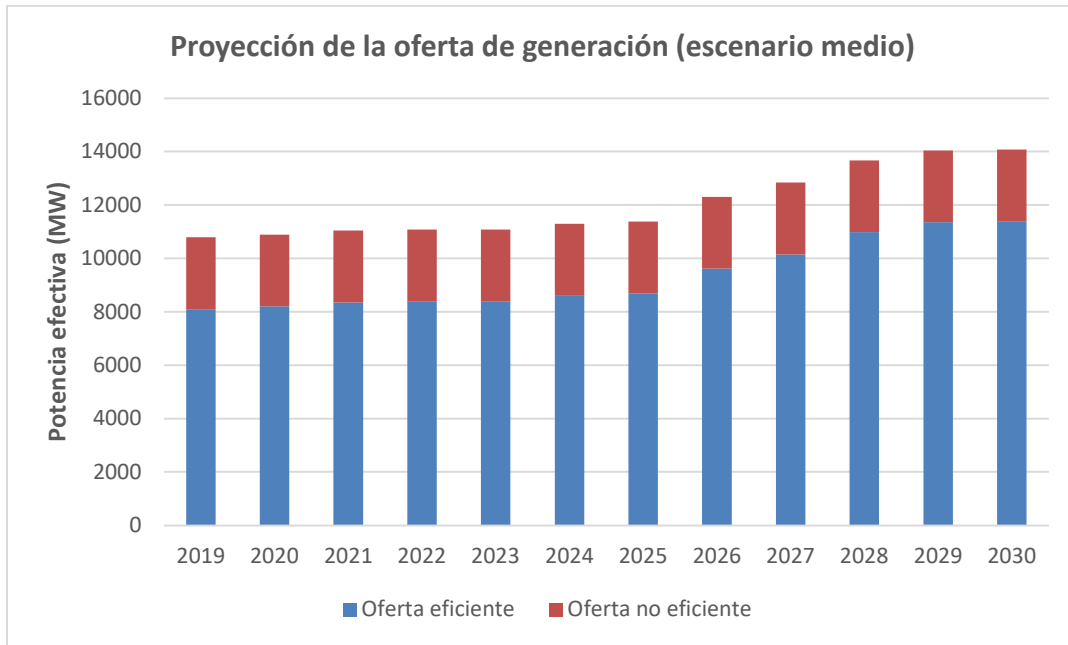


Figura 3.6 Proyección de la oferta de generación (escenario medio)
Fuente: Elaboración propia

Además, en la Figura 3.6 se puede observar que, para el periodo 2020-2025, el aumento de la oferta de generación eléctrica es prácticamente constante, aumentando tan solo 0.9% un en promedio.

Para el periodo 2026-2030, se puede observar que el aumento es más pronunciado, alcanzando un crecimiento promedio de 4.4%.

Para obtener la oferta de generación eléctrica de las centrales que ingresarían según este escenario, también se utilizó la ecuación (10).

3.1.2.3 Escenario optimista

El escenario optimista toma en consideración todos los proyectos de generación involucrados hasta la fecha (los que están en cartera y los propuestos por las autoridades que aún no están en cartera). En este caso, se respetaron las fechas de puesta en operación comercial previstas para las centrales eléctricas involucradas.

Los valores numéricos para el crecimiento de la oferta en este escenario se muestran en la Tabla 3.6.

Año	Oferta de generación eficiente (MW)	Oferta de generación no eficiente (MW)	Oferta de generación total (MW)
2019	8,097	2,689	10,786
2020	8,305	2,689	10,994
2021	8,501	2,689	11,190
2022	8,507	2,689	11,196
2023	8,507	2,689	11,196
2024	8,952	2,689	11,641
2025	9,658	2,689	12,347
2026	10,650	2,689	13,339
2027	11,007	2,689	13,696
2028	11,353	2,689	14,042
2029	11,523	2,689	14,212
2030	12,271	2,689	14,960

Tabla 3.6 Proyección de la oferta de generación (escenario optimista)
Fuente: Elaboración propia

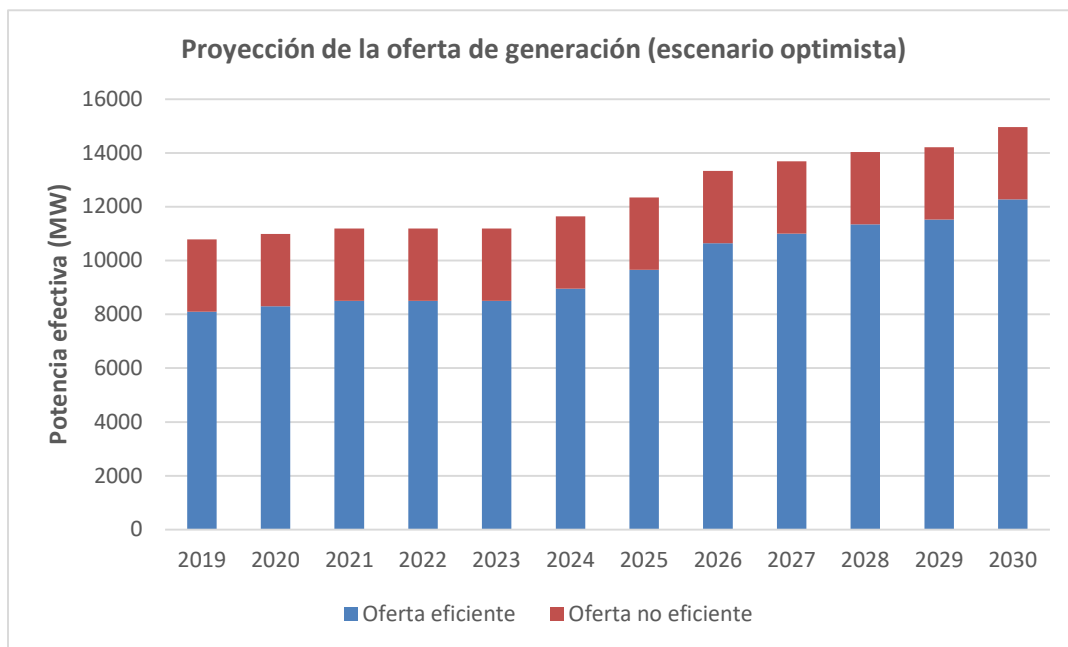


Figura 3.7 Proyección de la oferta de generación (escenario optimista)
Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la Figura 3.7, de manera similar al escenario medio, para el periodo 2020-2024, el aumento de la oferta de generación eficiente crece muy poco y es casi constante, aumentando en promedio 1.5%.

A partir del 2025 ya se muestra un incremento considerable respecto de los años anteriores (6.1%). Para el periodo 2025-2030, el ritmo promedio de crecimiento alcanzado fue de 4.3%. Este podría haber sido mayor, pero el ingreso de proyectos de generación para los años 2027, 2028 y 2029 no es significativo (el aumento porcentual es de 2.7%, 2.5% y 1.2%, respectivamente).

Para la obtención de la oferta de generación eléctrica de las centrales que ingresarían según este escenario, se realizó el mismo procedimiento que para los escenarios anteriores.

3.2 Costos de las tecnologías de generación

En este acápite, se calculó tanto los costos de capital (CAPEX) de las tecnologías de generación eléctrica como sus costos de energía. Para este fin, esta parte se subdivide en dos: costos de las tecnologías actuales en el Perú y costos de la tecnología termosolar a nivel mundial.

3.2.1 Costos de las tecnologías actuales en el Perú

Para el desarrollo de esta parte, se utilizaron las ecuaciones (11), (12) y (13).

En el caso de las centrales hidroeléctricas, los resultados obtenidos fueron los siguientes:

$$\text{CAPEX}_{\text{Hidroeléctrica}} = 2'204,042 \text{ USD/MW}$$

$$11.19 \text{ USD/MWh} \lesssim \text{Costo de la energía}_{\text{Hidroeléctrica}} \lesssim 21.08 \text{ USD/MWh}$$

En el caso de las centrales minihidroeléctricas, los resultados obtenidos fueron los siguientes:

$$\text{CAPEX}_{\text{Minihidroeléctrica}} = 2'265,413 \text{ USD/MW}$$

$$22.45 \text{ USD/MWh} \lesssim \text{Costo de la energía}_{\text{Minihidroeléctrica}} \lesssim 39.81 \text{ USD/MWh}$$

En el caso de las centrales térmicas a gas natural de ciclo combinado, los resultados obtenidos fueron los siguientes:

$$\text{CAPEX}_{\text{Termoeléctrica GN CC}} = 800,071 \text{ USD/MW}$$

$$23.09 \text{ USD/MWh} \lesssim \text{Costo de la energía}_{\text{Termoeléctrica GN CC}} \lesssim 37.26 \text{ USD/MWh}$$

En el caso de las centrales solares fotovoltaicas, los resultados obtenidos fueron los siguientes:

$$\text{CAPEX}_{\text{Solar Fotovoltaica}} = 3'117,093 \text{ USD/MW}$$

$$78.15 \text{ USD/MW} \lesssim \text{Costo de la energía}_{\text{Solar Fotovoltaica}} \lesssim 98.40 \text{ USD/MWh}$$

En el caso de las centrales eólicas, los resultados obtenidos fueron los siguientes:

$$\text{CAPEX}_{\text{Eólica}} = 2'082,347 \text{ USD/MW}$$

$$42.92 \text{ USD/MWh} \lesssim \text{Costo de la energía}_{\text{Eólica}} \lesssim 45.68 \text{ USD/MWh}$$

No se consideró la inclusión de las centrales cuya fuente primaria de energía son el carbón, el diésel o el residual debido a que los costos de estos combustibles son muy elevados y no constituirían una opción rentable a fin de suplir la demanda eléctrica. Tampoco se consideró para esta parte las centrales termoeléctricas a gas natural de ciclo simple debido a que la tendencia actual es el aprovechamiento máximo de la energía disponible y, bajo este precepto, las centrales termoeléctricas de ciclo combinado han venido desplazando a las de ciclo simple en los últimos años.

Para la obtención de estos resultados, se utilizaron los valores que se muestran en el Anexo 3. En este, se observan las centrales actuales del SEIN que hoy se encuentran en operación.

3.2.2 Costos de la tecnología termosolar a nivel mundial

Existen cuatro tipos de tecnología termosolar desarrolladas a la fecha: concentrador cilindro-parabólico, disco parabólico, torre central y colectores lineales Fresnel. De estas tecnologías, la más difundida es la de concentrador cilindro parabólico. Por otro lado, la tecnología de disco parabólico se encuentra en desuso.

Para el desarrollo de estos resultados, también se utilizaron las ecuaciones (11), (12) y (13).

En el caso de las centrales termosolares de concentrador cilindro parabólico, los resultados obtenidos fueron los siguientes:

$$\text{CAPEX}_{\text{Termosolar CCP}} = 6'957,023 \text{USD/MW}$$

$$121.47 \text{ USD/MWh} \lesssim \text{Costo de la energía}_{\text{Termosolar CCP}} \lesssim 147.10 \text{ USD/MWh}$$

En el caso de las centrales termosolares de torre central, los resultados obtenidos fueron los siguientes:

$$\text{CAPEX}_{\text{Termosolar TC}} = 6'247,230 \text{ USD/MW}$$

$$80.06 \text{ USD/MWh} \lesssim \text{Costo de la energía}_{\text{Termosolar TC}} \lesssim 104.19 \text{ USD/MWh}$$

Como las tecnologías de disco parabólico y de colectores lineales Fresnel no cuentan con suficiente data y, además, no son representativas en comparación a las tecnologías de torre central y de concentrador cilindro-parabólico, se decidió retirarlas del análisis a partir de este punto. Ambas tecnologías muestran un desarrollo incipiente.

3.3 Cruce de la oferta de generación eficiente y de la demanda eléctrica

Utilizando las proyecciones realizadas tanto para la oferta de generación eléctrica como para la demanda, se desarrolló el cruce de las curvas, tomando en consideración la oferta disgregada por tecnología.

Para poder realizar esta comparación, la demanda eléctrica (en GWh), se tuvo que multiplicar por un factor de carga promedio obtenido del COES [11].

Para el escenario pesimista de la proyección de la oferta de generación, se obtuvo los resultados que se presentan en la Figura 3.8:

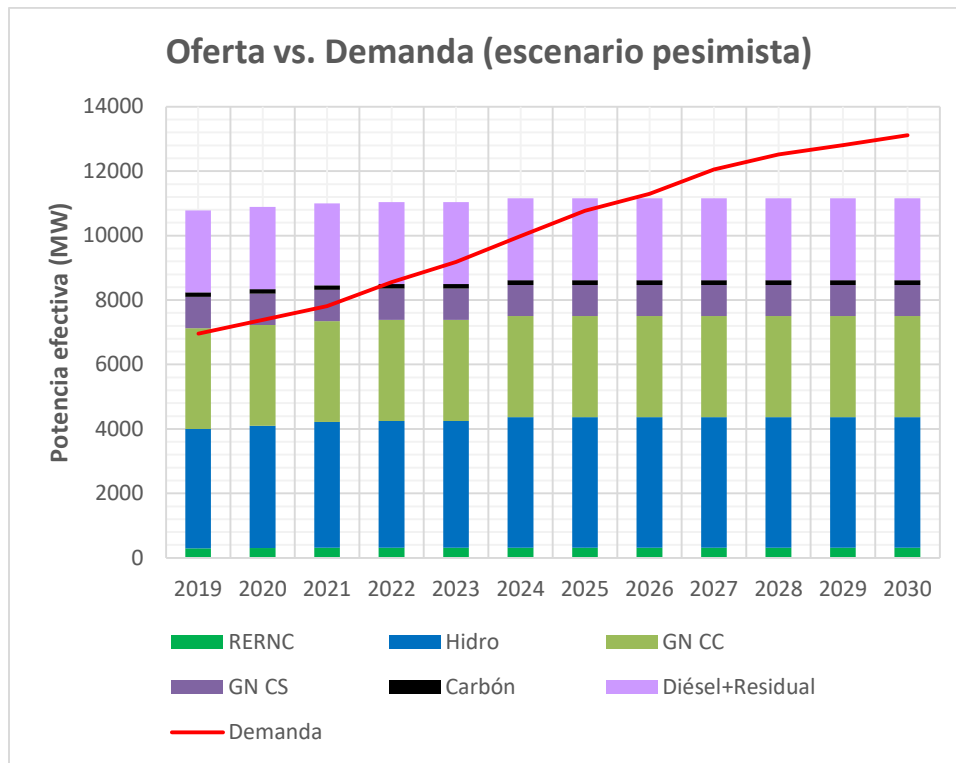


Figura 3.8 Proyección de la crisis (escenario pesimista)

Fuente: Elaboración propia

Los valores asociados a la Figura 3.8 se presentan en la Tabla 3.7:

Escenario pesimista (potencia en MW)							
Año	RERNC	Hidro	GN CC	GN CS	Carbón	Diésel + Residual	Demanda
2019	300	3,695	3,133	969	140	2,549	6,965
2020	301	3,795	3,133	969	140	2,549	7,383
2021	319	3,895	3,133	969	140	2,549	7,809
2022	319	3,933	3,133	969	140	2,549	8,555
2023	319	3,933	3,133	969	140	2,549	9,185
2024	319	4,052	3,133	969	140	2,549	9,982
2025	319	4,052	3,133	969	140	2,549	10,767
2026	319	4,052	3,133	969	140	2,549	11,302
2027	319	4,052	3,133	969	140	2,549	12,051
2028	319	4,052	3,133	969	140	2,549	12,515
2029	319	4,052	3,133	969	140	2,549	12,811
2030	319	4,052	3,133	969	140	2,549	13,122

Tabla 3.7 Proyección de la crisis (escenario pesimista)

Fuente: Elaboración propia

Para este escenario, se observa una crisis de precios de la energía para el año 2022. Esto porque deberán ingresar al despacho las centrales cuya fuente primaria de producción de energía son el carbón, el diésel y el residual. Además, se observa que, del 2024 en adelante, la oferta de generación eficiente se mantiene constante (valores sombreados en la Tabla 3.7). También, se puede observar una crisis de abastecimiento eléctrico al 2026, lo que desencadenaría en que algunas cargas del SEIN no puedan ser atendidas por las generadoras. Esto se presenta como una oportunidad para el desarrollo de nuevos proyectos de generación eficiente que permitan suplir la demanda eléctrica señalada y ayudar a evitar o mitigar la crisis expuesta.

