

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

ESCUELA DE POSGRADO

**UNIDAD DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**



**“GESTIÓN ÓPTIMA DE LOS MECANISMOS DE MERCADO PARA
MEJORAR LA COMPETENCIA DE LAS EMPRESAS DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ - 2019”**

TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN INGENIERÍA
ELÉCTRICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA
ELÉCTRICA

AUTORES: BACH. JIMMY FRANK ANDY BENITES ESPINOZA

BACH. CHRISTOPHER ADRIAN ARROYO RAMIREZ

Callao, 2019

PERÚ

HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO

MIEMBROS DEL JURADO

| | | |
|------------|---|-------------------|
| Dr. | : Ing. MARCELO NEMESIO DAMAS NIÑO | PRESIDENTE |
| Dr. | : Ing. CÉSAR AUGUSTO SANTOS MEJÍA | SECRETARIO |
| Mg. | : Ing. JORGE ELÍAS MOSCOSO SÁNCHEZ | MIEMBRO |
| Mg. | : Ing. CARLOS ALBERTO HUAYLLASCO MONTALVA | MIEMBRO |
| Dr. | : FERNANDO JOSÉ OYANGUREN RAMIREZ | ASESOR |

Nº DE LIBRO : 01

FOLIO : 106

FECHA DE APROBACIÓN : 17 DE JULIO DE 2021

RESOLUCIÓN DIRECTORAL : N° 031-2021-DUPFIEE

DEDICATORIA

A mi madre Carmen, quien es mi ejemplo de vida a nivel profesional y personal, porque me motiva a ser mejor cada día.

AGRADECIMIENTO

A nuestros padres, por su sacrificio y dedicación a nuestra educación y formación como profesionales, porque somos lo que somos por ellos y para ellos.

Al Dr. Fernando Oyanguren, por sus enseñanzas y consejos en las aulas y durante la realización de esta investigación.

ÍNDICE

| | |
|--|-----|
| INTRODUCCIÓN..... | 6 |
| I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 8 |
| 1.1 Descripción de la realidad problemática..... | 8 |
| 1.2 Formulación del problema..... | 9 |
| 1.2.1.- Problema general..... | 9 |
| 1.2.2.- Problemas específicos..... | 9 |
| 1.3 Objetivos..... | 10 |
| 1.3.1. Objetivo general:..... | 10 |
| 1.3.2. Objetivos específicos:..... | 10 |
| 1.4 Limitantes de la investigación..... | 10 |
| II. MARCO TEÓRICO..... | 11 |
| 2.1 Antecedentes..... | 11 |
| 2.2 Bases teóricas..... | 14 |
| 2.3 Marco conceptual..... | 15 |
| 2.4 Definición de términos básicos..... | 93 |
| III. HIPÓTESIS Y VARIABLES..... | 97 |
| 3.1 Hipótesis..... | 97 |
| 3.2 Definición conceptual de variables..... | 97 |
| 3.2.1 Operacionalización de variables..... | 98 |
| IV. DISEÑO METODOLÓGICO..... | 100 |
| 4.1 Tipo y diseño de investigación..... | 100 |
| 4.2 Método de investigación..... | 100 |
| 4.3 Población y muestra..... | 100 |
| 4.4 Lugar de estudio..... | 102 |
| 4.5 Técnicas e instrumentos para la recolección de la información..... | 102 |
| 4.6 Análisis y procesamiento de datos..... | 102 |
| V. RESULTADOS..... | 103 |
| 5.1 Resultados descriptivos..... | 105 |
| 5.2 Resultados inferenciales..... | 107 |
| 5.3 Otros resultados..... | 108 |

| | | |
|-------|--|-----|
| VI. | DISCUSIÓN DE RESULTADOS..... | 109 |
| 6.1 | Contrastación y demostración de la hipótesis | 109 |
| 6.2 | Contrastación de los resultados..... | 110 |
| 6.3 | Responsabilidad ética..... | 111 |
| VII. | CONCLUSIONES..... | 113 |
| VIII. | RECOMENDACIONES..... | 114 |
| IX. | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 115 |
| | ANEXOS..... | 117 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla N°1. Participación en la producción de energía eléctrica 2018 (GWh)..... | 26 |
| Tabla N°2. Índice de Herfindahl y Hirschman | 37 |
| Tabla N°3. Venta de energía por grupos económicos – 2018 | 39 |
| Tabla N°4. Venta de energía por grupos económicos – 2018 | 40 |
| Tabla N°5. Etapas de un proceso de licitación. | 33 |
| Tabla N°6. Competitividad mercado SING | 58 |
| Tabla N°7. Competitividad mercado SIC | 59 |
| Tabla N°8. Participación en potencia efectiva 2018 | 62 |
| Tabla N°9. Agentes del mercado 2016 | 72 |
| Tabla N°10. Evolución del HHI..... | 92 |
| Tabla N°11. Operacionalización de las variables..... | 99 |
| Tabla N°12. Lista de empresas generadoras de electricidad..... | 101 |
| Tabla N°13. Estructuras de mercado | 103 |
| Tabla N°14. Mecanismos de mercado..... | 103 |
| Tabla N°16. Número de participantes | 104 |
| Tabla N°17. Mecanismos de mercado (continuación)..... | 104 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura N°1. Organización del Sector Eléctrico. | 16 |
| Figura N°2. Transacciones de una empresa distribuidora..... | 19 |
| Figura N°3. Transacciones de una empresa generadora | 19 |
| Figura N°4. Participación en la producción de energía eléctrica 2018 (GWh) | 28 |
| Figura N°5. Producción de Energía por Empresas – 2018..... | 30 |
| Figura N°6. Evolución del número de empresas Integrantes del COES 2008-2018..... | 31 |
| Figura N°7. HHI por grupo económico - 2017 | 41 |
| Figura N°8. Evolución del HHI del mercado eléctrico peruano | 41 |
| Figura N°9. Tipos de Licitación. | 34 |
| Figura N°10. Ingresos económicos de las centrales RER. | 36 |
| Figura N°11. Sistemas Eléctricos de Chile..... | 43 |
| Figura N°12. Actividades eléctricas de Chile..... | 43 |
| Figura N°13. Mercado eléctrico de Chile..... | 44 |
| Figura N°14. Marco Institucional | 44 |
| Figura N°15. Participación en el mercado de energía por tipo de tecnología | 45 |
| Figura N°16. Modelo marginalista de Chile | 46 |
| Figura N°17. Transacciones en el mercado eléctrico | 47 |
| Figura N°18. Marco normativo del sector eléctrico chileno..... | 49 |
| Figura N°19. Marco normativo del sector eléctrico chileno..... | 49 |
| Figura N°20 Mapa normativo del sector energético chileno | 50 |
| Figura N°21. Modelo marginalista de Chile | 51 |
| Figura N°22. Funcionamiento del mercado spot | 51 |
| Figura N°23. Despacho económico en el SEN Sur – septiembre 2015 | 52 |
| Figura N°24. Costo Marginal del SEN 10-10-2018..... | 52 |
| Figura N°25. Licitaciones de energía – Clientes Regulados..... | 55 |
| Figura N°26. Evolución índice HHI..... | 57 |
| Figura N°27. Generación por empresa | 58 |
| Figura N°28. Niveles de concentración en el SING a mayo de 2016..... | 59 |
| Figura N°29. Niveles de concentración en el SIC a mayo de 2016 | 59 |
| Figura N°30. Índice HHI por país | 60 |
| Figura N°31. Índice HHI vs Precio de Licitación..... | 61 |

| | |
|---|----|
| Figura N°32. Parque de generación de energía en 2018 | 63 |
| Figura N°33. Estructura del sector eléctrico | 64 |
| Figura N°34. Estructura del mercado eléctrico | 64 |
| Figura N°35. Marco Legal | 65 |
| Figura N°36. Proceso operativo | 66 |
| Figura N°37. Operación del mercado de corto plazo..... | 67 |
| Figura N°38. Asignación del precio de la bolsa de energía | 69 |
| Figura N°39. Categorías de SSCC..... | 70 |
| Figura N°40. HHI para capacidad de generación eléctrica 2008-2016 | 73 |
| Figura N°41. Evolución del precio promedio de contratos..... | 74 |
| Figura N°42. Matriz energética 2017..... | 75 |
| Figura N°43. Estructura del mercado eléctrico | 75 |
| Figura N°44. Marco regulatorio del sector eléctrico..... | 77 |
| Figura N°45. Funcionamiento del mercado spot | 78 |
| Figura N°46. Participación en el mercado de generación 2017..... | 81 |
| Figura N°47. Operación del sistema eléctrico | 82 |
| Figura N°48. Matriz energética de España - 2019..... | 83 |
| Figura N°49. Evolución de la generación por tecnologías (GWh)..... | 83 |
| Figura N°50. Estructura del sector eléctrico español..... | 84 |
| Figura N°51. Operación del mercado eléctrico..... | 86 |
| Figura N°52. Funcionamiento del mercado de corto plazo | 86 |
| Figura N°53. Funcionamiento de las subastas | 89 |
| Figura N°54. Servicios complementarios | 90 |

INTRODUCCIÓN

Luego de más de 25 años del inicio de la reforma del sector eléctrico con el nuevo marco regulatorio y del proceso de promoción de la inversión privada, se han alcanzado logros importantes tanto en el incremento de cobertura (de 56% en 1993 a 73% en el 2001), capacidad de generación (que actualmente supera en un 50% a la demanda) y disminución de pérdidas de energía en distribución (de 22% a un 10%), por lo que el proceso puede ser calificado de exitoso, considerando sobre todo la situación inicial donde existía riesgo de racionamiento de energía y un alto grado de ineficiencia.

Sin embargo, en los últimos años el marco regulatorio implementado ha mostrado ciertos límites para responder adecuadamente frente a una serie de procesos por los que atraviesa actualmente el sector. En particular, se ha iniciado una serie de preocupaciones sobre el nivel de competencia en el mercado libre, los mecanismos para el crecimiento de la oferta de transmisión, las implicancias de los procesos de integración vertical y horizontal, y el nivel de competencia en la generación de energía.