Para suplir la demanda eléctrica en este escenario con una nueva oferta, se debe implementar proyectos de generación eficiente acorde a la información de la Tabla 3.8:

Año	Margen de reserva eficiente (MW)
2019	1,131
2020	815
2021	506
2022	-201
2023	-832
2024	-1,510
2025	-2,295
2026	-2,829
2027	-3,579
2028	-4,043
2029	-4,338
2030	-4,650

Tabla 3.8 Margen de reserva eficiente (escenario pesimista)
Fuente: Elaboración propia

Para el escenario medio de la proyección de la oferta de generación, se obtuvo los resultados que se presentan en la Figura 3.9. Los valores asociados a la Figura 3.9 se presentan en la Tabla 3.9.

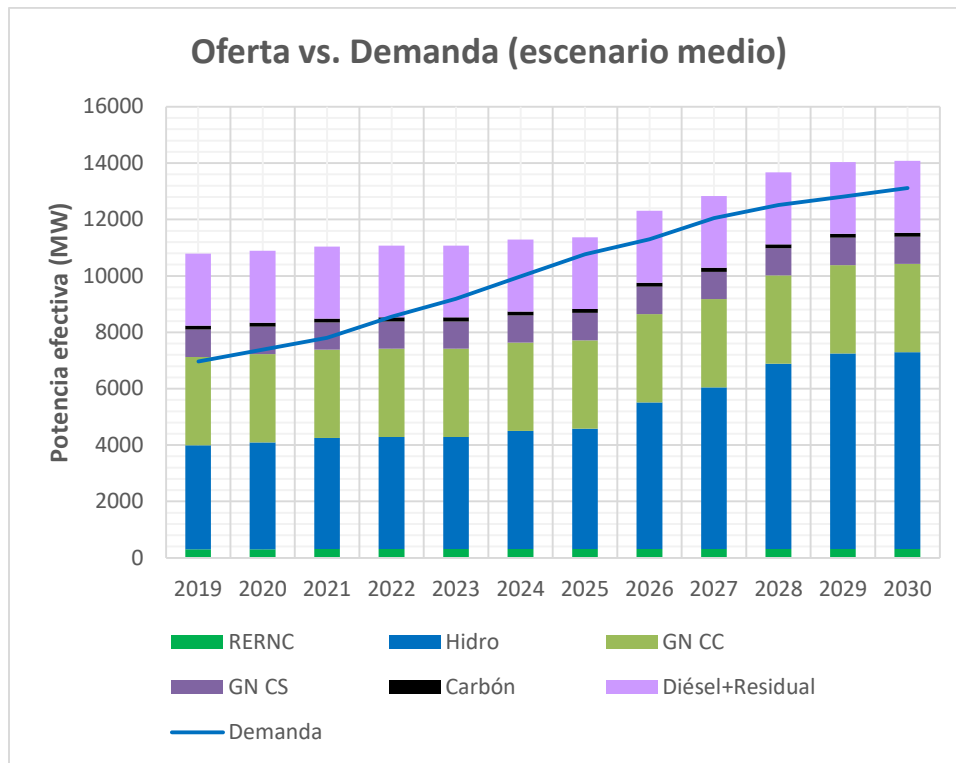


Figura 3.9 Proyección de la crisis (escenario medio)

Fuente: Elaboración propia

Escenario medio (potencia en MW)							
Año	RERNC	Hidro	GN CC	GN CS	Carbón	Diésel + Residual	Demanda
2019	300	3,695	3,133	969	140	2,549	6,965
2020	302	3,795	3,133	969	140	2,549	7,383
2021	320	3,927	3,133	969	140	2,549	7,809
2022	320	3,965	3,133	969	140	2,549	8,555
2023	320	3,965	3,133	969	140	2,549	9,185
2024	320	4,178	3,133	969	140	2,549	9,982
2025	320	4,263	3,133	969	140	2,549	10,767
2026	320	5,195	3,133	969	140	2,549	11,302
2027	320	5,724	3,133	969	140	2,549	12,051
2028	320	6,561	3,133	969	140	2,549	12,515
2029	320	6,930	3,133	969	140	2,549	12,811
2030	320	6,969	3,133	969	140	2,549	13,122

Tabla 3.9 Proyección de la crisis (escenario medio)

Fuente: Elaboración propia

Para este escenario, también se observa una crisis de precios de la energía para el año 2022. Sin embargo, no se presenta una crisis de abastecimiento para el periodo 2020-2030. Esto debido al ingreso de grandes centrales hidroeléctricas a partir del 2026.

Para suplir la demanda eléctrica en este escenario con una nueva oferta, se debe implementar proyectos de generación eficiente acorde a la información de la Tabla 3.10:

Año	Margen de reserva eficiente (MW)
2019	1,131
2020	817
2021	541
2022	-167
2023	-798
2024	-1,383
2025	-2,082
2026	-1,685
2027	-1,905
2028	-1,532
2029	-1,459
2030	-1,731

Tabla 3.10 Margen de reserva eficiente (escenario medio)

Fuente: Elaboración propia

Para el escenario optimista de la proyección de la oferta de generación, se obtuvo los resultados que se presentan en la Figura 3.10. Los valores asociados a la Figura 3.10 se presentan en la Tabla 3.11.

Para este escenario, también se observa una crisis de precios de la energía para el año 2022. Pero el margen de reserva eficiente para este año, mostrado en la Tabla 3.12, indica un valor apenas negativo. Esto se debe a que ingresan proyectos medianamente importantes como la C. H. Pucará (178 MW) en el 2021, cuando en el escenario medio se esperaba su puesta en operación comercial para el 2024.

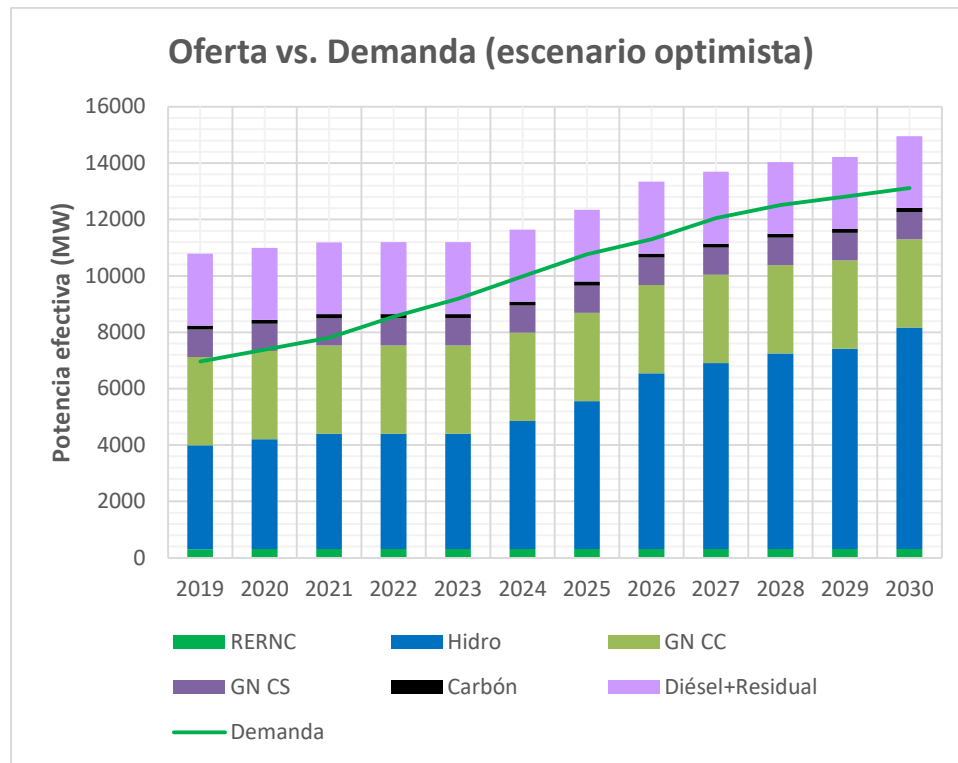


Figura 3.10 Proyección de la crisis (escenario optimista)

Fuente: Elaboración propia

Escenario optimista (potencia en MW)							
Año	RERNC	Hidro	GN CC	GN CS	Carbón	Diésel + Residual	Demanda
2019	300	3,695	3,133	969	140	2,549	6,965
2020	320	3,882	3,133	969	140	2,549	7,383
2021	320	4,078	3,133	969	140	2,549	7,809
2022	320	4,084	3,133	969	140	2,549	8,555
2023	320	4,084	3,133	969	140	2,549	9,185
2024	320	4,529	3,133	969	140	2,549	9,982
2025	320	5,235	3,133	969	140	2,549	10,767
2026	320	6,227	3,133	969	140	2,549	11,302
2027	320	6,583	3,133	969	140	2,549	12,051
2028	320	6,930	3,133	969	140	2,549	12,515
2029	320	7,100	3,133	969	140	2,549	12,811
2030	320	7,848	3,133	969	140	2,549	13,122

Tabla 3.11 Proyección de la crisis (escenario optimista)

Fuente: Elaboración propia

Año	Margen de reserva eficiente (MW)
2019	1,131
2020	921
2021	691
2022	-48
2023	-679
2024	-1,031
2025	-1,110
2026	-653
2027	-1,046
2028	-1,164
2029	-1,289
2030	-852

Tabla 3.12 Margen de reserva eficiente (escenario optimista)
Fuente: Elaboración propia

Para establecer estos escenarios, que ayudan a visibilizar la problemática, se tomó en consideración los factores de planta históricos para que exista la mínima distorsión al momento de comparar cada uno de los casos.

3.4 Análisis de los costos de las tecnologías de generación

Para realizar la comparación económica entre las diferentes tecnologías, primero se decidió proyectar los precios de la tecnología termosolar (de torre central y de concentrador cilindro-parabólico) para el periodo 2020-2030.

3.4.1 Proyección de los costos de las centrales termosolares

Para proyectar los costos de la tecnología termosolar se tomó en consideración toda la información disponible respecto de sus costos de capital a nivel mundial (Anexo 4). Con esta, se realizó un promedio anual y se ajustó a una curva de decaimiento aproximadamente exponencial debido a la novedad de la tecnología.

Los resultados obtenidos a partir de la metodología descrita, para la tecnología de concentrador cilindro-parabólico, se muestran en la Tabla 3.13 y en la Figura 3.11:

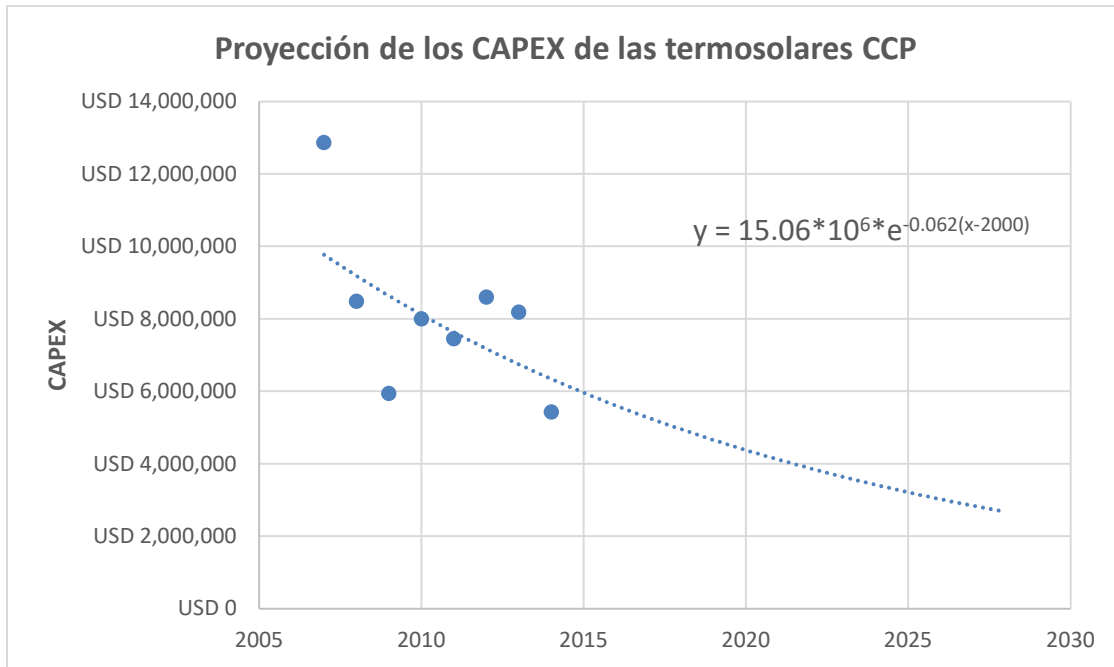


Figura 3.11 Proyección de los CAPEX de las termosolares CCP
 Fuente: Elaboración propia

Año	CAPEX CCP (USD/MW)
2020	4'358,126
2021	4'096,128
2022	3'849,881
2023	3'618,437
2024	3'400,907
2025	3'196,454
2026	3'004,293
2027	2'823,683
2028	2'653,932

Tabla 3.13 Proyección de los CAPEX de las termosolares CCP
 Fuente: Elaboración propia

El resultado de los CAPEX obtenidos previamente permite calcular el rango de los costos de la energía para la tecnología de concentrador cilindro parabólico. Estos se muestran en la Tabla 3.14.

Año	Rango de costos de la energía (USD/MWh)
2020	84.31 – 100.65
2021	80.57 – 95.97
2022	77.05 – 91.57
2023	73.74 – 87.43
2024	70.63 – 83.54
2025	67.71 – 79.89
2026	64.96 – 76.46
2027	62.38 – 73.23
2028	59.95 – 70.20

Tabla 3.14 Costos de la energía de las termosolares CCP
Fuente: Elaboración propia

En el caso de la tecnología termosolar de torre central se obtuvieron los resultados mostrados en la Figura 3.12 y en la Tabla 3.15.

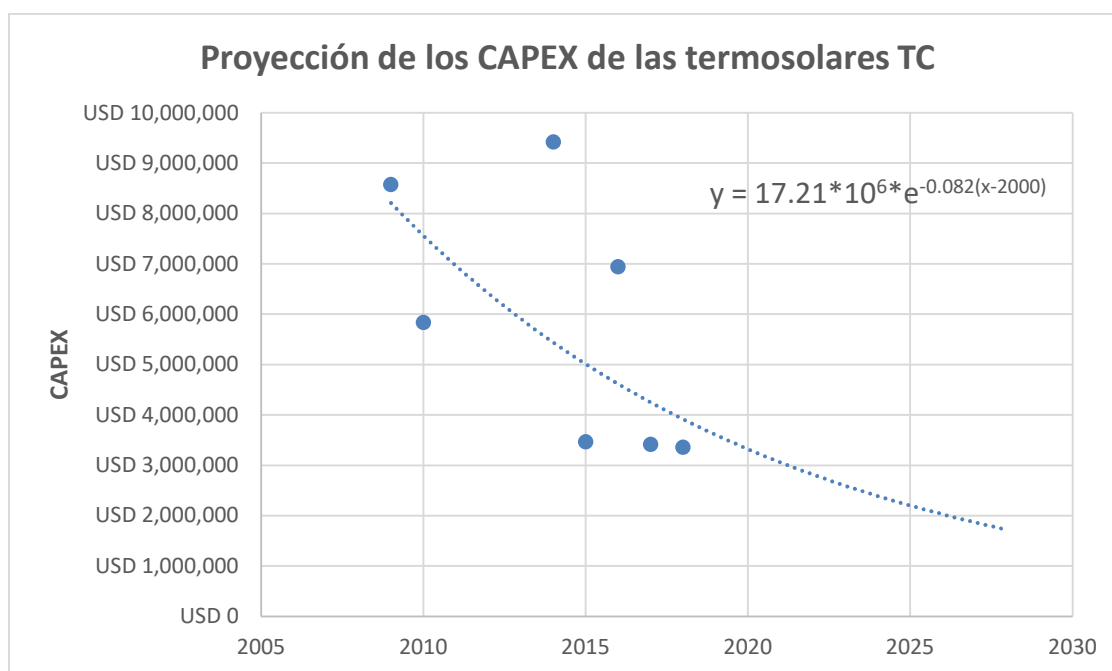


Figura 3.12 Proyección de los CAPEX de las termosolares CT
Fuente: Elaboración propia

Año	CAPEX CT (USD/MW)
2020	3'623,682
2021	3'075,571
2022	2'833,437
2023	2'610,366
2024	2'404,857
2025	2'215,528
2026	2'041,104
2027	1'880,411
2028	1'732,370

Tabla 3.15 Proyección de los CAPEX de las termosolares CT
Fuente: Elaboración propia

El resultado de los CAPEX obtenidos previamente permite calcular el rango de los costos de la energía para la tecnología de torre central. Estos se muestran en la Tabla 3.16.

Año	Rango de costos de la energía (USD/MWh)
2020	56.38 – 71.04
2021	51.44 – 64.11
2022	49.25 – 61.06
2023	47.24 – 58.24
2024	45.39 – 55.65
2025	43.68 – 53.25
2026	42.10 – 51.05
2027	40.65 – 49.02
2028	39.32 – 47.15

Tabla 3.16 Costos de la energía de las termosolares CT
Fuente: Elaboración propia

3.4.2 Comparación de los costos de las tecnologías estudiadas

Para realizar la comparación de los costos de las tecnologías estudiadas, se decidió elaborar las tablas Tabla 3.17 y Tabla 3.18.

CAPEX de las tecnologías de generación (USD/MW)							
Año	C. H.	Minihidro	G. N. C. C.	C. S. F.	Eólica	C. C. P.	T. C.
2019	2'204,042	2'265,413	800,071	3'117,093	2'082,347	6'957,023	6'247,230
2020	2'204,042	2'265,413	800,071	3'117,093	2'082,347	4'358,126	3'623,682
2021	2'204,042	2'265,413	800,071	3'117,093	2'082,347	4'096,128	3'075,571
2022	2'204,042	2'265,413	800,071	3'117,093	2'082,347	3'849,881	2'833,437
2023	2'204,042	2'265,413	800,071	3'117,093	2'082,347	3'618,437	2'610,366
2024	2'204,042	2'265,413	800,071	3'117,093	2'082,347	3'400,907	2'404,857
2025	2'204,042	2'265,413	800,071	3'117,093	2'082,347	3'196,454	2'215,528
2026	2'204,042	2'265,413	800,071	3'117,093	2'082,347	3'004,293	2'041,104
2027	2'204,042	2'265,413	800,071	3'117,093	2'082,347	2'823,683	1'880,411
2028	2'204,042	2'265,413	800,071	3'117,093	2'082,347	2'653,932	1'732,370

Tabla 3.17 CAPEX de las tecnologías de generación
Fuente: Elaboración propia

Costos de la energía de las tecnologías de generación (USD/MWh)							
Año	C. H.	Minihidro	G. N. C. C.	C. S. F.	Eólica	C. C. P.	T. C.
2019	11.19 – 21.08	22.45 – 39.81	23.09 – 37.26	78.15 – 98.40	42.92 – 45.68	121.47 – 147.10	80.06 – 104.19
2020	11.19 – 21.08	22.45 – 39.81	23.09 – 37.26	78.15 – 98.40	42.92 – 45.68	84.31 – 100.65	56.38 – 71.04
2021	11.19 – 21.08	22.45 – 39.81	23.09 – 37.26	78.15 – 98.40	42.92 – 45.68	80.57 – 95.97	51.44 – 64.11
2022	11.19 – 21.08	22.45 – 39.81	23.09 – 37.26	78.15 – 98.40	42.92 – 45.68	77.05 – 91.57	49.25 – 61.06
2023	11.19 – 21.08	22.45 – 39.81	23.09 – 37.26	78.15 – 98.40	42.92 – 45.68	73.74 – 87.43	47.24 – 58.24
2024	11.19 – 21.08	22.45 – 39.81	23.09 – 37.26	78.15 – 98.40	42.92 – 45.68	70.63 – 83.54	45.39 – 55.65
2025	11.19 – 21.08	22.45 – 39.81	23.09 – 37.26	78.15 – 98.40	42.92 – 45.68	67.71 – 79.89	43.68 – 53.25
2026	11.19 – 21.08	22.45 – 39.81	23.09 – 37.26	78.15 – 98.40	42.92 – 45.68	64.96 – 76.46	42.10 – 51.05
2027	11.19 – 21.08	22.45 – 39.81	23.09 – 37.26	78.15 – 98.40	42.92 – 45.68	62.38 – 73.23	40.65 – 49.02
2028	11.19 – 21.08	22.45 – 39.81	23.09 – 37.26	78.15 – 98.40	42.92 – 45.68	59.95 – 70.20	39.32 – 47.15

Tabla 3.18 Costos de la energía de las tecnologías de generación
Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en las tablas precedentes, los costos más competitivos a nivel de CAPEX los poseen las centrales termoeléctricas de gas natural que operan a ciclo combinado (sombreado en verde). Sin embargo, el decaimiento de los precios de la tecnología termosolar de torre central hacia el 2028 permiten vislumbrar un buen panorama para el desarrollo de esta tecnología (sombreado en celeste). Las tecnologías solar fotovoltaica (tomando en cuenta referencias nacionales) y termosolar de concentrador cilindro-parabólico son las más caras, no obstante, la de concentrador cilindro-parabólico

muestra un progreso interesante hacia el año 2028, de mantener esta tendencia, le permitiría volverse viable al largo plazo en comparación a las tecnologías tradicionales.

Por otro lado, respecto de los costos de la energía, se puede observar en la Tabla 3.18 la predominancia de las centrales hidroeléctricas como la tecnología más barata. Esto se debe a que el tiempo de vida de estas es muy superior en comparación a cualquiera de las demás tecnologías analizadas. Además, se aprecia una notable disminución en los precios de la tecnología termosolar de torre central. Esta variación permite que sea competitiva con las tecnologías tradicionales en el mediano plazo. También denota que es una opción más rentable en comparación con su par de concentrador cilindro-parabólico.

Cabe resaltar que se mantuvo constante los costos de todas las tecnologías a excepción la termosolar debido al alcance de esta tesis.

3.5 Evaluación de alternativas y propuesta de solución

3.5.1 Evaluación de alternativas y descarte de tecnologías

Para evaluar la capacidad de las centrales eléctricas analizadas para suplir la demanda al 2022, se tomaron en cuenta seis variables fundamentales: análisis de costos, tiempos de construcción, factores de planta, capacidades a instalar, disponibilidad de la fuente primaria y capacidad de respuesta en horas punta.

En la Tabla 3.19 se pueden apreciar los factores de planta y los tiempos promedio de construcción por tipo de tecnología.

Tipo	Factor de planta promedio	Factor de planta máximo	Tiempo de construcción (años)
Hidroeléctrica	0.668	0.913	7.66
Minihidroeléctrica	0.634	0.872	4.54
Gas Natural CC	0.612	0.763	2.41
Solar Fotovoltaica	0.281	0.339	3.00
Eólica	0.484	0.566	4.37
Concentrador C-P	0.297	0.594	2.33
Torre Central	0.358	0.639	2.60

Tabla 3.19 Comparación de tecnologías
Fuente: Anexos 3 y 4, Elaboración propia

Como se puede observar, el mejor factor de planta máximo lo posee las centrales hidroeléctricas. No obstante, el factor de planta de las centrales eólicas peruanas es muy bueno respecto del mercado internacional. Entre las termosolares, destaca la de torre central.

En cuanto al tiempo de construcción, la ventaja la tienen las termosolares, pues tardan en construirse 2.33 años para las de tecnología de concentrador cilindro-parabólico y 2.60 años para las de tecnología de torre central. Debido a su rápida implementación, este tiempo supera por mucho al de las hidroeléctricas (7.33 años), cuya producción representa alrededor de la mitad de energía que se consume en nuestro país. Para las centrales minihidroeléctricas ocurre algo similar, puesto que estas tardan 4.34 años en ser construidas. Por esto, se descarta la implementación de centrales hidroeléctricas y minihidroeléctricas como solución a la crisis de precios proyectada al 2022.

Además, entre las centrales de energía renovable no convencional, debido a la intermitencia propia del recurso natural que las provee de energía, ni la solar fotovoltaica ni la eólica tienen la capacidad de responder en horas punta, cualidad que, debido a su capacidad de almacenamiento, la tecnología termosolar sí posee. Como no estarán disponibles en los momentos en el que el Sistema se encuentre en su máxima demanda, se descartan ambas tecnologías como solución a la crisis de precios proyectada al 2022.

En cuanto a costos, las que poseen mejores CAPEX son las termoeléctricas a gas natural de ciclo combinado (USD 800,071), sin embargo, la disponibilidad de la energía para la construcción de estas centrales se ve limitada debido a que el proyecto del gasoducto se encuentra paralizado (no se considera su ingreso para el periodo 2020-2030). Debido a que

actualmente solo se podrían instalar alrededor de 500 MW para esta tecnología [63], se descarta su implementación como solución para la crisis de precios proyectada al 2022.

Dado que han quedado descartadas todos los tipos de centrales propuestos, a excepción de las centrales termosolares, estas se perfilan como la potencial solución a la crisis de precios proyectada al 2022.

A fin de que las centrales termosolares puedan atender la demanda en horas punta, se consideró para esta investigación que estas podían alcanzar una capacidad de almacenamiento de energía de hasta 18 horas.

3.5.2 Solución

De la Tabla 3.19 se puede observar que la tecnología más conveniente entre las termosolares es la de torre central. Cabe resaltar que existen centrales termosolares en desarrollo al norte de Chile, cuyas condiciones climáticas son muy similares a las de la República del Perú. Sin embargo, estas centrales tienen características híbridas, por lo que su factor de planta no se debe únicamente al fenómeno termosolar, por lo que los datos proporcionados por la *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), recopilados en el Anexo 4 del presente documento, no pueden ser tomados como absolutos. Debido a esto, para aprovechar al máximo las condiciones de esta tecnología, se utilizará un factor de planta de 0.68, mencionado en *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis. Version 13.0* [64].

Dado que el Perú es un país bastante particular en cuanto a la burocracia de sus procesos, se prevé que los permisos y la planificación necesaria para el desarrollo de los proyectos termosolares requeridos se demore, en el peor de los escenarios, un año calendario. Así, los proyectos podrían ser implementados en 3.6 años como máximo, permitiendo su ingreso a partir del 2023.

Para que esto se haga realidad, se requieren fundamentalmente dos cambios en el marco regulatorio: uno de carácter transitorio y otro de carácter permanente.

El de carácter permanente responde a la modificación del D. L. 1002, en el cual se debe ampliar hasta el 12% (hacia el 2023) de producción a partir de centrales RER en la

matriz energética. Esto debido a que permitiría la realización de una quinta subasta RER, la cual ayudaría a que los precios de las centrales termosolares sean más competitivos en el corto plazo. Cabe mencionar que una de las disposiciones complementarias que deberían acompañar este cambio regulatorio es que se impulse la tecnología termosolar sobre las otras, debido a que el tiempo de construcción que estas requieren es menor a cualquier otra, y se debe priorizar por la crisis demostrada en los acápite anteriores. El proceso de concurso debe durar máximo seis meses desde su publicación hasta definir a los ganadores.

La modificación de carácter transitorio responde a aceleración del análisis de los Estudios de Impacto Ambiental, puesto que, en la actualidad, tardan 2 años en promedio en ser aprobados. Este régimen especial debería priorizar a las centrales termosolares propuestas y establecer un plazo máximo de seis meses para su aprobación o rechazo, esto debido a que la crisis expuesta se presentará y el objetivo de las propuestas termosolares es que se evite la misma.

Otro punto importante es establecer como requisito que, en la documentación a entregar para que un inversionista participe de la subasta, se encuentre el Estudio de Impacto Ambiental, a fin de que este pueda ser evaluado apenas se declare un ganador.

Definidas las modificaciones regulatorias a realizarse, se procedió a obtener los resultados para los tres escenarios.

En el escenario pesimista, se propone la construcción de las centrales termosolares tipo torre central tal y como se muestra en la Tabla 3.20.

Año	Capacidad de termosolar TC instalar (MW)
2020	0
2021	0
2022	0
2023	1,250
2024	1,000
2025	1,150
2026	800
2027	1,150
2028	600
2029	450
2030	450

Tabla 3.20 Solución (escenario pesimista)
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3.13 puede verse como se mitiga la crisis de precios proyectada a partir del 2023.

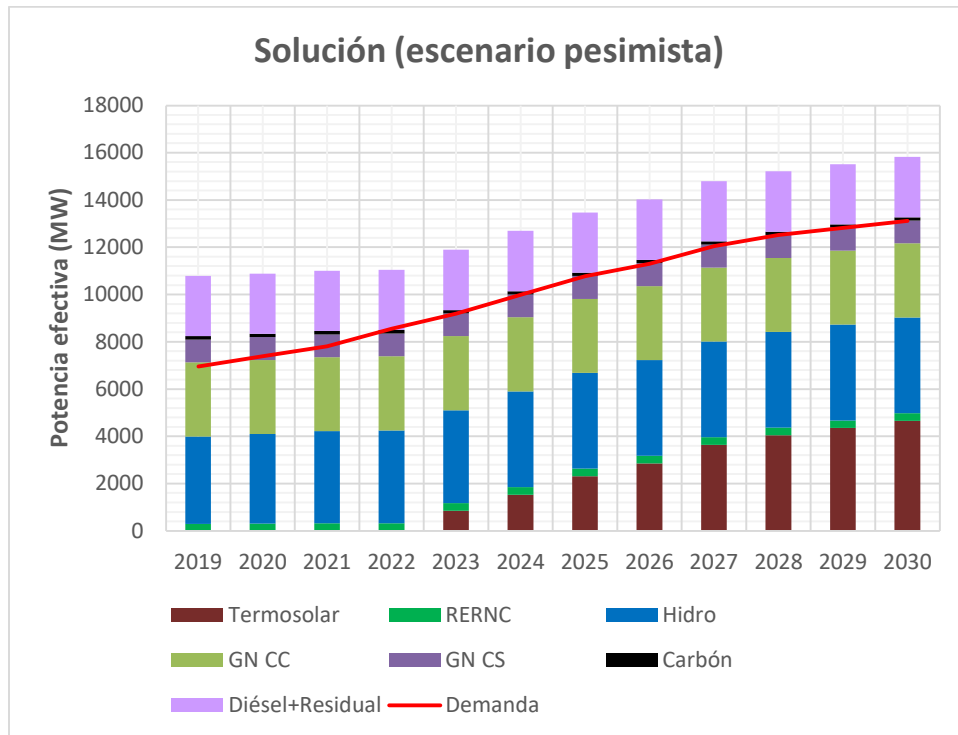


Figura 3.13 Solución (escenario pesimista)
Fuente: Elaboración propia

Los costos de capital asociados a esta solución son los mostrados en la Tabla 3.21.