El servicio eléctrico, donde la generación representa aproximadamente un 50% de la tarifa final de un usuario residencial (Tamayo, Salvador, Vásquez y Vilches, 2016) es un bien básico por lo que cualquier distorsión afecta a toda la población. En el caso de muchas industrias intensivas en el uso de energía, donde este representa una proporción importante de sus costos, señales alteradas en los precios pueden reducir la competitividad y la inversión, con el consiguiente impacto macroeconómico. En este contexto, es imprescindible buscar mecanismos que fomenten la eficiencia y a la vez den los incentivos adecuados para una reducción de costos.

Por ello, se han tomado algunas medidas que buscan solucionar estos problemas, como la fijación por parte de Osinergmin del peaje de acceso a las líneas de transmisión secundaria e instalaciones de distribución, a fin de fomentar un mayor acceso de las generadoras al mercado libre, la modificación de algunos mecanismos de remuneración de la potencia de las centrales generadoras, y otros.

Sin embargo, no se ha evaluado la posibilidad de modificar el marco donde compiten las generadoras, analizando la conveniencia de establecer o modificar mecanismos de competencia directa como las subastas en el mercado “spot”. El presente documento pretende iniciar la discusión de este tema en el país.

Para ello, se desarrolla un modelo simple de teoría de juegos que permita identificar comportamientos estratégicos según las características tecnológicas y económicas del mercado eléctrico, complementándose con una revisión de las experiencias internacionales que han emprendido esta reforma.

El documento se inicia con una primera parte introductoria dedicada a describir la estructura del mercado eléctrico peruano y los bienes transados en él, las características de la oferta y demanda y los criterios utilizados para la fijación de tarifas. La segunda parte discute brevemente los marcos institucionales donde se desarrolla la actividad de generación de energía y la competencia entre las empresas de generación eléctrica del Perú. La tercera parte describe las características de algunos mercados eléctricos extranjeros y su experiencia en la regulación de la libre competencia de la actividad de generación de energía.

Por último, se realiza una comparación entre las experiencias internacionales y el caso peruano para presentar resultados y conclusiones que confirman si se tienen o se requieren medidas orientadas a reducir comportamientos no competitivos en el sistema eléctrico peruano.

I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Descripción de la realidad problemática

Al 2019, el mercado de generación de energía eléctrica está conformado por 58 empresas generadoras de energía eléctrica, las cuales compiten constantemente para producir energía y satisfacer la demanda de los usuarios. Este mercado es regulado a través de diversas leyes, normas, procedimientos técnicos y mecanismos de control.

La incorporación de un conjunto de mecanismos de control y regulación en el mercado eléctrico peruano, así como el ingreso de nuevas formas de generación de energía como las centrales fotovoltaicas, eólicas y de biomasa han generado en el mercado eléctrico, específicamente en el sector generación, un impacto que ha venido afectando desde el usuario final hasta el propio “Agente generador”, es decir las empresas de generación.

Es por eso, que gestionar adecuadamente estos mecanismos es crucial para garantizar la libre y justa competencia entre los agentes generadores. De este modo, al competir adecuadamente se obtendrá el precio de la energía justo que se reflejará en el usuario final como una tarifa adecuada por el suministro de energía eléctrica.

En esta tesis nos abocaremos justamente en reconocer todos estos mecanismos del mercado de energía eléctrica, de manera que tras su reconocimiento elaboraremos un nuevo enfoque para gestionarlos de manera óptima a fin de mejorar significativamente la competencia de las empresas de generación eléctrica en el Perú. Adicionalmente, se propondrá la implementación de nuevos mecanismos de mercado y metodologías innovadoras de gestión que generen un impacto positivo en la competencia de las empresas generadoras en el mercado peruano de generación de energía eléctrica.

1.2 Formulación del problema

1.2.1.- Problema general

Los mecanismos de mercado utilizados determinan el accionar y el impacto, positivo o negativo, de la óptima competencia en los diferentes mercados, sin embargo, la propuesta de la presente investigación es la incorporación de nuevas formas de gestión y, si el caso lo requiere, de la introducción de nuevos mecanismos para determinar para mejorar significativamente la competencia de mercado más específicamente en el mercado de generación. Todo ello nos permite plantear la siguiente interrogante:

¿De qué manera podemos gestionar óptimamente los mecanismos de mercado para mejorar la competencia de las empresas de generación eléctrica en el mercado peruano?

1.2.2.- Problemas específicos

Quedan adicionalmente determinadas las siguientes interrogantes:

P1: ¿De qué manera los mecanismos de mercado influyen en la competencia del mercado peruano de generación?

P2: ¿Qué mecanismos de mercado debemos optimizar para mejorar la competencia entre Generadores del mercado eléctrico peruano?

P3: ¿Qué mecanismos de mercado podemos implementar para mejorar la competencia en el mercado eléctrico peruano?

1.3 Objetivos

1.3.1. Objetivo general:

OG: Determinar la manera en que podemos gestionar óptimamente los mecanismos de mercado para mejorar la competencia en el mercado peruano de generación eléctrica.

1.3.2. Objetivos específicos:

O1: Analizar y evaluar la influencia que tienen los mecanismos de mercado en la competencia del mercado peruano de generación.

O2: Determinar los mecanismos de mercado que debemos optimizar de forma que mejoremos la competencia en el mercado peruano de generación eléctrica.

O3: Implementar nuevos mecanismos de mercado para mejorar la competencia de la generación eléctrica en el mercado peruano.

1.4 Limitantes de la investigación

Teóricas:

En nuestro país se cuenta con varias investigaciones sobre el mercado eléctrico peruano; sin embargo, son pocas las que se enfocan en la relación que tienen los mecanismos de mercado con la competencia en el mercado eléctrico de generación.

Por esta razón, fue imprescindible revisar literatura extranjera y tomar las experiencias en sus mercados eléctricos que se puedan aplicar a nuestro modelo de mercado.

Temporales:

La principal limitación temporal que se tuvo fue que algunos informes y material bibliográfico, los cuales fueron de mucha importancia para la presente investigación, eran publicados anualmente y muchos meses después del periodo en análisis.

Espaciales:

La investigación se enfoca en la competencia de las empresas de generación eléctrica del Perú, por tanto, es teórica y no se tiene una ubicación específica donde se aplique la investigación.

II. MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Nacionales:

- Petrecolla, Diego. Romero, Carlos. Agüero, Aileen, Pirchio, Alexis. (2010) presentaron el estudio “Análisis de monitoreo de las condiciones de competencia en el sector eléctrico del Perú. Informe Final N°0182-2009- Osinergmin”. Su objetivo fue determinar las condiciones de competencia en las actividades del Sector Eléctrico Peruano, para ello su metodología fue el análisis de comportamiento, costos de producción, políticas de precios y del cálculo de índices internacionalmente aceptados para medir la competencia de los mercados. Concluyeron que, en todos los mercados de producción y comercialización existen grupos privados con posición dominante; hay gran margen entre precios reales y precios competitivos simulados; sería muy difícil aprobar la fusión de las empresas más grandes del sector debido al alto nivel de concentración en los mercados y se recomienda incentivar la entrada de nuevas empresas. Recomendaron realizar un monitoreo anual de indicadores de participación, concentración de mercado.

- Cuadros, Antonio. López, Gerardo. (2015) presentaron el estudio “Análisis de condiciones de competencia en el Mercado de Generación Eléctrica en el Perú, periodo 2010-2014. (2015). Pontifica Universidad Católica del Perú”. Su objetivo fue realizar un análisis del mercado de generación eléctrica del Perú y sus condiciones de competencia durante el periodo del 2010 al 2014. Concluyeron que a las empresas generadoras que tienen gran cantidad de contratos de venta de energía les conviene que el costo marginal de corto plazo sea bajo; a las que tienen pocos contratos de venta de energía (como las hidráulicas) les conviene que el costo marginal de corto plazo sea lo mayor posible, pues su negocio está en la venta de energía al mercado spot; el índice HHI tiene la tendencia a ser cada vez menor, lo cual es señal de que el mercado apunta a ser desconcentrado; el mercado de generación, bajo una estructura oligopólica, muestra cada vez más condiciones de competencia efectiva, donde no es posible sostener ganancias excesivas; para la generación basada en RER solo existe competencia por el mercado, mas no en el mercado debido a que tienen prioridad en el despacho y poseen ingresos asegurados; la competencia entre las empresas de generación por conseguir más clientes por contratos bilaterales promueve que los precios libres sean cada vez más competitivos.
- Gallardo, José. Dávila, Santiago. (2003) presentaron el estudio “Concentraciones Horizontales en la Actividad de Generación Eléctrica: El Caso Peruano. Osinerg. (2003)”. Su objetivo fue analizar y discutir la propuesta de las Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía sobre el control de concentraciones en el mercado de generación eléctrica. Concluyeron que para el desarrollo de la competencia actual y futura en el sector eléctrico es relevante la existencia de un control de fusiones y adquisiciones de estructuras para el sector eléctrico; la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía propone eliminar el control de concentraciones y vigilar el desarrollo de la libre competencia únicamente a través del control ex-post de conductas; sugieren un umbral de 2500 en el HHI como criterio de evaluación de las operaciones de concentración.

- Luyo, Jaime. (2008) publicó en la revista IECOS N°5 el artículo “Crisis de las Reformas, Poder de Mercado y Mitigación en el Mercado Eléctrico Peruano”. Su objetivo fue identificar los principales factores de la crisis de las reformas y los fuertes indicios de poder de mercado. Concluyó que a nivel de la demanda, se ha reforzado la concentración con el ingreso de grandes usuarios libres y a nivel de la oferta, se mantiene la estructura oligopólica con desventaja para la empresa estatal bajo controles y restricciones burocráticas; la estructura del mercado eléctrico peruano vigente requiere reformas regulatorias que hagan viable la eficiencia económica a través de una mayor competencia entre los agentes; se recomienda estimar técnicamente el poder de mercado existente el mercado eléctrico peruano; se recomienda que la empresa Electroperú pueda tener producción termoeléctrica, lo que hará posible la competencia en el mercado eléctrico peruano; se recomienda estudiar medidas alternativas para mitigar el poder de mercado y propiciar la competencia en el mercado de generación como contratos virtuales.

Internacionales:

- Delgado, Beatriz. (2014) presentó el trabajo de investigación “Análisis de la competencia en el mercado de generación de electricidad. (2014)”. Su objetivo fue analizar el grado de poder de mercado del Mercado Eléctrico Español durante el año 2007. Concluyó que el poder de mercado ejercido por las empresas de generación disminuye progresivamente con el ingreso de nuevos agentes de producción; el poder de mercado ejercido por las empresas de generación disminuye con las continuas modificaciones en el organismo regulador, incluyendo limitaciones en los proveedores más grandes.

- Lemus, Cristina. (2006) presentó el trabajo de investigación “El comercializador como agente de competencia en el mercado eléctrico chileno. (2006)”. Su objetivo fue evaluar cualitativa y cuantitativamente la conveniencia de introducir la comercialización competitiva de energía eléctrica en Chile. Concluyó que si el comercializador es capaz de manejar la demanda puede obtener precios mayoristas menores.

2.2 Bases teóricas

Fundamentación Ontológica

Considerando que la Ontología se basa en el “universo del ser”, la presente investigación promoverá el uso de energías renovables, diversificación de la matriz energética y mayor inversión en el subsector electricidad. De esta forma, se obtendrá menores tarifas de electricidad beneficiando a la población, a las empresas industriales y también a las empresas que invierten en la generación de energía eléctrica.

Fundamentación Metodológica

Para analizar el mercado eléctrico peruano se requiere primero explicar el comportamiento del mercado eléctrico, por tanto, es del tipo explicativa – correlacional porque además explica cómo se relacionan con la competencia de las empresas generadoras de energía eléctrica.

Fundamentación Epistemológica

La presente investigación parte del estudio de los principios y fundamentos de los mercados eléctricos, por tanto, tendrá importantes aportes en el conocimiento de ellos y la aplicación de indicadores de concentración de mercado como el HHI.

2.3 Marco conceptual

2.3.1 Organización del subsector eléctrico en el Perú

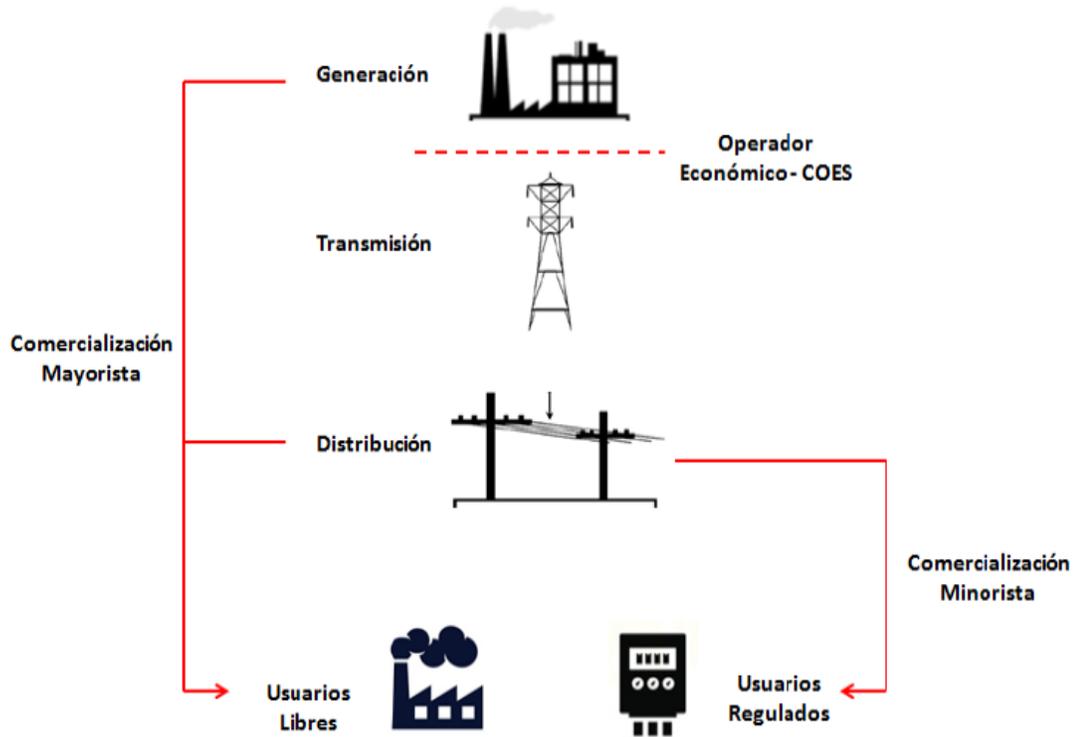
El subsector eléctrico peruano está segmentado en 3 actividades principales: generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica como se muestra en la Figura N°1.

La actividad de generación de energía eléctrica consiste en la producción de electricidad en lugares específicos para satisfacer la demanda de los usuarios que la consumen.

La actividad de transmisión de energía eléctrica está referido a la tarea de transportar grandes volúmenes de electricidad a grandes distancias, desde las fuentes de energía hasta las zonas de consumo a través de instalaciones llamadas líneas de transmisión.

La actividad de la distribución de energía eléctrica consiste en la entrega de la electricidad a los usuarios que la necesitan; es decir, transportar la energía a cortas distancias y en menos volumen que en la actividad de transmisión de energía eléctrica. Esta actividad está regulada y se da por zonas de concesión.

Figura N°1. Organización del Sector Eléctrico.



Fuente: Cuadros, Antonio. López, Gerardo. (2015)

Producción de energía eléctrica

La producción de energía eléctrica en el Perú es realizada por empresas generadoras de electricidad y se da en las diversas centrales eléctricas que operan en nuestro territorio. Estas centrales pueden ser hidroeléctricas, termoeléctricas, fotovoltaicas, eólicas, entre otras, dependiendo del recurso natural que utilizan en su proceso.

Mercado eléctrico peruano

Todo mercado está conformado por cierta cantidad de productores, vendedores (oferentes u ofertantes) y compradores (demandantes).

En el mercado eléctrico peruano, los productores vienen a ser las empresas generadoras, los vendedores vienen a ser las empresas distribuidoras e inclusive algunas empresas generadoras y los compradores vienen a ser las personas naturales, empresas industriales y mineras, etc.

Bajo este enfoque se puede definir que existe un “mercado de generación de energía eléctrica”, donde compiten las empresas generadoras para producir cierta cantidad de energía eléctrica que se requiere en ese momento. Dicho mercado es más conocido con el nombre de “Mercado de Corto Plazo o SPOT”.

Por otro lado, a fin de asegurar el suministro de energía eléctrica, las empresas generadoras y distribuidoras suscriben contratos de compra-venta de energía eléctrica (PPA) a un precio, tiempo y calidad claramente definidos. Este mercado de contratos de suministro de electricidad lo conocemos como “Mercado de comercialización de energía eléctrica”.

De otro lado, para poder mantener el sistema eléctrico con ciertos niveles de calidad (frecuencia, tensión), garantizar la confiabilidad y la seguridad del servicio eléctrico, las empresas generadoras compiten para brindar los servicios de: a) Reserva Rotante, b) Regulación de Frecuencia, c) Regulación de Tensión y d) Reserva Fría. Este mercado es conocido como el “Mercado de servicios complementarios”.

En breve, el subsector eléctrico está conformado por 3 mercados de competencia:

- Mercado de generación de energía eléctrica
- Mercado de comercialización de energía eléctrica
- Mercado de servicios complementarios

Funciones del COES

El COES es una entidad privada sin fines de lucro y con personería de derecho público. Está conformado por todos los Agentes (empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y grandes usuarios libres) del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes.

Acorde a la Ley N°28832, el COES tiene la función de coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, haciendo el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, además debe planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN (elaborar plan de transmisión) y administrar el Mercado de Corto Plazo.

En su labor de administrar el Mercado de Corto Plazo, el COES elabora procedimientos técnicos a fin de garantizar la libre competencia entre las empresas generadoras. Asimismo, el COES elabora periódicamente informes técnicos y calcula indicadores de participación y concentración de mercado.

Clientes del subsector electricidad

Los clientes o usuarios son todas aquellas empresas o personas que hacen uso del servicio eléctrico ya sea con fines industriales, domésticos, etc. De acuerdo al D.L. N°25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”, los usuarios pueden ser libres o regulados dependiendo de la potencia que consumen.

La tarifa aplicable a los usuarios por el consumo de energía eléctrica es distinta para un usuario libre que para un usuario regulado.

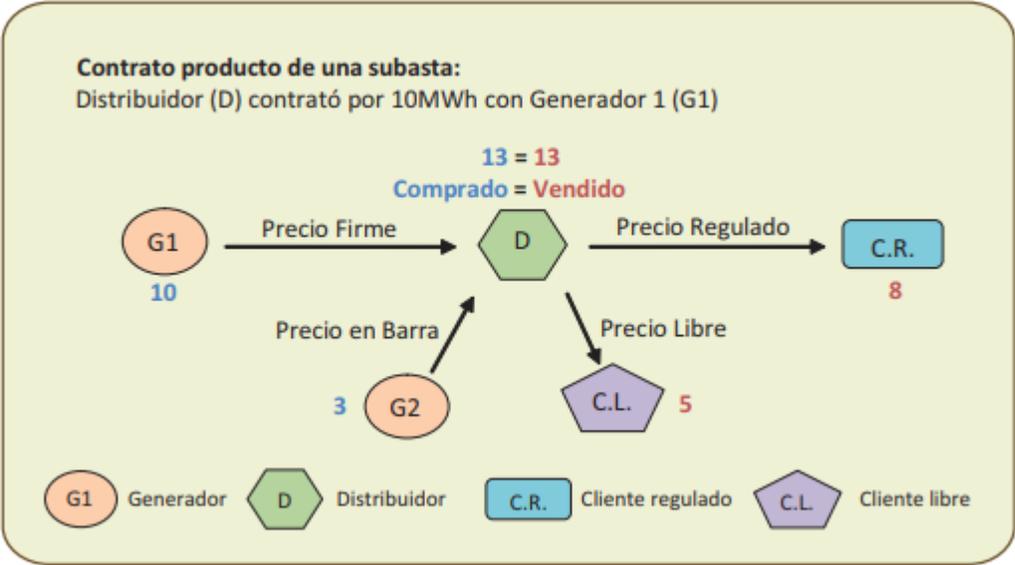
Contratos de compra y venta de electricidad

Son suscritos por empresas generadoras de energía eléctrica con usuarios libres (ver Figura N°3), empresas generadoras con empresas distribuidoras de energía eléctrica (ver Figura N°3) y por empresas distribuidoras de electricidad con usuarios libres (ver Figura N°2).