Año	CAPEX (USD)
2020	0
2021	0
2022	0
2023	3,844'463,750
2024	2,833'437,000
2025	3,001'920,900
2026	1,923'885,600
2027	2,547'857,200
2028	1,224'662,400
2029	846'184,950
2030	779'566,500

Tabla 3.21 CAPEX (escenario pesimista)
Fuente: Elaboración propia

En el escenario medio, se propone la construcción de las centrales termosolares tipo torre central tal y como se muestra en la Tabla 3.22.

Año	Capacidad de termosolar TC instalar (MW)
2020	0
2021	0
2022	0
2023	1,200
2024	850
2025	1,050
2026	0
2027	0
2028	0
2029	0
2030	0

Tabla 3.22 Solución (escenario medio)
Fuente: Elaboración propia

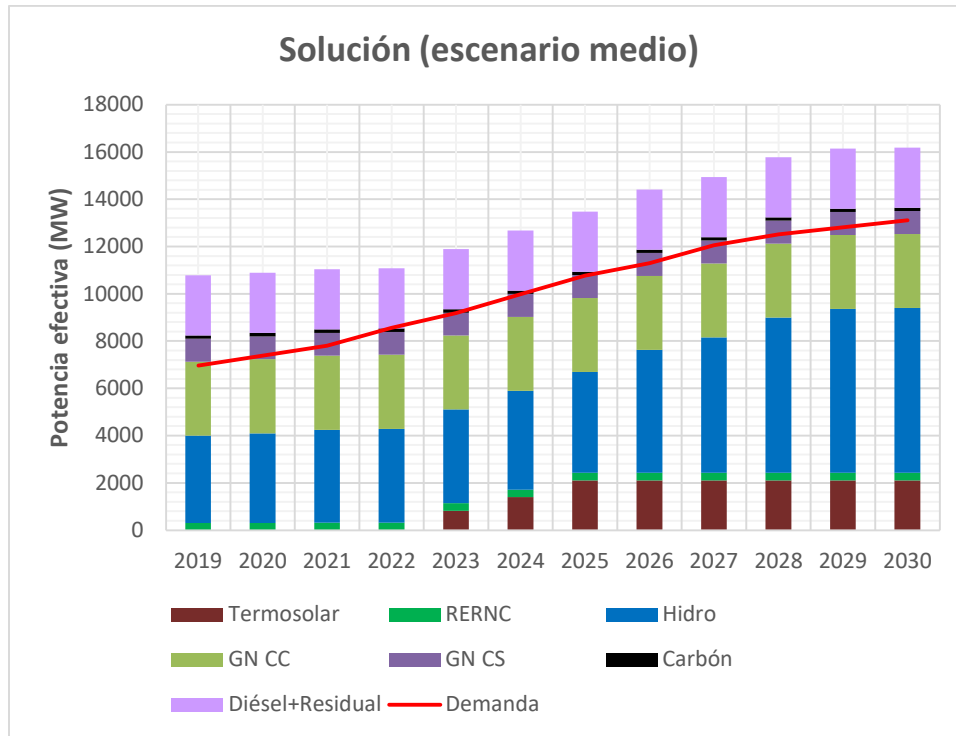


Figura 3.14 Solución (escenario medio)
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3.14 puede verse como se mitiga la crisis de precios proyectada a partir del 2023.

Los costos de capital asociados a esta solución son los mostrados en la Tabla 3.23.

Año	CAPEX (USD)
2020	0
2021	0
2022	0
2023	3,690'685,200
2024	2,408'421,450
2025	2,740'884,300
2026	0
2027	0
2028	0
2029	0
2030	0

Tabla 3.23 CAPEX (escenario medio)
Fuente: Elaboración propia

En el escenario optimista, se propone la construcción de las centrales termosolares tipo torre central tal y como se muestra en la Tabla 3.24.

Año	Capacidad de termosolar TC instalar (MW)
2020	0
2021	0
2022	0
2023	1,000
2024	550
2025	100
2026	0
2027	0
2028	100
2029	150
2030	0

Tabla 3.24 Solución (escenario optimista)
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3.15 puede verse como se mitiga la crisis de precios proyectada a partir del 2023.

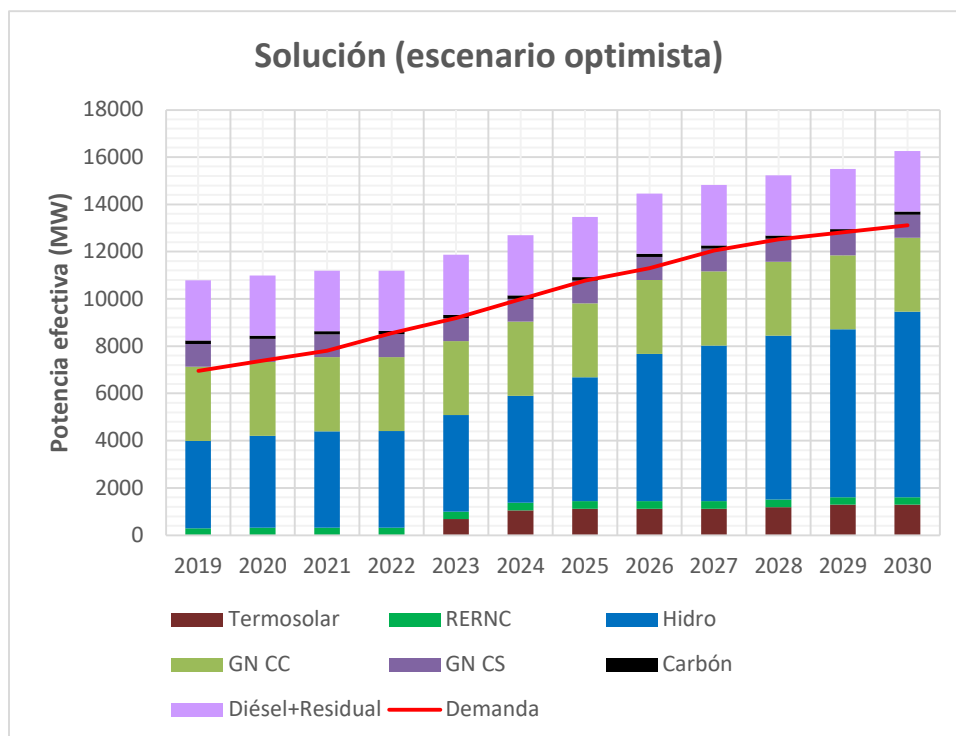


Figura 3.15 Solución (escenario optimista)
Fuente: Elaboración propia

Los costos de capital asociados a esta solución son los mostrados en la Tabla 3.25.

Año	CAPEX (USD)
2020	0
2021	0
2022	0
2023	3,075'571,000
2024	1,558'390,350
2025	261'036,600
2026	0
2027	0
2028	204'110,400
2029	282'061,650
2030	0

Tabla 3.25 CAPEX (escenario optimista)
Fuente: Elaboración propia

En los tres escenarios, la crisis proyectada al 2022 es mitigada hacia el 2023 por proyectos termosolares de torre central. Esto debido a que, por los tiempos de construcción e implementación, no se llega a la puesta de operación comercial para el 2022.

En el escenario pesimista, se observa que se debe instalar una gran cantidad de potencia. Esto se debe a que no hay proyectos de generación involucrados en cartera más allá del 2024. Además, esta solución no resulta atractiva debido a que se debería instalar una potencia de 6.4 GW, que supera a la totalidad de capacidad instalada a nivel mundial (5.5 GW).

Para el escenario medio, solo se necesita 3 años (2023, 2024 y 2025) de instalación de centrales termosolares para apaliar la crisis de precios proyectada. Esto se debe a que existen proyectos en cartera que ingresan a partir del 2026 que permiten que no haya déficit de reserva eficiente. En este caso se debería instalar una potencia de 3.1 GW. Esto representa menos de la mitad que la del caso pesimista. Aún es una cantidad elevada tomando en cuenta la coyuntura mundial.

En el caso optimista, si bien se necesita menor capacidad a instalar en los años 2023, 2024 y 2025, debido al análisis discrecional del COES respecto del ingreso de los proyectos de generación, estos no logran satisfacer a la demanda con generación eficiente en los años

2028 y 2029, por lo que se debe construir centrales termosolares para estas fechas también, a fin de evitar una nueva crisis de precios de la energía. En este caso se debería instalar una potencia de 1.9 GW. Si bien es una gran cantidad de potencia a instalar, esta resulta mucho más realista (con una gestión excelente donde colaboren el sector privado y el Estado de manera óptima) respecto del caso pesimista.

3.5.3 Evaluación económica de la solución

Dados los resultados obtenidos en 3.5.2, para la realización de la evaluación económica de la solución solo se considerará el caso óptimo (sin subasta RER), ya que se perfila como el único de los 3 escenarios que podría llegar a ser rentable.

A fin de simplificar los cálculos, se desarrolló la evaluación económica como si fueran solo 5 proyectos independientes (que ingresarían al sistema en 2023, 2024, 2025, 2028 y 2029), en lugar de considerar una cantidad más realista de diferentes proyectos que en su conjunto sumen la potencia a instalar requerida en los años indicados.

Para la realización del flujo de caja, la TIR y el VAN se consideró los resultados precedentes y, adicionalmente, se utilizó la siguiente información:

Precio de la potencia de punta a nivel de generación	6.28 USD/kW-mes
Precio de Energía Spot	10.5 USD/MWh
Precio de Energía PPA	35 USD/MWh
Inflación	1.5%
Tasa de descuento	7%
Vida útil	35 años

Tabla 3.26 Datos a utilizar para la evaluación económica
Fuente: Elaboración propia

Para darle viabilidad a la solución, se consideró que el 65% de la energía se vendería en el mercado de contratos bajo *PPA*.

Con los datos propuestos en la Tabla 3.26 Datos a utilizar para la evaluación económica, se realizó la evaluación económica, en la que se obtuvo la información que se muestra en la Tabla 3.27 Evaluación económica.

VAN	-298.7 MMUSD
TIR	6.36%
<i>Payback</i>	21 años

Tabla 3.27 Evaluación económica
Fuente: Elaboración propia

Estos resultados se obtuvieron utilizando las ecuaciones (16), (17) y (18).

La TIR de este proyecto es muy baja como para que se considere atractivo para los inversores. Esto se debe a que los costos de la tecnología termosolar para los próximos 3 años aún se mantienen muy altos. Además, el VAN es negativo, esto se debe a que la tasa de descuento (costo de oportunidad) es superior a la TIR. Por otro lado, el *payback* obtenido es de 21 años, por lo que, desde este indicador, tampoco resultaría muy atractivo para los inversionistas, dado que estos buscan que su rentabilidad sea conseguida en el menor tiempo posible.

Desde un punto de vista conceptual, la tecnología termosolar, y en especial, la de torre central, posee bondades que la ponen por encima de muchas otras tecnologías: es renovable, responde en horas punta, almacena energía, posee tiempos de construcción bajos y su factor de planta es relativamente alto. No obstante, desde el punto de vista económico, se puede observar que la rentabilidad no es la esperada y que difícilmente los inversionistas se animen a desarrollar esta clase de proyectos. Mientras se espera que los costos sigan bajando para que esta opción se vuelva más atractiva, el Estado peruano debería seguir promoviendo el desarrollo de estas tecnologías mediante los mecanismos ya mencionados en anteriores acápite. Esto no solo ayudaría a generar menos emisiones en el sector eléctrico debido a que es una tecnología verde, sino también diversificaría nuestra matriz energética, lo que permitiría brindar mayor confiabilidad al sistema.

CONCLUSIONES

El desarrollo de esta investigación ha permitido obtener resultados que permiten conocer el comportamiento de la demanda eléctrica y la oferta de generación para el periodo 2020-2030, demostrar una crisis de precios de la energía en el corto plazo (2022), realizar un diagnóstico de las tecnologías de generación en el Perú y analizar el posible ingreso de la tecnología termosolar al parque generador peruano, y a partir de este, proponer soluciones a la crisis de precios proyectada en los diferentes escenarios.

1. La metodología utilizada para el desarrollo de la proyección de la demanda permitió establecer el comportamiento económico del sector eléctrico, denotando un crecimiento de alrededor de 5% anual en promedio para el periodo 2020-2030. La demanda eléctrica se ve afectada de forma significativa tanto por la demanda vegetativa como por la demanda expansiva.

El comportamiento de la demanda vegetativa se ve fuertemente afectado por el comportamiento del PBI, dado que es muy sensible a sus cambios. Si el PBI aumenta significativamente, la demanda eléctrica vegetativa lo hará también y viceversa. Por otro lado, la demanda vegetativa no se ve tan afectada por el crecimiento demográfico del Perú, esto porque se ha venido creciendo a tasas de alrededor de 1% en los últimos años. La demanda vegetativa creció en promedio 4.61% para el periodo 2020-2030.

En cuanto a la demanda expansiva, la inclusión de proyectos mineros es la principal variable para determinar su crecimiento. Proyectos que son intensivos en consumo energético, como Quellaveco o Pampa de Pongo, afectan directamente a la demanda expansiva. Vale decir que estos proyectos también afectan a la proyección econométrica de la demanda vegetativa, debido a que son variables importantes a considerar cuando se determina el crecimiento del PBI.

2. Se pudo observar que la oferta de generación actual se perfila a mantenerse constante. Esto se debe a que los proyectos nuevos de generación se encuentran paralizados o tienen un avance muy lento. La mayoría de las veces no se ha cumplido las fechas de entrega por lo que, en esta investigación, se decidió postergar las puestas en operación comercial de algunas centrales a fin de reflejar con precisión el comportamiento de la proyección de la oferta en generación. Dada esta incertidumbre, se decidió proyectar la oferta de generación eléctrica en tres escenarios.

El escenario pesimista mostró que, a pesar de una cantidad importante de proyectos en cartera hacia el 2024, estos no representan una capacidad a instalar relevante para el SEIN, lo que desencadenó en un aumento de la oferta de tan solo un 0.4% para el periodo 2020-2030.

El escenario medio mostró una situación similar que el anterior para el periodo 2020-2025, sin embargo, hubo un pronunciado crecimiento para el periodo 2026-2030, que permitió aumentar la oferta de generación en 4.4% en promedio para ese periodo.

Desde el punto de vista de la oferta de generación, el escenario optimista mostró elementos muy similares al escenario medio, alcanzando un aumento de 4.3% para el periodo 2025-2030.

3. Al cruzar las curvas de demanda y oferta, se estableció, para los tres escenarios, la existencia de una crisis de precios de la energía al 2022 que perjudicará considerablemente a la población peruana ya sea directa (a través de la tarifa de distribución) o indirectamente (a nivel de gastos del Estado).
4. En cuanto a los costos de capital (CAPEX), se pudo determinar que la tecnología termosolar muestra un avance importante debido a la proyección realizada. Esto permitirá que esta tecnología se posicione mejor frente a sus pares convencionales en el mediano plazo. Además, el análisis de costos realizado para las tecnología que operan en el Perú

estableció que el precio más competitivo para el mercado lo posee la tecnología hidroeléctrica, cuyos costos de la energía se encuentran entre 10 y 20 dólares por MWh.