Los contratos con usuarios libres no están regulados y se dan a precio libre acordado entre el suministrador (empresa generadora o distribuidora) y el usuario libre. Estos contratos son adjudicados mediante licitaciones o subastas.

Transacciones de la empresa distribuidora:

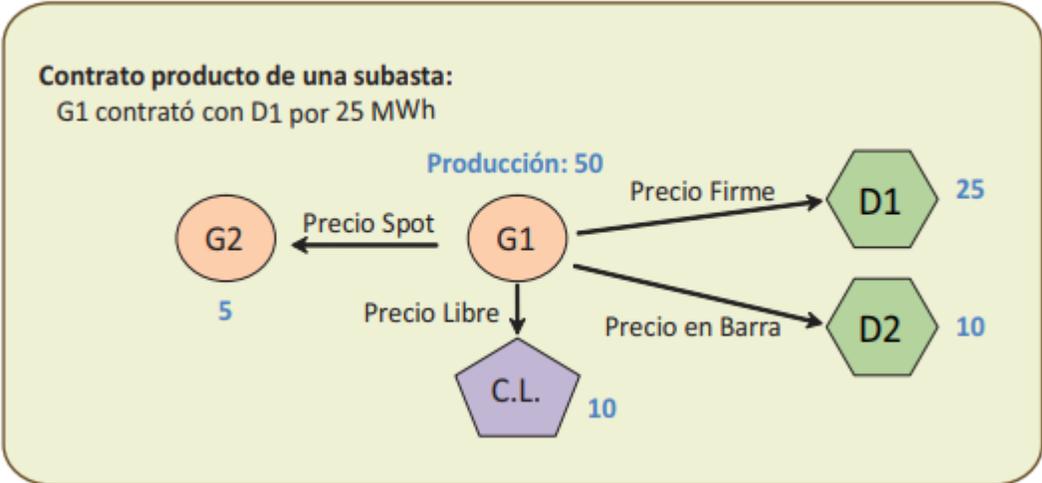
Figura N°2. Transacciones de una empresa distribuidora



Fuente: Osinergmin

Transacciones de la empresa generadora:

Figura N°3. Transacciones de una empresa generadora



Fuente: Osinergmin

2.3.2 Marco Legal y regulatorio aplicable

La reforma del sector se inició con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N°25844) en noviembre de 1992. Con la norma se modificaba la forma como estaba organizada la industria eléctrica y se establecía un nuevo marco regulatorio cuyo objetivo general era crear un sistema tarifario que fomentara la eficiencia económica. El sistema debería generar los incentivos para que las empresas invirtieran en un entorno estable y con un sistema tarifario adecuado. Ello permitiría incrementar la capacidad de generación y lograr un incremento de la cobertura del servicio eléctrico. A su vez, los usuarios deberían tener las opciones suficientes para elegir entre varias alternativas e incluso negociar directamente con los suministradores (clientes libres). Paralelamente, la reforma inició un proceso de promoción de la inversión privada a fin de aprovechar la experiencia de operadores internacionales y atraer inversiones al sector.

La ley de Concesiones Eléctricas, dentro de sus disposiciones se encuentran la creación de licitaciones para el suministro a precio firme, determinación del mercado de corto plazo, modificaciones en las funciones del COES, se modificó la legislación concerniente a la construcción de nuevas instalaciones de transmisión, se establece un mecanismo de compensación para la formación de precios para clientes regulados, se modificó el acceso de distribuidores y grandes clientes libres al mercado de corto plazo y se pone énfasis en la promoción de grandes proyectos hidroeléctricos.

Ese mismo mes, también se aprobó la creación del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y la Protección de la Propiedad Intelectual, denominado INDECOPI. Este organismo dependía del Ministerio de Energía y Mina y tenía autonomía técnica y presupuestal. Su principal función era proteger a los mercados del abuso monopólico y las prácticas restrictivas, así como también de la protección de la propiedad intelectual y cuenta con 7 comisiones para lograr estos objetivos.

En los últimos tiempos, este organismo ha sido muy criticado por tomar una posición que se acerca más a la de un regulador que a la de un Organismo de Defensa de la Competencia.

En diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía – Osinerg (Ley N°26734), como ente autónomo encargado de la fiscalización y supervisión de la normativa en materia de i) calidad, ii) conservación del medio ambiente, iii) eficiencia y iv) normas de los subsectores electricidad e hidrocarburos, así como fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas en los contratos de concesión. En la actualidad, el Osinerg es denominado Osinergmin y se encarga de regular y supervisar adicionalmente el sector de minería.

En noviembre de 1997, se promulgó la Ley Antimonopolio y Anti oligopolio del Sector Eléctrico (Ley N°26876), cuyo objetivo fue establecer un procedimiento para el control de las operaciones de concentración, ya sea de tipo vertical u horizontal, para evitar que estos actos de concentración tengan por efecto disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia a los mercados. Ya sea en fusiones, adquisiciones directas o indirectas y participaciones, deberá pedirse con anticipación autorización al INDECOPI para realizar tales operaciones.

En julio de 2006, se promulgó la Ley N°28832 “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación Eléctrica”, que tenía como objetivo mejorar el marco regulatorio anterior (Ley de Concesiones Eléctricas).

En enero de 2008, se publicó el Decreto Supremo 001-2008. Su objetivo fue establecer las condiciones técnicas y comerciales en la Operación del SEIN en el caso de interrupciones del suministro de Gas Natural a Centrales de Generación Eléctrica.

Ese mismo mes, se promulgó la Ley para asegurar el suministro de electricidad en el mercado regulado (Ley N°29179). Esta Ley tuvo como objeto establecer que las demandas de energía y potencia destinadas al Servicio Público de la Electricidad, que no cuenten con contratos de suministro de energía que las respalden, serán asumidas por los generadores acorde al procedimiento que establezca Osinergmin.

En mayo de 2008, se publicó el Decreto Legislativo N°1002 “Ley de Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de fuentes de energía renovable”. Tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER)¹ para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

En junio 2008, se publicó el Decreto Legislativo N°1041. Su objeto fue modificar una serie de Artículos de la LCE (Ley de Concesiones Eléctricas) y de su modificatoria, la Ley N°28832. Sus principales modificaciones son con respecto al plazo de los contratos derivados de un proceso de licitación.

En abril de 2009, se aprobó el “Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad”, el cual estableció los rangos de potencia máxima anual para que un Usuario sea Regulado (menor a 200 kW), Libre (mayor a 2500 kW) y los Usuarios con potencias entre 200 kW y 2500 kW pueden elegir entre ser Libres o Regulados. También estableció los requisitos y condiciones para ser Usuario Libre, así como para la compra y contratación de electricidad.

¹Según la Ley N°28832, se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz.

En marzo de 2010, mediante Resolución OSINERGMIN N°068-2010-OS /CD, se aprobó el Procedimiento N°36 “Potencia Firme Disponible y Mínima Potencia Firme Disponible para Licitaciones de Largo Plazo”. Con este procedimiento se estableció que la potencia firme disponible para participar en una licitación es igual a la sumatoria de la potencia firme de sus unidades y la contratada con terceros, menos la potencia comprometida en horas de punta por sus contratos.

En marzo de 2011, mediante Decreto Supremo N°012-2011-EM, se aprobó el “Reglamento de la Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables”. Este reglamento estableció el mecanismo de Subastas para la adjudicación de contratos de generación RER, las normas aplicables a las Concesiones Definitivas, los Ingresos por Energía y Potencia, Cargo por Prima y Pago por uso de las redes de distribución y transmisión.

En octubre de 2013, mediante Resolución OSINERGMIN N°194-2013-OS/CD (modificada por Resolución OSINERGMIN N°269-2016-OS/CD), se aprobó el Procedimiento Técnico N°21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia”. Este procedimiento obliga, sin compensación alguna, a todas las centrales eléctricas (excepto las RER eólicas, solares y mareomotrices) con potencia efectiva mayor a 10 MW a mantener un margen de reserva durante su operación a fin de mantener la frecuencia dentro de los márgenes permitidos por la NTCSE.

En marzo de 2014, mediante Resolución OSINERGMIN N°058-2014-OS/CD (modificada por Resolución OSINERGMIN N°239-2015-OS/CD) se aprobó el Procedimiento Técnico N°22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia”. Este procedimiento estableció los requisitos para brindar el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, el cual consiste en que las centrales eléctricas que lo brinden mantengan un margen de reserva asignado producto de una adjudicación y que está sujeto a compensación económica.

En julio de 2016, mediante Decreto Supremo N°026-2016-EM, se aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad. Este reglamento estableció las condiciones y obligaciones para participar en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), las condiciones de funcionamiento del MME, la metodología de Liquidaciones en el MME y la asignación de las Rentas por Congestión.

En agosto de 2017, mediante Resolución OSINERGMIN N°179-2017-OS/CD (modificado por la Resolución OSINERGMIN N°091-2019-OS/CD) se aprobó el Procedimiento Técnico N°07 “Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo”. Este procedimiento define la metodología de cálculo de los Costos Marginales que son utilizados en la valorización mensual de las transferencias de energía y compensaciones del mercado de Corto Plazo. Además, considera un conjunto de aplicativos para dicho cálculo: i) estimador de estado, ii) preprocesador de CMg, iii) flujo de carga óptimo y iv) aplicativo que desagrega los CMg. También desagrega al CMg en dos componentes: Costos Marginales de Energía y Costos Marginales de Congestión.

En octubre de 2017, mediante la Resolución Osinergmin N°209-2017-OS/CD, se aprobó la Norma “Procedimiento de Monitoreo del Mercado Mayorista de Electricidad”, mediante la cual se estableció el Índice de Herfindahl - Hirschman (HHI) como el indicador de medición de concentración de mercado en el Mercado Mayorista de Electricidad en el Perú.

En octubre de 2017, mediante la Resolución OSINERGMIN N°181-2017-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico N°02 (PR-02) “Condiciones de Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad”. Este procedimiento estableció las condiciones y requisitos para que un Integrante participe en el Mercado Mayorista de Electricidad, así como el procedimiento para registrarse y las obligaciones que deben cumplir. Además, estableció que las empresas generadoras automáticamente forman parte del MME a través de la inyección de sus grupos generadores.

En setiembre de 2017, mediante Resolución OSINERGMIN N°187-2017-OS/CD (modificada por Resolución OSINERGMIN N°090-2019-OS/CD), se aprobó el Procedimiento Técnico N°10 “Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas”. Este procedimiento determina la metodología para el cálculo de la liquidación mensual entre los Participantes del MME.

En setiembre de 2017, mediante Resolución N°200-2017-OS/CD, se aprobó el Procedimiento Técnico N°30 “Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión. Los criterios establecen que la Valorización de la Transferencia por Potencia de un participante es igual a la diferencia entre sus Ingresos por Potencia y su Pago por Capacidad.

En agosto de 2019, mediante Resolución OSINERGMIN N°144-2019-OS/CD, se aprobó la modificación del Procedimiento Técnico N°26 “Cálculo de la Potencia Firme”. Este documento estableció la metodología para calcular la potencia firme de las unidades de generación térmica (en función de su potencia efectiva y factor de indisponibilidad fortuita), generación hidráulica (en función de su potencia garantizada y su factor de presencia), de cogeneración (en función de su potencia efectiva, potencia media y factor de indisponibilidad fortuita) y de generación RER (en función de la energía producida en horas de punta).

2.3.3 Competencia en el mercado eléctrico

Las empresas generadoras participan en el mercado eléctrico mediante su potencia instalada (capacidad de generar energía) y su energía generada según despacho económico (ver Tabla N°1 y Figura N°4). La capacidad instalada se define como inversión a consecuencia de las subastas y suscripción de contratos de suministro de energía eléctrica.

Tabla N°1. Participación en la producción de energía eléctrica 2018 (GWh)

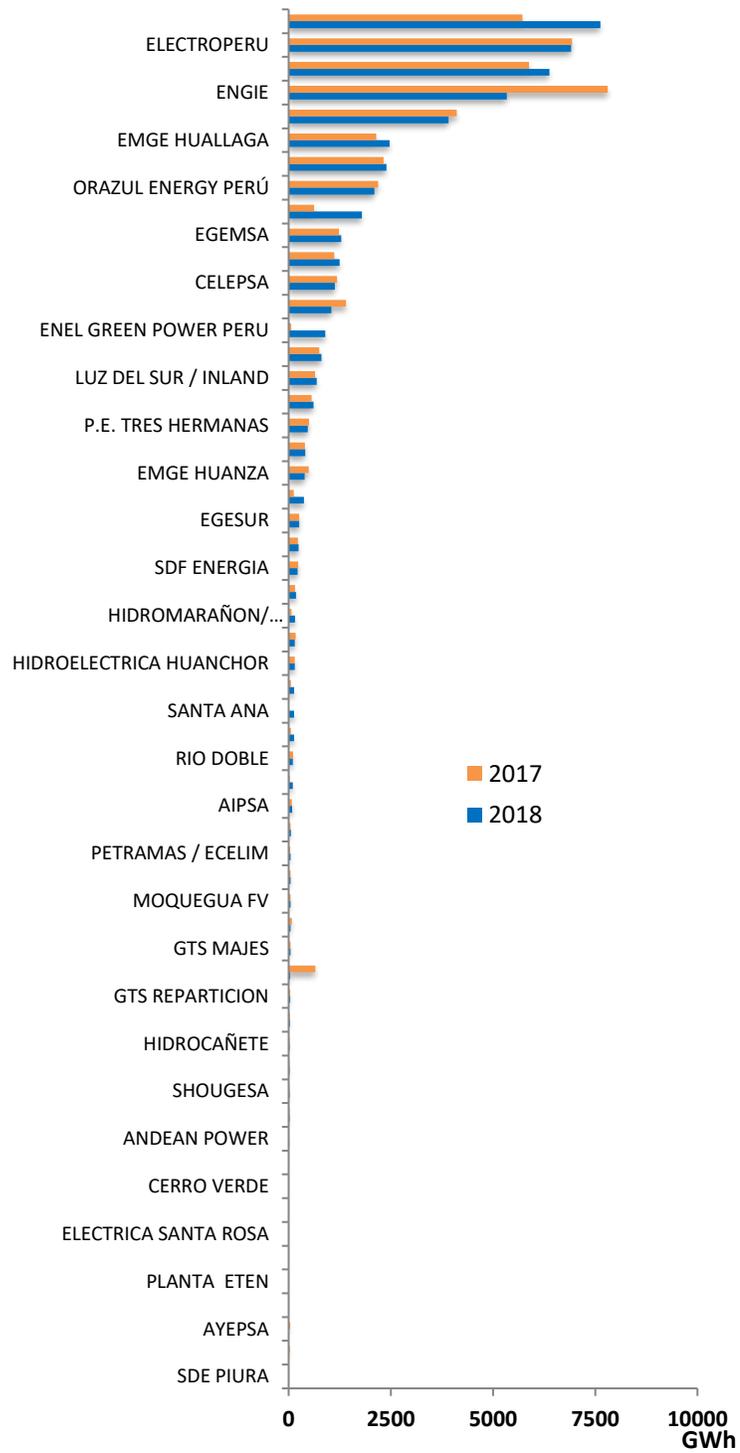
| Por Empresas Integrantes | Acumulado Anual | | |
|-------------------------------------|-----------------|----------|-----------------|
| | 2018 | 2017 | Var (%) |
| KALLPA / CERRO DEL ÁGUILA | 7 627,21 | 5,717,64 | 33,40% |
| ELECTROPERU | 6 909,73 | 6,931,98 | -0,32% |
| ENEL GENERACION PERU | 6 382,76 | 5,877,82 | 8,59% |
| ENGIE | 5 333,66 | 7,807,09 | -31,68% |
| FENIX POWER | 3 913,53 | 4,112,78 | -4,84% |
| EMGE HUALLAGA | 2 467,92 | 2,142,46 | 15,19% |
| STATKRAFT | 2 391,53 | 2,323,34 | 2,94% |
| ORAZUL ENERGY PERÚ | 2 098,70 | 2,185,64 | -3,98% |
| TERMOCHILCA | 1 791,70 | 621,21 | 188,42% |
| EGEMSA | 1 285,44 | 1,229,82 | 4,52% |
| CHINANGO | 1 248,28 | 1,112,31 | 12,22% |
| CELEPSA | 1 126,37 | 1,183,71 | -4,84% |
| EGASA | 1 041,58 | 1,405,12 | -25,87% |
| ENEL GREEN POWER PERU | 896,19 | 61,40 | 1359,52% |
| SAN GABAN | 804,32 | 745,55 | 7,88% |
| LUZ DEL SUR / INLAND | 684,43 | 650,07 | 5,28% |
| ENEL GENERACION PIURA | 608,20 | 558,39 | 8,92% |
| P.E. TRES HERMANAS | 465,69 | 499,57 | -6,78% |
| ENERGÍA EÓLICA | 407,59 | 397,05 | 2,65% |
| EMGE HUANZA | 392,63 | 489,29 | -19,76% |
| TERMOSELVA | 370,75 | 126,19 | 193,80% |
| EGESUR | 259,17 | 259,42 | -0,10% |
| EMGE JUNÍN | 239,88 | 226,16 | 6,07% |
| SDF ENERGIA | 216,98 | 234,17 | -7,34% |
| SANTA CRUZ | 176,89 | 157,77 | 12,12% |
| HIDROMARAÑON/ CELEPSA RENOVABLES | 152,66 | 70,73 | 115,85% |
| P.E. MARCONA | 148,38 | 168,61 | -12,00% |
| HIDROELECTRICA HUANCHOR | 145,61 | 146,94 | -0,91% |
| HUAURA POWER | 135,75 | 50,86 | 166,91% |
| SANTA ANA | 133,76 | | |

Tabla N°1. Participación en la producción de energía eléctrica 2018 (GWh)
(Continuación)

| Por Empresas Integrantes | Acumulado Anual | | |
|----------------------------------|------------------|------------------|-----------------|
| | 2018 | 2017 | Var (%) |
| HUAURA POWER | 135,75 | 50,86 | 166,91% |
| SANTA ANA | 133,76 | | |
| GEPSA | 133,18 | 52,13 | 155,50% |
| RIO DOBLE | 103,64 | 108,34 | -4,34% |
| AGUA AZUL | 98,08 | 33,73 | 190,81% |
| AIPSA | 89,58 | 81,52 | 9,88% |
| PANAMERICANA SOLAR | 51,97 | 50,13 | 3,66% |
| PETRAMAS / ECELIM | 50,60 | 41,94 | 20,65% |
| TACNA SOLAR | 48,25 | 45,82 | 5,29% |
| MOQUEGUA FV | 47,72 | 46,47 | 2,70% |
| SINERSA | 46,34 | 77,08 | -39,88% |
| GTS MAJES | 44,48 | 44,04 | 1,00% |
| SAMAY I | 42,21 | 656,93 | -93,58% |
| GTS REPARTICION | 41,29 | 40,30 | 2,46% |
| EGECSAC | 32,55 | 28,20 | 15,40% |
| HIDROCAÑETE | 25,17 | 25,40 | -0,91% |
| ELECTRICA YANAPAMPA | 25,13 | 23,07 | 8,94% |
| SHOUGESA | 24,79 | 19,66 | 26,10% |
| MAJA ENERGIA | 22,01 | 24,10 | -8,67% |
| ANDEAN POWER | 13,47 | | |
| IYEPSA | 5,67 | 3,06 | 85,38% |
| CERRO VERDE | 4,62 | 3,35 | 37,71% |
| AGROAURORA | 4,23 | 0,17 | 2430,26% |
| ELECTRICA SANTA ROSA | 2,42 | 2,45 | -1,03% |
| HYDRO PATAPO | 1,33 | | |
| PLANTA ETEN | 0,74 | 6,91 | -89,30% |
| ELECTRO ZAÑA | 0,01 | | |
| AYEPSA | | 41,10 | -100,00% |
| RIO BAÑOS | | 34,55 | -100,00% |
| SDE PIURA | | 9,70 | -100,00% |
| Producción Total del SEIN | 50 816,79 | 48 993,25 | 3,72% |