5. Se analizó las opciones que existían para suplir la demanda proyectada, y se pudo notar que los precios de la tecnología termosolar han venido disminuyendo considerablemente en los últimos diez años. Además, se estableció que la tecnología de torre central es la más adecuada para implementar en nuestro país considerando el éxito que viene teniendo el desarrollo de esta tecnología en nuestro país vecino Chile. Esta comparación es válida debido a que la radiación que existe en el sur del Perú es bastante similar a la del país sureño.
6. Ante esta problemática, se decidió que la solución era el desarrollo de proyectos termosolares que permitieran suplir la demanda para evitar la crisis de precios.

En la solución pesimista, se puede observar que se necesita una inversión total de 17,000 millones de dólares. Esta es la solución más cara debido a que debe instalarse una capacidad total de 6.85 GW. Esto no resultaría realista debido a que la potencia instalada total a nivel mundial de centrales termosolares es de 5.5 GW.

En las soluciones para los escenarios medio y optimista, el gasto es menor porque se toma en consideración el ingreso de centrales de generación eficiente a partir del 2026.

En la evaluación económica realizada al escenario optimista (dado que, de los 3 escenarios, era el único que se perfilaba como una solución viable), se alcanzó una TIR de 6.36% (menor a la tasa de descuento), además de un *payback* de 21 años. Estos valores son preocupantes dado que no resultarían atractivos para inversionistas que buscan obtener una rentabilidad alta.

Como se puede observar, a pesar del costo elevado de la solución, es la única forma de mitigar la crisis de precios de la energía, esto debido a que, por sus tiempos de

construcción, es la que más rápido se puede implementar. Además, las tecnologías que también tienen un tiempo de construcción razonable como para ayudar a mitigar esta crisis (eólica, solar fotovoltaica y térmica) o no responden en horas punta (demanda máxima) o no tienen el recurso energético suficiente para poder ser desarrolladas (no hay gasoducto). Debido a esto, se recomienda realizar una subasta RER que permita subsidiar los costos asociados a la producción de energía termosolar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Generación. Producción por tipo de fuente primaria», 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/generacion>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [2] P. Elliot, «Velaremos por una tarifa adecuada para el consumidor», *Diario Oficial El Peruano*, 27-may-2019.
- [3] Ministerio de Energía y Minas, *Perú, cartera de proyectos de construcción de mina 2018*, 2.^a ed. 2018.
- [4] J. Rojo, «Proyecto fotovoltaico más grande de Perú hasta la fecha», *Cenergía*, 16-may-2019.
- [5] C. Espejo y R. García, «La energía solar termoeléctrica en España», *Anales de Geografía*, vol. 30, n.º 2, pp. 81-105, 2010.
- [6] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Ley N° 25844: Ley de Concesiones Eléctricas», 1992. [En línea]. Disponible en: https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY_CONCESIONES_ELECTRICAS.pdf. [Accedido: 15-nov-2019].
- [7] P. Okumura, «El Mercado Mayorista de Electricidad en el Perú», *THEMIS-Revista de Derecho*, n.º 68, pp. 261-277, 2015.
- [8] E. Álvarez *et al.*, «El Almacenamiento de Energía en la Distribución Eléctrica del Futuro», *Real Academia de Ingeniería - Endesa*, 2017.
- [9] Congreso de la República del Perú, «Ley N° 28832: Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica», 2006. [En línea]. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/LEY-28832-CONCORDADO.pdf>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [10] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «RptCostoMarginal_Diciembre (2da quincena)», 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/Portal/mercadomayorista/costosmarginales/revisados>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [11] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, Periodo 2021-2030», 2019. [En línea]. Disponible en: [http://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificación%2FPlan de Transmisión%2FActualización Plan de Transmisión 2021 - 2030%2F02](http://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificación%2FPlan%20de%20Transmisión%2FActualización%20Plan%20de%20Transmisión%202021%20-%202030%2F02). Informe de Diagnóstico 2021-2030%2F 01. Informe%2FInforme COES-DP 01-2019_COMPLETO.pdf. [Accedido: 15-nov-2019].

- [12] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2019-2028», 2018.
- [13] Consorcio R. García Consultores S. A., Arcan Ingeniería y Construcciones S. A., y Cenergía, «Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación», 2012.
- [14] Ministerio de Energía y Minas, «Plan Energético Nacional 2014-2025. Documento de Trabajo», 2013. [En línea]. Disponible en: <https://deltavolt.pe/documentos/Resumen2014-2025Vf.pdf>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [15] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Demanda», 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/demanda>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [16] Laub & Quijandría Energy Group, «En el mediano plazo no se prevé una crisis de abastecimiento de energía pero sí una de precios: costos de energía se elevarían a partir del 2022.» [En línea]. Disponible en: <https://www.facebook.com/LaubQuijandria/>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [17] C. Butrón, «El Sector Eléctrico Peruano: Situación y Perspectivas», 2019. [En línea]. Disponible en: [https://www.comexperu.org.pe/upload/seminars/foro/seminario_21022019/Presentación del Sr. César Butrón.pdf](https://www.comexperu.org.pe/upload/seminars/foro/seminario_21022019/Presentación%20del%20Sr.%20César%20Butrón.pdf). [Accedido: 15-nov-2019].
- [18] R. Tamayo, «Potencial de las Energías Renovables en el Perú», 2011. [En línea]. Disponible en: [http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/SeminarioIntEFERP/Miercoles 5.10.2011/3. Potencial de Energías Renovables DGE- Roberto Tamayo.pdf](http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/SeminarioIntEFERP/Miercoles%205.10.2011/3.%20Potencial%20de%20Energías%20Renovables%20DGE-Roberto%20Tamayo.pdf). [Accedido: 15-nov-2019].
- [19] Equilibrium Clasificadora de Riesgo S. A., «Análisis del Sector Eléctrico Peruano: Generación», 2018. [En línea]. Disponible en: <http://www.equilibrium.com.pe/sectorialelectrmar18.pdf>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [20] C. Butrón, «Situación Actual y el Futuro del Mercado de Generación Eléctrica», *Círculo de Derecho Administrativo*, vol. 0, n.º 8, pp. 287-298, 2009.
- [21] A. Dammert, J. Gallardo, y R. García, «Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano», *Documento de Trabajo*, 2005. [En línea]. Disponible en: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_05.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_05.pdf). [Accedido: 15-nov-2019].
- [22] A. Ruiz, «El proceso de privatizaciones en el Perú durante el período 1991-2002»,

CEPAL-SERIE: *gestión pública*, vol. 22, pp. 1-84, 2002.

- [23] Ministerio de Energía y Minas, «Decreto Supremo 009-1993-EM: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas», 1993. [En línea]. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS-009-93-EM-CONCORDADO.pdf>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [24] Presidencia de la República del Perú, «Decreto de Urgencia N° 049-2008», 2008. [En línea]. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DU 049-2008-CONCORDADO.pdf>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [25] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Legislativo N° 1002», 2008. [En línea]. Disponible en: http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-9ozj22z9ap5zz33z-DL_de_promocion_de_la_inversion_para_la_generacion_de_electricidad_con_el_uso_de_energias_renovables_1002.pdf. [Accedido: 15-nov-2019].
- [26] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Legislativo N° 1041», 2008. [En línea]. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto Legislativo N° 1041 - Modifican diversas normas del sector eléctrico.pdf. [Accedido: 15-nov-2019].
- [27] Presidencia de la República del Perú, «Decreto de Urgencia N° 032-2010», 2010. [En línea]. Disponible en: <https://www.mef.gob.pe/es/normatividad-sp-29923/por-instrumentos/decretos-de-urgencia/7046-d-u-n-032-2010-1/file>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [28] A. Vargas, «La problemática de los retiros sin contrato para la atención de la demanda regulada nacional: ¿una oportunidad para incentivar mayor generación de electricidad en el Perú bien aprovechada?», *Revista Peruana de Energía*, n.º 1, pp. 53-80, 2012.
- [29] Congreso de la República del Perú, «Ley N° 29970: Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país», 2012. [En línea]. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/LEY-29970-CONCORDADO.pdf>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [30] Proinversión, «Nodo Energético en el Sur del Perú». [En línea]. Disponible en: <https://www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaProyecto.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=5691>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [31] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Legislativo N° 1221», 2015. [En línea]. Disponible en: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-legislativo-que-mejora-la-regulacion-de-la-distribucion-decreto-legislativo-n-1221-1291565-11/>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [32] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Supremo N° 026-2016-EM», 2016. [En línea]. Disponible en: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto->

supremo-que-aprueba-el-reglamento-del-mercado-mayori-decreto-supremo-n-026-2016-em-1410176-5/. [Accedido: 15-nov-2019].

- [33] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Supremo N° 033-2017-EM», 2017. [En línea]. Disponible en: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-supremo-que-establece-fecha-de-entrada-en-vigencia-d-decreto-supremo-n-033-2017-em-1571571-1/>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [34] A. Dammert, F. Molinelli, y M. Carbajal, *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2011.
- [35] A. Vásquez, J. Tamayo, C. Vilches, y E. Chávez, «La Regulación del Sector de Energía», 2016. [En línea]. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf. [Accedido: 15-nov-2019].
- [36] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, «Resolución N° 144-2019-OS/CD», 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Osinergmin-144-2019-OS-CD.pdf>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [37] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Estadística de operación 2018», 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [38] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, «Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación. Mayo 2019», 2019. [En línea]. Disponible en: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Operacion-mayo-2019.pdf. [Accedido: 15-nov-2019].
- [39] G. F. M. De Souza, *Thermal Power Plant Performance Analysis*. Springer, 2005.
- [40] Ministerio de Energía y Minas, «Atlas eólico del Perú», 2016. [En línea]. Disponible en: http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=537. [Accedido: 15-nov-2019].
- [41] Enel, «Planta Solar Rubí: la nueva era de la energía llegó al Perú». [En línea]. Disponible en: <https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/rubi-la-central-solar-de-enel-mas-grande-del-peru.html>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [42] Engie, «ENGIE pone en operación comercial la Central Solar Intipampa en Perú con la presencia de la CEO mundial del grupo, Isabelle Kocher». [En línea]. Disponible

en: <https://engie-energia.pe/?noticias=engie-pone-en-operacion-comercial-la-central-solar-intipampa-en-peru-con-la-presencia-de-la-ceo-mundial-del-grupo-isabelle-kocher>. [Accedido: 15-nov-2019].

- [43] Banco Central de Reserva del Perú, «PBI». [En línea]. Disponible en: <https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales/resultados/PN01728AM/html>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [44] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Estadística de operación 2016», 2016. [En línea]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [45] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Estadística de operación 2017», 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [46] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Supremo N° 016-2000-EM», 2000. [En línea]. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/DS-016-2000-EM-CONCORDADO.doc>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [47] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Estadística de operaciones 2008», 2008. [En línea]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [48] República del Perú, «Atlas de energía solar del Perú», 2003. [En línea]. Disponible en: http://cedecap.org.pe/uploads/biblioteca/80bib_arch.pdf. [Accedido: 15-nov-2019].
- [49] SolarPACES, «How CSP Works: Tower, Trough, Fresnel or Dish», 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.solarpaces.org/how-csp-works/>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [50] C. Pérez, «Centrales termosolares híbridas de Ciclo Combinado», 2011. [En línea]. Disponible en: <https://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2011/04/26/131177>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [51] G. Méndez, «Estudio de centrales de energía termosolar y comparación con las instalaciones tradicionales de generación de energía eléctrica en Chile», *Universitat Politècnica de Catalunya*, 2017.
- [52] SolarPACES, «CSP Projects Around the World», 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>. [Accedido: 15-nov-2019].

- [53] REN21. Renewables Now, «Renewables Global Status Report», 2019. [En línea]. Disponible en: https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter_03/chapter_03/. [Accedido: 15-nov-2019].
- [54] K. Chamberlain, «China CSP entrants bolster IP licenses, services to secure growth», 2019. [En línea]. Disponible en: <https://analysis.newenergyupdate.com/csp-today/china-csp-entrants-bolster-ip-licenses-services-secure-growth>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [55] U. S. - Japan Research Institute, «Kaoru Yamaguchi», 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.us-jpri.org/en/profile/kaoru-yamaguchi>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [56] K. Yamaguchi, *Simple E. A Working Manual*, V2015 ed. 2015.
- [57] JICA Study Team, «Operation Manual of Simple E.» [En línea]. Disponible en: http://open_jicareport.jica.go.jp/pdf/11617180_04.pdf. [Accedido: 15-nov-2019].
- [58] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, «Informe Técnico que sustenta la Fijación de Precios en Barra. Periodo mayo 2019 - abril 2020 (Prepublicación)», Lima, 2019.
- [59] PROTERMOSOLAR, «Los costes de la termosolar: entrevista con Michael Taylor (IRENA)», 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.protermosolar.com/los-costes-de-la-termosolar-entrevista-con-michael-taylor-irena/>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [60] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2018*. Dubai, 2018.
- [61] Ministerio de Economía y Finanzas, «Marco Macroeconómico Multianual 2020-2023 proyecta crecimiento promedio de la economía de 4,4% en los próximos cuatro años», 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.mef.gob.pe/es/noticias/notas-de-prensa-y-comunicados?id=6131>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [62] Instituto Nacional de Estadística e Informática, «PERÚ: Estimaciones y Proyecciones de Población Departamental, por Años Calendario y Edades Simples 1950-2050», 2009. [En línea]. Disponible en: https://www.inei.gob.pe/media/principales_indicadores/libro_1.pdf. [Accedido: 15-nov-2019].
- [63] D. Vilca, «Comunicación privada». Lima, 2019.
- [64] «Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis. Version 13.0», 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [65] Congreso de la República del Perú, «Archivo Digital de la Legislación del Perú», 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.leyes.congreso.gob.pe/>. [Accedido: 15-nov-2019].

- [66] El Peruano, «Normas Legales», 2019. [En línea]. Disponible en: <https://diariooficial.elperuano.pe/Normas>. [Accedido: 15-nov-2019].
- [67] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, «Compendio de centrales de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional despachado por el Comité de Operación Económica del Sistema», 2014. [En línea]. Disponible en: https://issuu.com/osinergmin/docs/compendio_centrales_2014. [Accedido: 15-nov-2019].
- [68] Statkraft, «Operaciones en el Perú», 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.statkraft.com.pe/acerca-de-statkraft/statkraft-en-peru/nuestras-operaciones/>. [Accedido: 15-nov-2019].