Fuente: COES

Figura N°4. Participación en la producción de energía eléctrica 2018 (GWh)



Fuente: COES

a. Participación de las empresas generadoras en el mercado de generación:

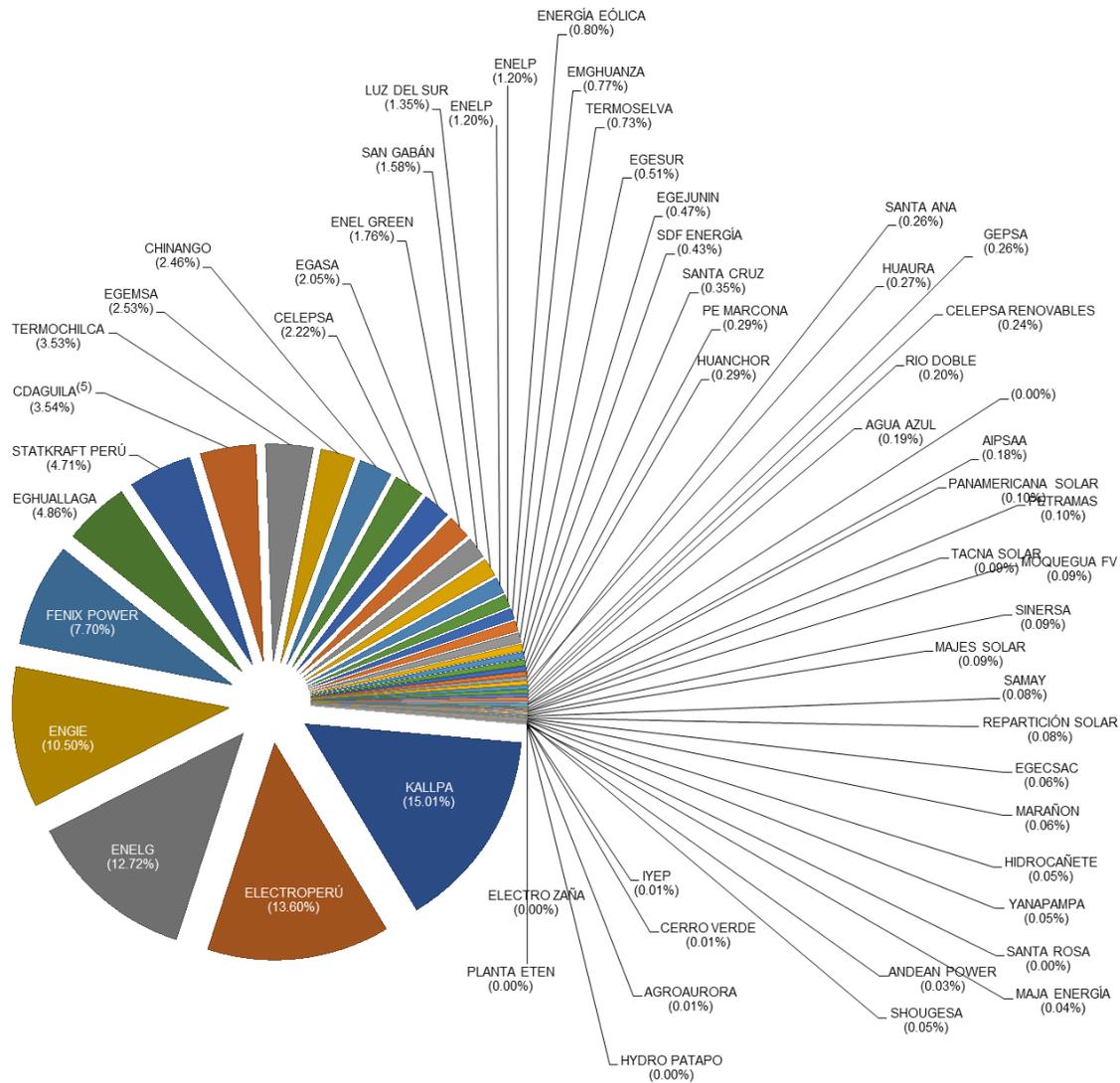
Las empresas generadoras de energía eléctrica participan en el mercado spot mediante la energía suministrada por sus centrales eléctricas, la cual está sujeta a variación en tiempo real según lo dispone el COES.

Los criterios principales que considera el COES para determinar qué central debe generar determinada energía que se requiere en ese instante son: menores costos variables (\$/MWh), mínimo técnico (MW), capacidad máxima (MW), etc.

Por esta razón, es de suma importancia para estas empresas disminuir sus costos de producción (ser más eficientes) e incrementar su capacidad de generación (potencia efectiva), de esta forma tendrán mayor posibilidad de ser llamadas a despachar con mayor potencia y durante mayor tiempo.

En la figura N°5 se puede notar claramente que en el 2018 las cuatro empresas más grandes sumaban más del 50% de la participación en el mercado.

Figura N°5. Producción de Energía por Empresas – 2018



Fuente: COES

b. Participación de las empresas generadoras en el mercado de comercialización:

Por un lado, las empresas generadoras compiten entre ellas para suscribir contratos de suministro de energía eléctrica con usuarios libres; es decir, empresas industriales, mineras, etc.

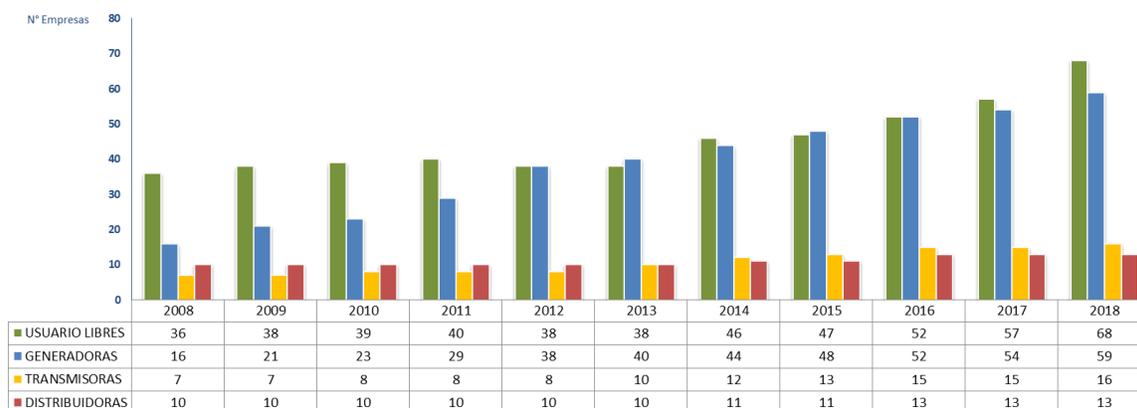
Para ello, el usuario libre comunica la cantidad de potencia que requiere, posteriormente las empresas generadoras realizan sus ofertas (cantidad de energía y precio) y el usuario libre decide con qué empresa generadora va a suscribir el contrato y los detalles de potencia contratada, calidad del servicio, etc.

Por otro lado, las empresas generadoras compiten también entre ellas para suscribir contratos de suministro de energía eléctrica con empresas distribuidoras de energía eléctrica (tales como Hidrandina, Enel Distribución, SEAL, Distriluz, Luz del Sur, etc). Estos contratos son suscritos como producto de licitaciones dirigidas y supervisadas por Osinergmin.

Por último, las empresas generadoras también compiten con empresas distribuidoras de electricidad para suscribir contratos de suministro con usuarios libres, pues las empresas distribuidoras participan en el mercado eléctrico peruano como compradores y vendedores de energía eléctrica.

En la figura N°6 se presenta la evolución histórica del número de empresas Integrantes. Además, se puede observar que la cantidad de agentes generadores se ha incrementado anualmente en los diez años evaluados.

Figura N°6. Evolución del número de empresas Integrantes del COES 2008-2018



Fuente: COES

2.3.4 Mecanismos para la competencia en el mercado

Los mecanismos de mercado comprenden las condiciones y metodologías que se aplican para supervisar y regular el mercado eléctrico peruano, estos mecanismos buscan establecer los criterios de cálculo e incentivos que promuevan la libre competencia e igualdad de condiciones para esta. Existen mecanismos de mercado aplicables a la determinación de precios, adjudicación de contratos, etc.

En el mercado eléctrico regulado tenemos los “precios firmes” y “precios en barra” como mecanismos de formación de precios de la electricidad. De otro lado, el mecanismo de “Subastas” viene siendo utilizado para la adjudicación de contratos de suministro de energía eléctrica a precios firmes para mediano y largo plazo.

a) Mecanismo de Precios

En el mercado de corto plazo, el precio de la energía generada es calculado cada treinta minutos por el COES y se da en cada instante bajo el criterio marginalista. Es decir, el precio es determinado por el costo variable de la última máquina (generador) en inyectar energía al SEIN por despacho económico y se denomina costo marginal.

De otro lado, el Osinergmin se encarga de fijar precios máximos para las subastas de energía. Adicionalmente, para el cálculo de la tarifa a ser aplicada al usuario final, el Osinergmin calcula el “Precio a nivel Generación” que resulta del promedio de los precios de los contratos sin licitación y los precios de contratos con licitación.

b) Licitaciones de Energía

Son procesos que buscan establecer los precios de energía y potencia para garantizar el suministro de eléctrico en el corto y largo plazo, consisten en concursos públicos donde las empresas generadoras compiten con el fin de suscribir contratos con empresas distribuidoras.

Estos procesos se realizan en el marco de la Ley N°28832 “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, de sus procedimientos y sus reglamentos.

Una Licitación es convocada por la empresa distribuidora interesada en cubrir cierta demanda, debe realizarla con 3 años de anticipación e incorporar a cualquier otra empresa distribuidora que desee participar del proceso. Las bases, modelos de contrato y condiciones del proceso son aprobadas por Osinergmin (ver Tabla N°2). De otro lado, los Usuarios Libres también pueden convocar Subastas para cubrir su demanda futura según lo establece la Ley N°28832 (ver Figura N°9).

Tabla N°2. Etapas de un proceso de licitación.

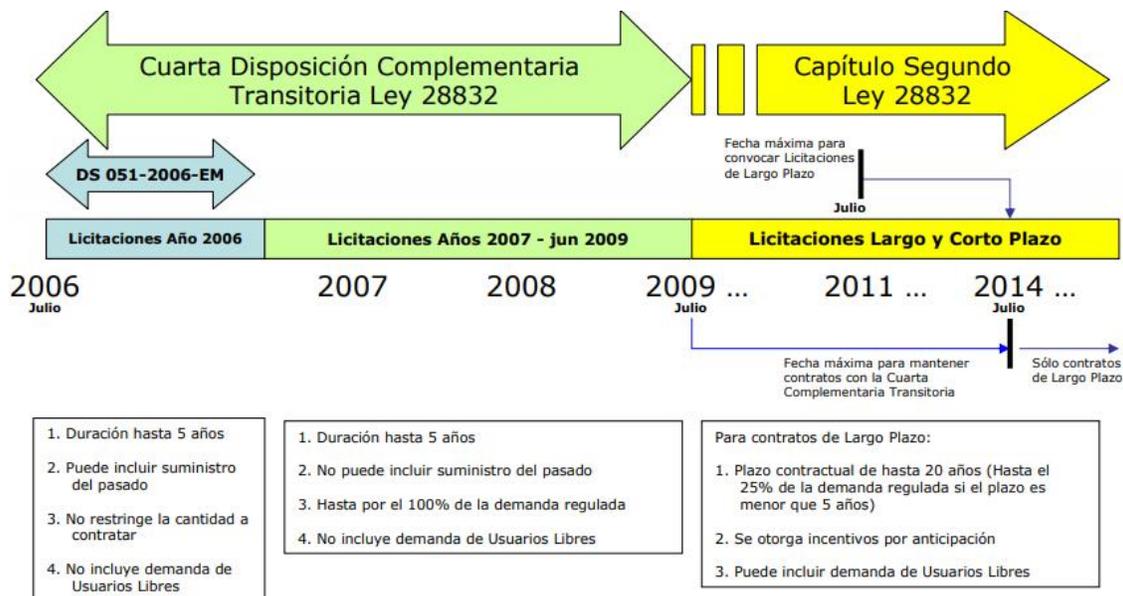
| PROGRAMA DEL PROCESO DE LICITACIÓN | | | |
|------------------------------------|---|-----------------------|--|
| Etapa | Actividad | Responsable | Plazo Máximo |
| 1 | Convocatoria a Licitación | Conductor del Proceso | Dentro de diez (10) Días de publicada la resolución que aprueba las bases de la Licitación |
| 2 | Venta de las Bases | Conductor del Proceso | Desde el Día siguiente de efectuada la etapa 1 y hasta el Día previo a la etapa 6 |
| 3 | Subgerencia y Consultas a las Bases | Adquirientes de Bases | Dentro de los veinte (20) Días de efectuada la etapa 1 |
| 4 | Presentación a Osinergmin de análisis de Sugerencias y Consultas, Propuesta de Bases Integradas y software a utilizar durante la adjudicación | Conductor del Proceso | Dentro de los veinte (20) Días luego de finalizada la etapa 3 |
| 5 | Publicación de Resolución Osinergmin que aprueba las Bases Integradas | Osinergmin | Dentro de los veinte (20) Días luego de finalizada la etapa 4 |
| 6 | Presentación de sobres de precalificación | Adquirientes de Bases | A los diez (10) Días luego de efectuada la etapa 5. La hora y lugar le será comunicada a cada Adquiriente de Bases de forma individual |
| 7 | Comunicación de precalificación | Conductor del Proceso | Dentro de los tres (3) Días luego de efectuada la etapa 6. La comunicación será a cada Postor de manera individual |
| 8 | Presentación de Garantía de seriedad de Ofertas y contratos de suministro firmados | Postor | Dentro de los diez (10) Días luego de efectuada la etapa 7 |
| 9 | Cancelación del Proceso | Conductor del Proceso | Dentro de los tres (3) Días luego de efectuada la etapa 8 |
| 10 | Presentación de Propuestas y Adjudicación de la Buena Pro | Postor | Dentro de los diez (10) Días luego de efectuada la etapa 8 |
| 11 | Publicación de los resultados de la Licitación en sitio Web del Licitante | Conductor del Proceso | Un (1) Día después de la Adjudicación de la Buena Pro. |

Tabla N°2. Etapas de un proceso de licitación. (continuación)

| PROGRAMA DEL PROCESO DE LICITACIÓN | | | |
|------------------------------------|--|----------------------------|--|
| Etapa | Actividad | Responsable | Plazo Máximo |
| 12 | Remisión de acta | Conductor del Proceso | Conforme al Artículo 16° del Reglamento. |
| 13 | Firma de Contrato de Suministro | Adjudicatarios y Licitante | Dentro de los siete (7) Días de la adjudicación de efectuada la etapa 10 |
| 14 | Remisión de copia de contratos firmados a Osinergmin | Licitante | Conforme al Artículo 17° del Reglamento. |

Fuente: Osinergmin

Figura N°9. Tipos de Licitación.



Fuente: Osinergmin

c) Mecanismo de Subastas

Acorde con el DL. N°1002 "Ley de promoción de la inversión para la generación con el uso de energías renovables", el Osinergmin subasta cada 2 años mediante concurso público una determinada cantidad de energía a ser cubierta por proyectos RER y como resultado asigna una Tarifa de Adjudicación (US\$/MWh) a cada proyecto ganador.

Para ello, esta energía a ser subastada es determinada como el producto de la demanda de energía proyectada y el porcentaje de participación RER establecido en el numeral 2.2 del artículo 2 de la Ley (% objetivo fijado por el MINEM cada 5 años).

Dicha Ley define como Recursos Energéticos Renovables no convencionales a:

- a) Solar Fotovoltaico
- b) Solar Térmico
- c) Eólico
- d) Geotérmico
- e) Biomasa
- f) Hidroeléctrico hasta 20 MW

Los proyectos RER adjudicados en una Subasta de Energía tienen los siguientes ingresos anuales por energía:

- i. Valorización a CMg por inyecciones netas de energía al SEIN, determinado como el producto entre la energía neta inyectada al SEIN y el CMg calculado por el COES.
- ii. Monto anual por concepto de Prima (solo si el concepto anterior no cubre la tarifa de adjudicación), determinado como la diferencia entre “la valorización a Tarifa de Adjudicación” de sus inyecciones netas de energía al SEIN hasta el límite adjudicado y “la valorización a CMg” de sus inyecciones netas de energía hasta el límite adjudicado, sumado a los ingresos por Potencia establecido en el Artículo 20 del “Reglamento de la Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables”.

En la siguiente figura se representa el equilibrio económico – financiero de las centrales RER:

Figura N°10. Ingresos económicos de las centrales RER.



Fuente: Osinergmin

d) Servicios complementarios

Según lo definido por la Ley N°28832, los servicios complementarios son “Servicios necesarios para asegurar el transporte de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad”.

En el mercado eléctrico peruano, se tiene servicios para el control de tensión y frecuencia. Estos servicios son:

- Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)
Es un servicio obligatorio no remunerado, brindado por todas las centrales eléctricas con potencia instalada mayor a 10 MW, con excepción de las centrales eólicas, solares y mareomotrices. Consiste en mantener un margen de reserva de potencia a subir o bajar de manera automática a través de un regulador de velocidad a fin de mantener el equilibrio entre oferta y demanda.
- Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)
Es un servicio voluntario remunerado y adjudicado mediante un concurso. Consiste en mantener un margen de reserva de potencia (cantidad adjudicada) a subir o bajar mediante el Regulador Automático de Generación, en caso de que se requiera recuperar el valor de la frecuencia luego de un evento forzado.

- **Control de Tensión**
Es un servicio obligatorio no remunerado. Es brindado por todas las centrales según lo solicite el COES y consiste en suministrar potencia reactiva inductiva o capacitiva hasta los límites de capacidad de sus equipos.
- **Arranque rápido (Reserva fría)**
Es conocido como arranque en black start. Este servicio consiste en tener grupos generadores con la capacidad de empezar a funcionar en tiempos menores a diez minutos cuando se requieran y es utilizado en casos de colapso.

2.3.5 Concentración del mercado eléctrico peruano

La concentración de mercado se refiere a cuánto poder para influir en el precio tienen las empresas que compiten en determinado mercado. Se mide mediante indicadores como el índice de Herfindahl - Hirschman (HHI), el cual permite determinar qué grupos económicos obtienen los mayores ingresos anualmente y por la venta de energía. Por consiguiente, según determinados parámetros se puede concluir si el mercado es desconcentrado, moderadamente concentrado o concentrado (ver Tabla N°2).

Tabla N°3. Índice de Herfindahl y Hirschman

| HHI | Interpretación |
|----------------|----------------------------------|
| 0 – 1 500 | Mercado Desconcentrado |
| 1 500 – 2 500 | Mercado Medianamente Concentrado |
| 2 500 – 10 000 | Mercado Altamente Concentrado |

Fuente: Horizontal Mergers Guidelines. Federal Trade Commission - Department of Justice (2010)

Para calcular el HHI o grado de concentración de un determinado mercado se realiza una sumatoria de los cuadrados de las cuotas de participación (porcentaje de participación en los ingresos por venta) de cada una de las empresas que participan en él.

$$HHI = \sum si^2$$

Donde:

HHI: Índice de Herfindahl - Hirschman

Si: Participación de mercado de la empresa i.