ANEXOS

ANEXO 1: CRECIMIENTO DEMOGRÁFICO EN EL PERÚ 1950-2050

Año	Población Total	Año	Población Total	Año	Población Total	Año	Población Total
1950	7'632,460	1976	15'580,807	2002	26'739,379	2028	35'319,039
1951	7'826,262	1977	16'010,843	2003	27'103,457	2029	35'611,848
1952	8'025,721	1978	16'447,370	2004	27'460,073	2030	35'898,422
1953	8'232,177	1979	16'886,456	2005	27'810,540	2031	36'179,425
1954	8'446,997	1980	17'324,179	2006	28'151,443	2032	36'455,488
1955	8'671,541	1981	17'760,219	2007	28'481,901	2033	36'725,576
1956	8'904,891	1982	18'197,198	2008	28'807,034	2034	36'988,666
1957	9'146,156	1983	18'635,588	2009	29'132,013	2035	37'243,725
1958	9'396,690	1984	19'075,874	2010	29'461,933	2036	37'491,075
1959	9'657,833	1985	19'518,555	2011	29'797,694	2037	37'731,399
1960	9'930,965	1986	19'965,797	2012	30'135,875	2038	37'964,224
1961	10'217,475	1987	20'417,262	2013	30'475,144	2039	38'189,086
1962	10'516,454	1988	20'869,717	2014	30'814,175	2040	38'405,474
1963	10'825,811	1989	21'319,883	2015	31'151,643	2041	38'613,529
1964	11'143,427	1990	21'764,515	2016	31'488,625	2042	38'813,569
1965	11'467,225	1991	22'203,931	2017	31'826,018	2043	39'005,416
1966	11'796,313	1992	22'640,305	2018	32'162,184	2044	39'188,891
1967	12'132,121	1993	23'073,150	2019	32'495,510	2045	39'363,812
1968	12'475,921	1994	23'501,974	2020	32'824,358	2046	39'530,305
1969	12'829,004	1995	23'926,300	2021	33'149,016	2047	39'688,488
1970	13'192,677	1996	24'348,132	2022	33'470,569	2048	39'838,182
1971	13'567,714	1997	24'767,794	2023	33'788,589	2049	39'979,209
1972	13'953,235	1998	25'182,269	2024	34'102,668	2050	40'111,393
1973	14'348,084	1999	25'588,546	2025	34'412,393		
1974	14'751,106	2000	25'983,588	2026	34'718,378		
1975	15'161,146	2001	26'366,533	2027	35'020,909		

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática [62], Elaboración propia

ANEXO 2: DEMANDA DE USUARIOS LIBRES CON GRANDES CARGAS

Nombre del Proyecto	Región	Tipo	Energía Requerida (GWh)												
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ampliación Aceros Arequipa	Ica	Otro	5	46	361	468	570	604	604	604	604	604	604	604	604
Ampliación Antamina	Áncash	Mina	26	209	265	534	534	680	827	827	827	976	976	976	976
Ampliación Bayóvar	Piura	Mina	0	0	0	0	261	523	523	523	523	523	523	523	523
Ampliación Cerro Verde	Arequipa	Mina	104	170	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248
Ampliación Cuajone	Moquegua	Mina	0	0	0	0	380	380	380	380	380	380	380	380	380
Ampliación Doe Run	Junín	Otro	0	0	0	159	226	226	453	453	453	453	453	453	453
Ampliación Pachapaqui	Áncash	Mina	0	0	0	0	9	19	19	19	19	19	19	19	19
Ampliación Refinería Talara	Piura	Otro	42	247	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559	559
Ampliación Santa María	La Libertad	Mina	0	0	18	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Ampliación Shougang Hierro Perú	Ica	Mina	46	514	514	514	808	808	808	808	808	808	808	808	808
Ampliación Toquepala	Tacna	Mina	220	439	439	439	732	732	732	732	732	732	732	732	732
Ampliación Toromocho	Junín	Mina	0	73	241	493	580	580	580	580	580	580	580	580	580

Nombre del Proyecto	Región	Tipo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ampliación UNACEM - Condorcocha	Junín	Otro	0	0	51	105	187	232	234	233	234	234	236	236	236
Ampliación Fundación Ilo	Moquegua	Mina	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Antilla	Apurímac	Mina	0	0	0	0	0	48	96	96	96	96	96	96	96
Anubia	Apurímac	Mina	0	0	0	0	0	15	30	30	30	30	30	30	30
Ariana	Junín	Mina	0	0	37	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
AZOD (Accha y Yanque)	Cusco	Mina	0	0	0	0	0	147	295	295	295	295	295	295	295
Bayovar 12	Piura	Mina	0	0	0	0	0	59	119	119	119	119	119	119	119
Cañariaco (Norte)	Lambayeque	Mina	0	0	0	0	0	0	0	0	551	1102	1102	1102	1102
Cañón Florida (Ex Bongará)	Amazonas	Mina	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50
Cementos Pacasmayo - Fosfatos Bayóvar	Piura	Otro	0	0	0	0	218	436	436	436	436	436	436	436	436
Cementos Pacasmayo - Cementos Piura	Piura	Otro	0	0	0	17	21	24	27	31	35	39	42	42	42
Conga	Cajamarca	Mina	0	0	0	0	0	372	745	745	745	745	745	745	745
Corani	Puno	Mina	0	0	0	219	312	312	312	312	312	312	312	312	312
Cotabambas	Apurímac	Mina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	446	893	893	893
Don Javier	Arequipa	Mina	0	0	0	0	0	0	89	179	179	179	179	179	179
El Brocal	Pasco	Mina	41	88	129	129	129	129	195	195	315	315	315	315	315
El Galeno	Cajamarca	Mina	0	0	0	0	0	0	0	0	528	1057	1057	1057	1057

Nombre del Proyecto	Región	Tipo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
El Padrino e Hilarión	Áncash	Mina	0	0	0	0	0	0	0	124	124	124	124	124	124
Fosfatos Mantaro	Junín	Mina	0	0	0	0	0	0	130	261	261	261	261	261	261
Fosfatos Pacífico	Piura	Mina	0	0	0	0	0	0	126	253	253	253	253	253	253
Haqira	Apurímac	Mina	0	0	0	0	0	0	622	622	1037	1037	1037	1037	1037
Hierro Apurímac	Apurímac	Mina	0	0	0	0	0	0	465	931	931	931	931	931	931
Integración Coroccohuayco	Cusco	Mina	0	12	140	244	273	344	314	314	314	314	314	314	314
La Granja	Cajamarca	Mina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	756	1512	1512	1512
Las Bambas	Apurímac	Mina	0	48	155	348	506	604	604	604	604	604	604	604	604
Los Calatos	Moquegua	Mina	0	0	0	0	0	32	32	581	581	581	581	581	581
Los Chancas	Apurímac	Mina	0	0	0	42	42	416	416	416	416	832	832	832	832
Macusani	Puno	Mina	0	0	0	0	0	55	111.7	111.7	111.7	111.7	111.7	111.7	111.7
Magistral	Áncash	Mina	0	0	0	0	0	329	329	329	329	329	329	329	329
Michiquillay	Cajamarca	Mina	0	0	0	0	0	42	42	701	1660	1660	1660	1660	1660
Mina Justa	Ica	Mina	0	50	276	598	598	598	598	598	598	598	598	598	598
Ollachea	Puno	Mina	0	16	58	80	95	96	96	96	96	96	96	96	96
Optimización Lagunas Norte	La Libertad	Mina	0	0	0	43	86	86	86	86	86	86	86	86	86
Pampa de Pongo	Arequipa	Mina	0	0	34	582	1120	1120	1120	1120	1120	1947	1947	1947	1947
Pukaqaqa	Huancavelica	Mina	0	0	0	0	0	0	329	329	329	329	329	329	329
Quecher Main	Cajamarca	Mina	0	0	261	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521
Quechua	Cusco	Mina	0	0	0	0	0	0	65	650	650	650	650	650	650
Quellaveco	Moquegua	Mina	0	0	13	107	713	1112	1214	1214	1214	1214	1214	1214	1214
Quicay II	Pasco	Mina	0	0	0	0	0	0	59	119	119	119	119	119	119
Racaycocha Sur	Áncash	Mina	0	0	0	0	0	0	152	305	305	305	305	305	305

Nombre del Proyecto	Región	Tipo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Relaves B2 San Rafael	Puno	Mina	0	0	74	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148
Río Blanco	Piura	Mina	0	0	0	0	330	660	660	660	660	660	660	660	660
Rondoní	Huánuco	Mina	0	0	0	0	0	0	0	37	74	74	74	74	74
Salmueras Sudamericanas	Lambayeque	Otro	0	0	17	18	260	260	260	260	260	260	260	260	260
San Gabriel (Ex Chucapaca)	Moquegua	Mina	0	0	0	0	70	84	105	105	126	126	126	126	126
San Luis	Áncash	Mina	0	0	0	0	0	12	25	25	25	25	25	25	25
Shahuindo (Tahoe)	Cajamarca	Mina	9	57	63	66	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Shouxin	Ica	Mina	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Tambomayo	Arequipa	Mina	31	31	31	33	36	39	41	44	47	50	53	53	53
Terminal Portuario de San Juan de Marcona	Ica	Otro	0	0	0	0	0	0	0	0	371	371	371	371	371
Tía María	Arequipa	Mina	0	0	0	0	42	42	420	774	774	774	774	774	774
Trapiche	Apurímac	Mina	0	0	0	0	0	0	104	208	208	208	208	208	208
Yanacocha Sulfuros	Cajamarca	Mina	0	0	0	0	0	0	297	595	595	595	595	595	595
Zafranal	Arequipa	Mina	0	0	0	0	0	360	747	747	800	800	800	800	800

Fuente: COES [11], [20], MINEM [3], Elaboración propia

ANEXO 3: CENTRALES ELÉCTRICAS EN EL PERÚ

Central Eléctrica	Potencia instalada (MW)	Potencia efectiva (MW)	Factor de planta histórico	Tipo	Región	Puesta en operación (año)	Convocatoria/solicitud de concesión (fecha)	Firma de contrato/Autorización (fecha)	Inicio de obras civiles (fecha)	Puesta en operación (fecha)	Tiempo de construcción bruto (días)	Tiempo de construcción desde la firma del contrato/Autorización (días)	Tiempo de construcción total (días)	Inversión aproximada	
C. H. Potrero	19.9	20.2	0.553	Minihidro	Cajamarca	2017	4/05/2012	18/02/2014	1/04/2015	29/04/2017	759	1166	1821	USD 46'000,000	
C. H. Carhuac	20.0	20.0	0.668	Minihidro	Lima	2018	5/11/2007	18/02/2014	2/06/2016	7/11/2018	888	1723	4020	USD 30'000,000	
C. H. Platanal	220.0	222.5	0.590	Hidro	Lima	2010		31/10/2006		30/03/2010		1246		USD 350'000,000	
C. H. Marañón	18.4	19.9	0.872	Minihidro	Huánuco	2017		17/07/2001	12/07/2012	23/06/2017	1807	5820		USD 85'600,000	
C. H. Chimay	150.9	157.8	0.645	Hidro	Junín	2000		2/09/1998	1/08/1998	28/10/2000	819	787		USD 131'600,000	
C. H. Yanango	42.6	43.1	0.600	Hidro	Junín	2000		1/01/1997	1/12/1997	11/02/2000	802	1136		USD 51'000,000	
C. H. Charcani I	1.47	177.8	0.558	Minihidro	Arequipa	1998 (1905)									
C. H. Charcani II	0.79			Minihidro	Arequipa	1912									
C. H. Charcani III	4.56			Minihidro	Arequipa	1998 (1938)									
C. H. Charcani IV	14.4			Minihidro	Arequipa	1993 (1959)									
C. H. Charcani V	153.87			Hidro	Arequipa	1988							3285		
C. H. Charcani VI	8.96			Minihidro	Arequipa	1995 (1976)									
C. H. Canchayllo	5.264	5.2	0.671	Minihidro	Junín	2014	28/04/2011	30/09/2011		31/12/2014		1188	1343	USD 10'000,000	
C. H. Runatullo II	19.1	39.9	0.628	Minihidro	Junín	2014	12/08/2013	18/02/2014		24/12/2014		309	499	USD 35'600,000	
C. H. Runatullo III	20.0			Minihidro	Junín	2014	28/04/2011	30/09/2011		22/11/2014		1149	1304	USD 31'100,000	

C. H. Machupicchu II	192.0	168.8	0.910	Hidro	Cusco	2015		29/11/1994		15/08/2015		7564		USD 148'800,000
C. H. Aricota I	23.8	34.3	0.341	Hidro	Tacna	1967		1/01/1962		27/01/1967		1852		
C. H. Aricota II	11.9			Minihidro	Tacna	1966		1/01/1962		31/12/1966		1825		
C. H. Chaglla	450.7	470.4	0.548	Hidro	Huánuco	2016	6/10/2010	13/05/2011		24/09/2016		1961	2180	USD 1,247'000,000
P. C. H. Chaglla	6.0	6.4	0.804	Minihidro	Huánuco	2016				13/02/2016				
C. H. Zaña	13.2	6.6	0.668	Minihidro	Cajamarca	2018	12/08/2013	18/02/2014	23/06/2017	29/12/2018	554	1775	1965	USD 36'200,000
C. H. Mantaro	798.0	678.7	0.913	Hidro	Huancavelica	1979	1/12/1961	1/09/1966	1/01/1967	1/05/1979	4503	4625	6360	
C. H. Restitución	210.0	219.4	0.891	Hidro	Huancavelica	1984			1/05/1979	10/11/1984	2020			
C. H. Huanza	90.6	98.3	0.524	Hidro	Lima	2014		21/02/2010		6/06/2014		1566		USD 251'000,000
C. H. Huampaní	31.4	30.9	0.870	Hidro	Lima	1960								
C. H. Callahuanca	84.17	84.2	0.858	Hidro	Lima	1938		1/01/1934		7/05/1938		1587		
C. H. Huinco	258.4	277.9	0.523	Hidro	Lima	1964								
C. H. Matucana	140.0	137.0	0.744	Hidro	Lima	1972								
C. H. Moyopampa	69.15	69.1	0.900	Hidro	Lima	1951								
C. H. HER 1	0.7	0.7	0.668	Minihidro	Lima	2018	3/09/2015	17/05/2016	16/08/2017	30/08/2018	379	835	1092	USD 3'200,000
C. H. Quitaraca	114.28	117.8	0.489	Hidro	Áncash	2015		14/04/2010		29/10/2015		2024		USD 464'000,000
C. H. Yuncán	130.1	136.7	0.700	Hidro	Pasco	2005		24/09/1996	1/06/1998	9/07/2005	2595	3210		
C. H. Angel I	19.9	20.2	0.668	Minihidro	Puno	2018	15/10/2009	31/03/2010	2/01/2015	30/08/2018	1336	3074	3241	USD 26'100,000
C. H. Angel II	19.9	20.2	0.668	Minihidro	Puno	2018	15/10/2009	31/03/2010	2/01/2015	30/08/2018	1336	3074	3241	USD 20'200,000
C. H. Angel III	19.9	20.2	0.668	Minihidro	Puno	2018	15/10/2009	31/03/2010	2/01/2015	30/08/2018	1336	3074	3241	USD 22'700,000
C. H. La Joya	10.46	7.7	0.722	Minihidro	Arequipa	2009		28/10/2004		1/10/2009		1799		USD 19'400,000
C. H. Nueva Imperial	3.97	4.0	0.748	Minihidro	Lima	2012	2/09/2008	23/12/2008		20/04/2012		1214	1326	USD 7'500,000
C. H. Huanchor	18.4	19.8	0.829	Minihidro	Lima	2002		5/12/1997		6/11/2002		1797		

C. H. Yarucaya	17.5	15.0	0.668	Minihidro	Lima	2017	12/08/2013	18/02/2014	2/09/2015	17/08/2017	715	1276	1466	USD 37'200,000
M. C. H. Pátapo	1.0	1.0	0.668	Minihidro	Lambayeque	2019		3/11/2010		15/03/2019		3054		
C. H. Cerro del Águila	513.9	545.1	0.585	Hidro	Huancavelica	2016		1/07/2011	1/10/2014	25/08/2016	694	1882		USD 948'000,000
M. C. H. Cerro del Águila	10.8	10.4	0.598	Minihidro	Huancavelica	2017				27/10/2017				
C. H. Santa Teresa	118.0	89.8	0.838	Hidro	Cusco	2015	4/02/2010	23/02/2011		1/09/2015		1651	2035	USD 154'500,000
C. H. Roncador	3.8	3.5	0.605	Minihidro	Lima	2010		5/12/2005	1/09/2009	11/12/2010	466	1832		USD 4'100,000
C. H. Caña Brava	6.0	5.7	0.621	Minihidro	Cajamarca	2009		16/06/2006		19/02/2009		979		USD 12'200,000
C. H. Cañón del Pato	50.0	265.6	0.635	Hidro	Áncash	1958		1/06/1943		21/04/1958		5438		
C. H. Carhuaquero	95.1	94.5	0.642	Hidro	Cajamarca	1991		1/06/1980		1/06/1991		4017		
C. H. Carhuaquero IV	10.0	10.0	0.866	Minihidro	Cajamarca	2008		4/12/2006		22/05/2008		535		USD 20'300,000
C. H. Rucuy	20.0	20.0	0.668	Minihidro	Lima	2017	12/08/2013	18/02/2014	1/04/2015	29/04/2017	759	1166	1356	USD 42'000,000
C. H. Las Pizarras	18.0	19.2	0.579	Minihidro	Cajamarca	2013	10/01/2008	18/11/2008		30/04/2013		1624	1937	USD 39'600,000
C. H. San Gabán II	110.0	115.7	0.750	Hidro	Puno	1999	7/11/1994	10/11/1995		1/05/1999		1268	1636	
C. H. Renovandes HI	20.0	20.0	0.761	Minihidro	Junín	2018	28/04/2011	30/09/2011	1/10/2014	20/03/2018	1266	2363	2518	USD 71'600,000
C. H. Huasahuasi I	10.0	20.1	0.585	Minihidro	Junín	2012	15/10/2009	31/03/2010		15/02/2012		686	853	USD 17'400,000
C. H. Huasahuasi II	10.0			Minihidro	Junín	2012	15/10/2009	31/03/2010		5/05/2012		766	933	USD 14'500,000
C. H. Santa Cruz I	6.0	13.1	0.494	Minihidro	Áncash	2009		12/10/2007		29/05/2009		595		USD 13'200,000
C. H. Santa Cruz II	6.0			Minihidro	Áncash	2010	10/09/2008	12/02/2009		1/07/2010		504	659	USD 15'000,000
C. H. Purmacana	1.8	1.7	0.243	Minihidro	Lima	2011	17/11/2008	11/09/2009	1/04/2010	18/03/2011	351	553	851	USD 2'800,000
C. H. Chancay	19.2	19.2	0.668	Minihidro	Lima	2016	15/10/2009	31/03/2010	24/01/2014	4/08/2016	923	2318	2485	USD 41'900,000
C. H. Poechos II	10.0	9.6	0.580	Minihidro	Piura	2009	22/03/2006	1/12/2006		27/05/2009		908	1162	USD 20'300,000
C. H. Cahua	43.6	45.4	0.739	Hidro	Lima	1967				1/11/1967				

C. H. Cheves	168.2	176.3	0.497	Hidro	Lima	2015		28/03/2001	22/03/2011	22/08/2015	1614	5260		USD 506'000,000
C. H. Gallito Ciego	34.0	35.3	0.448	Hidro	Cajamarca	1997				1/11/1997				
C. H. Huayllacho	0.3	0.3	0.679	Minihidro	Arequipa	1939								
C. H. Malpaso	54.4	48.4	0.551	Hidro	Junín	1937								
C. H. Misapuquio	3.8	3.8	0.679	Minihidro	Arequipa	1982								
C. H. Oroya	9.0	18.8	0.630	Minihidro	Junín	1914								
C. H. Pachachaca	9.0			Minihidro	Apurímac	1917								
C. H. Pariac	4.9	5.0	0.656	Minihidro	Áncash	1998								
C. H. San Antonio	0.6	1.0	0.679	Minihidro	Arequipa	1959								
C. H. San Ignacio	0.5			Minihidro	Arequipa	1939								
C. H. Yaupi	108.0	113.7	0.803	Hidro	Junin	1957								
C. H. Yanapampa	4.13	3.9	0.670	Minihidro	Áncash	2013	2/09/2008	11/11/2008		23/02/2013		1565	1635	USD 9'000,000
C. T. B. San Jacinto	21.7	21.7		Bagazo	Áncash	2019		23/06/2017		13/04/2019		659		USD 9'000,000
C. T. Paramonga	23.0	12.7	0.700	Bagazo	Lima	2010		31/03/2010		31/03/2010		0		
C. T. Maple Etanol	37.5	16.1	0.119	Bagazo	Piura	2012		8/06/2012		17/08/2012		70		USD 25'000,000
C. T. Caña Brava	14.0	14.0												
C. T. Recka	181.3	177.4	0.008	Diésel 2	Lambayeque	2015		15/08/2014		25/09/2015		406		USD 102'530,000
C. T. Chilina	28.1	21.9	0.070	Diésel 2										
C. T. Mollendo	31.8	24.5	0.131	Diésel 2										
C. T. Pisco	74.8	70.3	0.692	Gas Natural de Camisea										
C. T. Independencia	22.9	23.0	0.747	Gas Natural de Camisea										
C. T. Tumbes	18.7	17.6	0.157	Residual 6										
C. T. Santa Rosa	246.7	226.5	0.121	Gas Natural de Camisea	Lima									
C. T. Santa Rosa II	215.0	187.2	0.437	Gas Natural de Camisea	Lima									

C. T. Ventanilla	532.0	472.1	0.711	Gas Natural de Camisea	Callao									
C. T. Malacas 1	53.0	51.3	0.509	Gas Natural de Malacas	Piura									
C. T. Malacas 2	97.0	105.9	0.509	Gas Natural de Malacas	Piura									
C. T. Reserva Fria Planta Talara	180.0	187.5	0.030	Diésel 2	Piura									
C. T. Chilca 1	851.8	815.2	0.689	Gas Natural de Camisea	Lima	2012		16/07/2010		15/11/2012		853		USD 374'000,000
C. T. Chilca 2	110.9	111.8	0.344	Gas Natural de Camisea	Lima	2016	31/07/2014	24/01/2015		6/05/2016		468	645	USD 140'000,000
C. T. Ilo 2	135.0	140.3	0.599	Carbón	Moquegua									
C. T. Nepi	719.1	616.8	0.003	Diésel 2	Moquegua	2016		20/01/2014	19/12/2015	22/10/2016	308	1006		USD 432'400,000
C. T. Reserva Fria Planta Ilo	568.8	499.0	0.007	Diésel 2	Moquegua	2013		20/01/2011		20/06/2013		882		USD 220'400,000
C. T. Fénix	575.0	567.2	0.763	Gas Natural de Camisea	Lima	2014		18/11/2010		24/12/2014		1497		USD 857'000,000
C. T. C. Huachipa	13.6	13.6		Gas Natural	Lima	2011		29/07/2011		30/09/2011		63		USD 14'000,000
C. T. Reserva Fria Pucallpa	40.2	40.1	0.900	Diésel 2	Ucayali	2016		28/08/2012	3/07/2015	28/07/2016	391	1430		USD 23'800,000
C. T. Reserva Fria Puerto Maldonado	20.1	18.4	0.004	Diésel 2		2016		28/08/2012	16/05/2015	28/07/2016	439	1430		USD 9'270,000
C. T. Kallpa	979.0	863.4	0.649	Gas Natural de Camisea	Lima	2012		14/04/2010		8/08/2012		847		USD 395'000,000
C. T. Las Flores	192.5	195.4	0.170	Gas Natural de Camisea										
C. T. Lagunas Norte	12.8	12.8		Diésel 2	La Libertad	2014		15/01/2013		31/01/2014		381		
C. T. Doña Catalina Huanca	2.4	2.4	0.297	Biogás										
C. T. La Gringa V	3.2	3.0	0.591	Biogás	Lima	2015		30/09/2011		31/08/2015		1431		USD 5'100,000
C. T. B. Huaycoloro	4.8	4.2	0.754	Biogás	Lima	2018		17/05/2016	1/05/2017	29/08/2018	485	834		USD 2'500,000
C. T. Reserva Fria Planta Eten	227.0	228.1	0.006	Diésel 2	Lambayeque	2015		21/07/2011	19/02/2015	2/07/2015	133	1442		USD 145'000,000
C. T. Puerto Bravo	616.0	708.3	0.050	Diésel 2	Arequipa	2016		20/01/2014	15/06/2015	26/05/2016	346	857		USD 390'000,000

C. T. Oquendo	31.0	27.8	0.816	Gas Natural de Camisea										
C. T. San Nicolás	68.5	63.5	0.097	Diésel 2/Residual 500										
C. T. Tablazo	30.0	30.0	0.640	Gas Natural	Piura	2012		31/12/2011		1/09/2012		245		USD 22'500,000
C. T. Santo Domingo de los Olleros	317.3	303.3	0.649	Gas Natural de Camisea	Lima	2013		14/04/2010		19/10/2013		1284		USD 128'500,000
C. T. Aguatía	191.9	176.0	0.706	Gas Natural de Aguaytía										
C. E. Wayra I	132.3	132.3	0.406	Eólica	Ica	2018	3/09/2015	17/05/2016	16/01/2017	19/05/2018	488	732	989	USD 165'800,000
C. S. Rubí	144.5	144.5	0.334	Solar Fotovoltaica	Moquegua	2018	3/09/2015	17/05/2016	30/11/2016	30/01/2018	426	623	880	USD 165'000,000
C. E. Cupisnique	83.2	83.2	0.411	Eólica	La Libertad	2014	15/10/2009	31/03/2010		30/08/2014		1613	1780	USD 242'000,000
C. E. Talara	30.9	30.9	0.487	Eólica	Piura	2014	15/10/2009	31/03/2010		30/08/2014		1613	1780	USD 101'000,000
C. S. Intipampa	44.5	44.5	0.223	Solar Fotovoltaica	Moquegua	2018	3/09/2015	17/05/2016	11/03/2017	31/03/2018	385	683	940	USD 52'300,000
C. S. Majes	20.0	20.0	0.259	Solar Fotovoltaica	Arequipa	2012	15/10/2009	31/03/2010		31/10/2012		945	1112	USD 73'600,000
C. S. Moquegua FV	16.0	16.0	0.339	Solar Fotovoltaica	Moquegua	2014	28/04/2011	30/09/2011		13/12/2014		1170	1325	USD 43'000,000
C. S. Panamericana Solar	20.0	20.0	0.291	Solar Fotovoltaica	Moquegua	2012	15/10/2009	31/03/2010		31/12/2012		1006	1173	USD 94'600,000
C. E. Marcona	32.0	32.0	0.551	Eólica	Ica	2014	15/10/2009	31/03/2010		25/04/2014		1486	1653	USD 61'100,000
C. E. Tres Hermanas	97.2	97.2	0.566	Eólica	Ica	2016	28/04/2011	30/09/2011		11/03/2016		1624	1779	USD 185'700,000
C. S. Repartición	20.0	20.0	0.249	Solar Fotovoltaica	Arequipa	2012	15/10/2009	31/03/2010		31/10/2012		945	1112	USD 73'500,000
C. S. Tacna Solar	20.0	20.0	0.270	Solar Fotovoltaica	Tacna	2012	15/10/2009	31/03/2010		31/10/2012		945	1112	USD 94'600,000

Fuente: COES [37], Congreso de la República [65], El Peruano [66], Osinergmin [38], [67], Statkraft [68], Elaboración propia

ANEXO 4: CENTRALES TERMOSOLARES A NIVEL MUNDIAL

Central Termosolar	Potencia instalada (MW _e)	Factor de planta	Generación de energía (MWh/año)	TES (h)	Elemento de almacenamiento	Tipo	País	Estado	Inicio del proyecto (fecha)	Puesta en operación (fecha)	Tiempo de construcción total (días)	Inversión aproximada
Aalborg CSP-Brønderslev CSP with ORC project	3.80					Concentrador cilindro-parabólico	Dinamarca	En operación	1/04/2016	30/12/2016	273	
ACME Solar Tower	2.50					Torre central	India	En operación		1/04/2011		
Airlight Energy Ait-Baha Pilot Plant	3.00	0.09	2,390	5.0	Lecho compacto de rocas	Concentrador cilindro-parabólico	Marruecos	En operación	1/02/2012	1/06/2014	851	
Andasol-1 (AS-1)	49.90	0.36	158,000	7.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	3/07/2006	26/11/2008	877	
Andasol-2 (AS-2)	49.90	0.36	158,000	7.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	15/03/2007	1/06/2009	809	
Andasol-3 (AS-3)	50.00	0.40	175,000	7.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/03/2008	1/08/2011	1248	USD 345'643,200
Archimede	4.72	0.22	9,200	8.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	Italia	En operación	21/07/2008	14/07/2010	723	
Arcosol 50 (Valle 1)	49.90	0.40	175,000	7.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/05/2009	1/12/2011	944	USD 296'519,400
Arenales	50.00	0.38	166,000	7.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/11/2011	1/11/2013	731	
ASE Demo Plant	0.35	0.09	275		Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	Italia	En operación		1/01/2013		
Ashalim	121.00			4.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	Israel	En operación	1/07/2015	12/09/2019	1534	USD 1,000'000,000
Ashalim Plot B (Megalim)	121.00	0.30	320,000	0.0		Torre central	Israel	En operación		10/04/2019		USD 840'000,000
Aste 1A	50.00	0.39	170,000	8.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación		1/01/2012		
Aste 1B	50.00	0.39	170,000	8.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación		1/01/2012		
Astexol II	50.00	0.39	170,000	8.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación		1/01/2012		

Bokpoort	50.00	0.53	230,000	9.3	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	Sudáfrica	En operación	25/09/2013	14/03/2016	901	USD 565'000,000
Borges Termosolar	22.50	0.50	98,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/03/2011	1/12/2012	641	USD 167'636,745
Casablanca	50.00	0.37	160,000	7.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación		1/01/2013		
City of Medicine Hat ISCC Project	1.10	0.16	1,500			Concentrador cilindro-parabólico	Canadá	En operación	1/04/2013	1/11/2014	579	USD 9'000,000
Crescent Dunes Solar Energy Project (Tonopah)	110.00	0.52	500,000	10.0	Sales fundidas	Torre central	Estados Unidos	En operación	1/09/2011	1/11/2015	1522	
Dahan Power Plant	1.00	0.22	1,950	1.0	Vapor saturado/aceite	Torre central	China	En operación	1/07/2009	1/08/2012	1127	USD 4'479,040
Delingha 50MW Thermal Oil Parabolic Through project	50.00			9.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	China	En operación	1/07/2014	10/10/2018	1562	USD 271'261,860
Dhursar	125.00	0.26	280,000			Colectores lineales Fresnel	India	En operación		11/11/2014		USD 294'858,921
eLLO Solar Therma Project (Llo)	9.00	0.26	20,200	4.0	Vapor	Colectores lineales Fresnel	Francia	En operación	12/09/2016	14/05/2019	974	
Enerstar (Villena)	50.00	0.23	100,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/06/2010	26/09/2013	1213	
Extresol-1 (EX-1)	50.00	0.36	158,000	7.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	3/10/2009	31/12/2010	454	
Extresol-1 (EX-2)	49.90	0.36	158,000	7.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	12/11/2009	31/12/2010	414	
Extresol-1 (EX-3)	50.00	0.36	158,000	7.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	8/05/2009	1/08/2012	1181	
Gemasolar Thermosolar Plant (Gemasolar)	19.90	0.46	80,000	15.0	Sales fundidas	Torre central	España	En operación	1/02/2009	1/04/2011	789	USD 252'074,020
Genesis Solar Energy Project	250.00	0.26	580,000			Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	En operación	15/12/2010	1/03/2014	1172	
Godawari Solar Project	50.00	0.27	118,000			Concentrador cilindro-parabólico	India	En operación	26/06/2011	5/06/2013	710	
Greenway CSP Mersin Tower Plant	1.00				Sales fundidas	Torre central	Turquía	En operación		1/01/2012		
Guzmán	50.00	0.24	104,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/07/2010	1/07/2012	731	
Helioenergy 1	50.00	0.22	95,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación		1/09/2011		
Helioenergy 2	50.00	0.22	95,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación		1/01/2012		
Helios I (Helios I)	50.00	0.22	97,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/06/2010	1/06/2012	731	

Helios II (Helios II)	50.00	0.22	97,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/08/2010	1/08/2012	731	
Ibersol Ciudad Real (Puertollano)	50.00	0.24	103,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/03/2007	1/03/2009	731	USD 219'115,600
Ilanga 1	100.00			5.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	Sudáfrica	En operación	15/11/2015	30/11/2018	1111	
ISCC Ain Beni Mathar	20.00	0.31	55,000			Concentrador cilindro-parabólico	Marruecos	En operación	1/04/2008	1/05/2010	760	
ISCC Hassi R'mel (ISCC Hassi R'mel)	20.00					Concentrador cilindro-parabólico	Argelia	En operación	1/10/2007	14/07/2011	1382	USD 345'107,070
ISCC Kuraymat (ISCC Kuraymat)	20.00	0.19	34,000			Concentrador cilindro-parabólico	Egipto	En operación		1/06/2011		
Ivanpah Solar Electric Generating System (ISEGS)	377.00	0.33	1,079,232			Torre central	Estados Unidos	En operación	1/10/2010	1/01/2014	1188	USD 2,200'000,000
Jemalong Solar Thermal Station	1.10	0.23	2,200	3.0	Sodio líquido	Torre central	Australia	En operación	1/04/2014	1/01/2017	1006	USD 14'143,605
Jülich Solar Tower	1.50			1.5	Cerámica	Torre central	Alemania	En operación	31/07/2007	1/12/2008	489	
Kathu Solar Park	100.00			4.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	Sudáfrica	En operación	31/05/2016	30/01/2019	974	
KaXu Solar One	100.00	0.38	330,000	2.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	Sudáfrica	En operación	1/11/2012	2/03/2015	851	USD 860'000,000
Khi Solar One	50.00	0.41	180,000	2.0	Vapor saturado	Torre central	Sudáfrica	En operación	1/11/2012	5/02/2016	1191	
La Africana	50.00	0.39	170,000	7.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación		21/11/2012		USD 424'117,170
La Dehesa	49.90	0.40	175,000	7.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/07/2008	1/02/2011	945	
La Florida	50.00	0.40	175,000	7.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/07/2008	1/06/2010	700	
La Risca (Alvarado I)	50.00	0.24	105,200			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/12/2007	1/06/2009	548	
Lebrija 1 (LE-1)	50.00	0.27	120,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/12/2008	27/12/2011	1121	
Luneng Haixi 50MW Molten Salt Tower	50.00	0.37	160,000	12.0	Sales fundidas	Torre central	China	En operación	30/06/2017	19/09/2019	811	
Majadas I	50.00	0.24	104,500			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/03/2009	1/10/2010	579	
Manchasol-1 (MS-1)	49.90	0.36	158,000	7.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/10/2008	1/07/2011	1003	
Manchasol-2 (MS-2)	50.00	0.36	158,000	7.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/05/2009	1/04/2011	700	
Martin Next Generation Solar Energy Center (MNGSEC)	75.00	0.24	155,000			Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	En operación	1/07/2009	1/12/2010	518	USD 476'300,000

Megha Solar Plant	50.00	0.25	110,000			Concentrador cilindro-parabólico	India	En operación	1/12/2011	13/11/2014	1078	USD 117'696,125
Mojave Solar Project	250.00	0.27	600,000			Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	En operación	1/08/2011	1/12/2014	1218	USD 1,600'000,000
Morón	50.00	0.23	100,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación		1/05/2012		USD 324'500,000
National Solar Thermal Power Facility	1.00					Concentrador cilindro-parabólico	India	En operación	1/04/2011	1/10/2012	549	
Nevada Solar One (NSO)	72.00	0.21	134,000	0.5		Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	En operación	1/02/2006	1/06/2007	485	USD 266'000,000
NOOR I	160.00			3.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	Marruecos	En operación	10/05/2010	1/12/2015	2031	USD 1,146'220,000
NOOR II	200.00			7.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	Marruecos	En operación	1/05/2015	10/01/2018	985	
NOOR III	150.00			7.0	Sales fundidas	Torre central	Marruecos	En operación	1/05/2015	10/12/2018	1319	
Olivenza 1	50.00	0.23	100,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/08/2010	1/09/2012	762	USD 312'510,000
Orellana	50.00	0.27	118,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación		1/08/2012		USD 264'090,000
Palma del Río I	50.00	0.26	114,500			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/06/2009	1/07/2011	760	
Palma del Río II	50.00	0.26	114,500			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/10/2008	1/12/2010	791	
Planta Solar 10 (PS10)	11.00	0.24	23,400	1.0		Torre central	España	En operación	1/07/2005	17/01/2007	565	
Planta Solar 20 (PS20)	20.00	0.27	48,000	1.0		Torre central	España	En operación	1/07/2006	22/04/2009	1026	
Puerto Errado 1 Thermosolar Power Plant (PE1)	1.40	0.16	2,000			Colectores lineales Fresnel	España	En operación	14/03/2008	19/03/2009	370	
Puerto Errado 2 Thermosolar Power Plant (PE2)	30.00	0.19	49,000	0.5		Colectores lineales Fresnel	España	En operación	20/04/2011	31/03/2012	346	
Qinghai Gonghe 50 MW CSP Plant	50.00			6.0	Sales fundidas	Torre central	China	En operación	18/06/2017	19/09/2019	823	USD 170'950,000
Rende-CSP Plant	1.00	0.34	3,000			Colectores lineales Fresnel	Italia	En operación	1/06/2013	30/05/2014	363	
Shagaya CSP Project	50.00	0.41	180,000	9.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	Kuwait	En operación		20/02/2019		USD 38'000,000
Shams 1 (Shams 1)	100.00	0.24	210,000			Concentrador cilindro-parabólico	Emiratos Árabes Unidos	En operación	1/07/2010	17/03/2013	990	USD 600'000,000
Shouhang Dunhuang 10 MW Phase I	10.00			15.0	Sales fundidas	Torre central	China	En operación	1/08/2014	26/12/2016	878	USD 59'808,630

Shouhang Dunhuang 100 MW Phase II	100.00	0.45	390,000	11.0	Sales fundidas	Torre central	China	En operación	9/11/2015	28/12/2018	1145	
Solaben 1	50.00	0.23	100,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación		1/08/2013		
Solaben 2	50.00	0.23	100,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación		1/10/2012		
Solaben 3	50.00	0.23	100,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación		1/06/2012		
Solaben 6	50.00	0.23	100,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación		1/08/2013		
Solacor 1	50.00	0.23	100,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación		1/02/2012		
Solacor 2	50.00	0.23	100,000			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación		9/03/2012		
Solana Generating Station (Solana)	250.00	0.43	944,000	6.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	En operación	1/12/2010	7/10/2013	1041	USD 2,000'000,000
Solar Electric Generating Station III (SEGS III)	33.00					Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	En operación		31/12/1985		
Solar Electric Generating Station IV (SEGS IV)	33.00					Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	En operación		1/02/1989		
Solar Electric Generating Station V (SEGS V)	33.00					Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	En operación		1/02/1989		
Solar Electric Generating Station VI (SEGS VI)	35.00					Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	En operación		1/02/1989		
Solar Electric Generating Station VII (SEGS VII)	35.00					Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	En operación		1/02/1989		
Solar Electric Generating Station VIII (SEGS VIII)	89.00					Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	En operación		1/12/1989		
Solar Electric Generating Station IX (SEGS IX)	89.00					Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	En operación		1/10/1990		
Solnova 1	50.00	0.26	113,520			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/07/2007	1/07/2009	731	
Solnova 3	50.00	0.26	113,520			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/07/2007	1/07/2009	731	
Solnova 4	50.00	0.26	113,520			Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/07/2008	1/07/2009	365	
Stillwater GeoSolar Hybrid Plant	2.00	0.17	3,000			Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	En operación	1/04/2014	1/03/2015	334	
Sundrop CSP Project	1.50	0.13	1,700			Torre central	Australia	En operación	12/10/2015	6/10/2016	360	

SUPCON Delingha 10 MW Tower	10.00			2.0	Sales fundidas	Torre central	China	En operación	28/11/2010	10/07/2013	955	
SUPCON Delingha 50 MW Tower	50.00	0.33	146,000	7.0	Sales fundidas	Torre central	China	En operación		20/12/2018		USD 154'950,000
Termesol 50 (Valle 2)	49.90	0.40	175,000	7.5	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/05/2009	1/12/2011	944	USD 296'930,000
Termosol 1	50.00	0.41	180,000	9.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/03/2011	1/03/2013	731	
Termosol 2	50.00	0.41	180,000	9.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	España	En operación	1/03/2011	1/03/2013	731	
Thai Solar Energy 1 (TSE1)	5.00	0.18	8,000			Concentrador cilindro-parabólico	Tailandia	En operación		25/01/2012		
Xina Solar One	100.00			5.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	Sudáfrica	En operación	1/12/2014	18/05/2018	1264	USD 880'000,000
Abhijeet Solar Power	50.00					Concentrador cilindro-parabólico	India	En construcción		1/07/2015		
Agua Prieta	12.00	0.32	34,000			Concentrador cilindro-parabólico	México	En operación	1/11/2011	1/07/2014	973	
Atacama-1	110.00			17.5	Sales fundidas	Torre central	Chile	En operación	14/05/2014	1/06/2018	1479	
Dacheng Dunhuan 50MW Molten Salt Fresnel Project	50.00			13.0	Sales fundidas	Colectores lineales Fresnel	China	En construcción				
Dadri ISCC Plant	14.00	0.11	14,000			Colectores lineales Fresnel	India	En operación	4/11/2016	1/09/2017	301	
DEWA CSP Tower Project	100.00			15.0	Sales fundidas	Torre central	Emiratos Árabes Unidos	En construcción	21/12/2018	21/11/2021	1066	
DEWA CSP Trough Project	600.00			15.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	Emiratos Árabes Unidos	En construcción	21/12/2018	21/08/2021	974	
Diwakar	100.00			4.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	India	En operación		1/03/2013		
Gansu Akesai 50ME Molten Salt Trough Project	50.00			15.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	China	En construcción				
Golmud	200.00	0.64	1,120,000	15.0	Sales fundidas	Torre central	China	En operación	20/07/2015	1/07/2018	1077	USD 766'294,436
Gujarat Solar One	25.00	0.59	130,000	9.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	India	En operación		1/07/2014		
Hami 50 MW CSP Project	50.00			8.0	Sales fundidas	Torre central	China	En construcción				
IRESN 1 MW, CSP-ORC Pilot Project	1.00	0.19	1,700	0.3		Colectores lineales Fresnel	Marruecos	En operación	1/07/2015	1/09/2016	428	USD 6'125,730
ISCC Duba 1	43.00					Concentrador cilindro-parabólico	Arabia Saudita	En operación	1/07/2016	1/07/2017	365	

KVK Energy Solar Project	100.00			4.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	India	En operación		1/03/2013		
Rayspower Yumen 50MW Thermal Oil Trough Project	50.00			7.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	China	En construcción	26/11/2016			
Urat Middle Banner 100MW Thermal Oil Parabolic Trough Project	100.00			4.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	China	En operación	28/04/2017	1/07/2018	429	
Waad Al Shamal ISCC Plant	50.00					Concentrador cilindro-parabólico	Arabia Saudita	En operación		1/07/2018		
Yumen 50MW Molten Salt Tower CSP Project	50.00			6.0	Sales fundidas	Torre central	China	En construcción				
Aurora Solar Energy Project	150.00	0.38	500,000	8.0	Sales fundidas	Torre central	Australia	En desarrollo	1/07/2018	1/07/2020	731	USD 504'354,500
Chabei 64MW Molten Salt Parabolic Trough Project	64.00			16.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	China	En desarrollo				
Copiapó	260.00	0.79	1,800,000	14.0	Sales fundidas	Torre central	Chile	En operación		1/07/2019		
Golden Tower 100MW Molten Salt Project	100.00			8.0	Sales fundidas	Torre central	China	En desarrollo				
Gulang 100MW Thermal Oil Parabolic Trough Project	100.00			7.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	China	En desarrollo				
Likana Solar Energy Project	390.00	0.82	2,800,000	13.0	Sales fundidas	Torre central	Chile	En desarrollo	1/07/2018	1/07/2021	1096	
MINOS	52.00			5.0	Sales fundidas	Torre central	Grecia	En desarrollo		1/07/2020		
Redstone Solar Thermal Power Plant	100.00	0.55	480,000	12.0	Sales fundidas	Torre central	Sudáfrica	En operación	1/07/2015	1/07/2018	1096	
Shangyi 50MW DSG Tower CSP Project	50.00			4.0	Sales fundidas	Torre central	China	En desarrollo				
Tamarugal Solar Energy Project	450.00	0.66	2,600,000	13.0	Sales fundidas	Torre central	Chile	En desarrollo	1/07/2018	1/07/2021	1096	
Yumen 50MW Thermal Oil Trough CSP Project	50.00			7.0	Sales fundidas	Concentrador cilindro-parabólico	China	En desarrollo				
Zhangjiakou 50MW CSG Fresnel Project	50.00			14.0	Concreto	Colectores lineales Fresnel	China	En desarrollo				
Colorado Integrated Solar Project (Cameo)	2.00					Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	No operativa		1/07/2010		USD 4'500,000
Holaniku at Keahole Point	2.00	0.23	4,030	2.0		Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	No operativa	1/07/2006	1/01/2009	915	

Huanghe Qinhai Delingha 135 MW DSG Tower CSP Project	135.00	0.53	628,448	3.7	Sales fundidas	Torre central	China	No operativa	1/07/2015	1/07/2017	731	
Kimberlina Solar Thermal Power Plant (Kimberlina)	5.00					Colectores lineales Fresnel	Estados Unidos	No operativa	1/03/2008	1/10/2008	214	
Lake Cargelligo	3.00					Torre central	Australia	No operativa		1/05/2011		
Liddell Power Station	3.00	0.52	13,550			Colectores lineales Fresnel	Australia	No operativa	1/07/2011	1/10/2012	458	
Maricopa Solar Project (Maricopa)	1.50					Disco parabólico	Estados Unidos	No operativa	1/09/2009	1/07/2010	303	
Saguaro Power Plant	1.00	0.23	2,000			Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	No operativa	1/06/2004	1/07/2006	760	USD 6'000,000
Sierra Sun Tower (Sierra)	5.00					Torre central	Estados Unidos	No operativa	1/07/2008	1/07/2009	365	
Solar Electric Generating Station I (SEGS I)	13.80			3.0		Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	No operativa				
Solar Electric Generating Station II (SEGS II)	30.00					Concentrador cilindro-parabólico	Estados Unidos	No operativa		1/07/1985		
Tooele Army Depot	1.50					Disco parabólico	Estados Unidos	No operativa	17/08/2012	1/07/2013	318	
Urat 50MW Fresnek CSP Project	50.00			6.0	Sales fundidas	Colectores lineales Fresnel	China	No operativa				
Yumen 100MW Molten Salt Tower CSP Project	100.00			10.0	Sales fundidas	Torre central	China	No operativa				
Zhanbeu 50MW DSG Fresnel CSP Project	50.00			14.0	Concreto	Colectores lineales Fresnel	China	No operativa				

Fuente: SolarPACES [52], Elaboración propia