Otros indicadores muy usados también son: el indicador de cuota de mercado, el indicador generador pivotal y el indicador de oferta residual. No obstante, para el presente trabajo de investigación se utilizó el HHI por ser el que se viene aplicando en el mercado eléctrico peruano.

Concentración del mercado eléctrico peruano

Para calcular el HHI del mercado peruano de generación se debe considerar la energía total entregada por las empresas, los ingresos totales por la venta de dicha energía. De esta forma, se determina la cuota de mercado de cada empresa y se realiza la sumatoria de dichos valores elevados al cuadrado.

Posteriormente, según el valor del HHI dentro de la Tabla N°2 se puede determinar si el mercado es desconcentrado, moderadamente concentrado o altamente concentrado.

De acuerdo a la Tabla N°3, durante el 2018 se comercializó 26 507,57 GWh, siendo el grupo ENEL quien obtuvo mayor participación (26,02%), seguido por el Estado (20,89%) y por Engie Energía Perú (19,99%). En consecuencia, el HHI del mercado fue de 1 824,12 lo cual corresponde a un mercado moderadamente concentrado.

Tabla N°4. Venta de energía por grupos económicos – 2018

| Grupo | Empresa | GWh | Participación Individual | Participación del Grupo |
|-------------------|--|------------------|--------------------------|-------------------------|
| Estado | Electricidad del Perú - Electroperú S.A. | 4 077,90 | 15,38 | 20,88 |
| | Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S.A. - EGASA | 32,47 | 0,12 | |
| | Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. - Egemsa | 274,60 | 1,04 | |
| | Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. - San Gabán | 170,63 | 0,64 | |
| | Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. - EGESUR | 6,14 | 0,02 | |
| | Empresa Regulada de Servicio Público de Electricidad - Electro Oriente S.A. | 72,99 | 0,28 | |
| | Electro Sur Este S.A.A. | 23,40 | 0,09 | |
| | Electrosur S.A. | 23,44 | 0,09 | |
| | Electrocentro S.A. | 14,93 | 0,06 | |
| | Electronoroeste S.A. | 318,91 | 1,20 | |
| | Electro Norte S.A. | 82,62 | 0,31 | |
| | Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronortemedio S.A. - Hidrandina | 299,31 | 1,13 | |
| | Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A. | 19,60 | 0,07 | |
| | Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. | 120,30 | 0,45 | |
| Enel | Enel Generación Perú S.A.A. | 5 139,43 | 19,39 | 26,03 |
| | Enel Generación Piura S.A. | 105,11 | 0,40 | |
| | Enel Distribución S.A.A. | 1 653,17 | 6,24 | |
| ISQ | Orazul Energy Perú S.A. | 259,86 | 0,98 | 16,63 |
| | Termoselva S.R.L | 27,31 | 0,10 | |
| | Kallpa Generación S.A. | 4 121,77 | 15,55 | |
| Statkraft | Statkraft Perú S.A. | 686,25 | 2,59 | 2,59 |
| Engie | Engie Energía Perú S.A. - Engie | 5 299,05 | 19,99 | 19,99 |
| Celepsa | Compañía Eléctrica El Platanal S.A. - Celepsa | 818,87 | 3,09 | 3,09 |
| Colbún-ADIA-Sigma | Fenix Power Perú S.A. | 48,54 | 0,18 | 0,18 |
| Buenaventura | Empresa de Generación Huanza S.A. | 699,47 | 2,64 | 2,64 |
| AEF | Termochilca S.A. | 418,90 | 1,58 | 1,58 |
| Luz del Sur | Luz del Sur S.A.A. | 150,41 | 0,57 | 0,57 |
| DESAA | Electro Dunas S.A.A. | 38,49 | 0,15 | 0,15 |
| Otros | SDF Energía S.A.C. | 68,91 | 0,26 | 0,26 |
| | Eléctrica Santa Rosa S.A.C. | 360,31 | 1,36 | 1,36 |
| | Inland Energy | 491,81 | 1,86 | 1,86 |
| | Huarua Power Group S.A. | 2,65 | 0,01 | 0,01 |
| | Sociedad Minera Corona S.A. | 52,58 | 0,20 | 0,20 |
| | Shougang Gnereación Eléctrica S.A. - Shougesa | 441,79 | 1,57 | 1,57 |
| | C.H. Tingo | 1,54 | 0,01 | 0,01 |
| | Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. - Coelvisac | 84,12 | 0,32 | 0,32 |
| Total | | 26 507,58 | 100,00 | 100,00 |
| HHI | | | | 1 824,12 |

Fuente: INDECOPI, Elaboración: Osinergmin

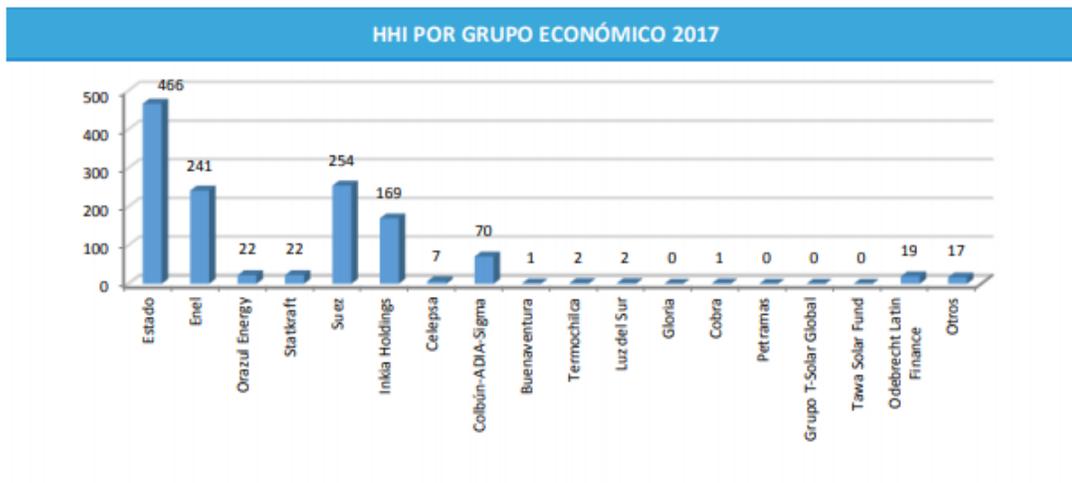
De acuerdo a la Tabla N°4, durante el 2018 el valor de la energía que se comercializó fue de S/ 6 035,22 millones, siendo el grupo ENEL quien obtuvo mayor participación (25,01%), seguido por el Estado (21,32%) y por Engie Energía Perú (17,59%). En consecuencia, el HHI del mercado fue de 1 732,15 lo cual corresponde a un mercado “moderadamente concentrado”.

Tabla N°5. Venta de energía por grupos económicos – 2018

| Grupo | Empresa | Millones S/ | Participación Individual | Participación del Grupo |
|---------------------------------------|--|-----------------|--------------------------|-------------------------|
| Estado | Electricidad del Perú - Electroperú S.A. | 909,60 | 15,07 | 21,32 |
| | Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S.A. - EGASA | 8,33 | 0,14 | |
| | Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. - Egemsa | 40,94 | 0,68 | |
| | Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. - San Gabán | 40,51 | 0,67 | |
| | Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. - EGESUR | 1,85 | 0,03 | |
| | Empresa Regulada de Servicio Público de Electricidad - Electro Oriente S.A. | 20,31 | 0,34 | |
| | Electro Sur Este S.A.A. | 5,25 | 0,09 | |
| | Electrosur S.A. | 6,79 | 0,11 | |
| | Electrocentro S.A. | 4,37 | 0,07 | |
| | Electronoroeste S.A. | 100,58 | 1,67 | |
| | Electro Norte S.A. | 22,39 | 0,37 | |
| | Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronortemedio S.A. - Hidrandina | 77,1 | 1,28 | |
| | Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A. | 6,75 | 0,11 | |
| Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. | 41,71 | 0,69 | | |
| Enel | Enel Generación Perú S.A.A. | 1 063,25 | 17,62 | 25,01 |
| | Enel Generación Piura S.A. | 22,25 | 0,37 | |
| | Enel Distribución S.A.A. | 423,62 | 7,02 | |
| ISQ | Orazul Energy Perú S.A. | 30,94 | 0,51 | 17,31 |
| | Termoselva S.R.L | 3,08 | 0,05 | |
| | Kallpa Generación S.A. | 1 010,96 | 16,75 | |
| Statkraft | Statkraft Perú S.A. | 164,89 | 2,73 | 2,73 |
| Engie | Engie Energía Perú S.A. - Engie | 1 061,89 | 17,59 | 17,59 |
| Celepsa | Compañía Eléctrica El Platanal S.A. - Celepsa | 171,15 | 2,84 | 2,84 |
| Colbún-ADIA-Sigma | Fenix Power Perú S.A. | 13,45 | 0,22 | 0,22 |
| Buenaventura | Empresa de Generación Huanza S.A. | 197,61 | 3,27 | 3,27 |
| AEF | Termochilca S.A. | 96,36 | 1,60 | 1,60 |
| Luz del Sur | Luz del Sur S.A.A. | 58,32 | 0,97 | 0,97 |
| DESAA | Electro Dunas S.A.A. | 12,57 | 0,21 | 0,21 |
| Otros | SDF Energía S.A.C. | 13,64 | 0,23 | 0,23 |
| | Electrica Santa Rosa S.A.C. | 102,07 | 1,69 | 1,69 |
| | Inland Energy | 167,55 | 2,78 | 2,78 |
| | Huarua Power Group S.A. | 0,72 | 0,01 | 0,01 |
| | Sociedad Minera Corona S.A. | 14,28 | 0,24 | 0,24 |
| | Shougang Gnereación Eléctrica S.A. - Shougesa | 95,22 | 1,58 | 1,58 |
| | C.H. Tingo | 0,18 | 0,00 | 0,00 |
| | Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. - Coelvisac | 24,74 | 0,41 | 0,41 |
| Total | | 6 035,22 | 100,00 | 100,00 |
| HHI | | | | 1 732,15 |

Fuente: Osinergmin

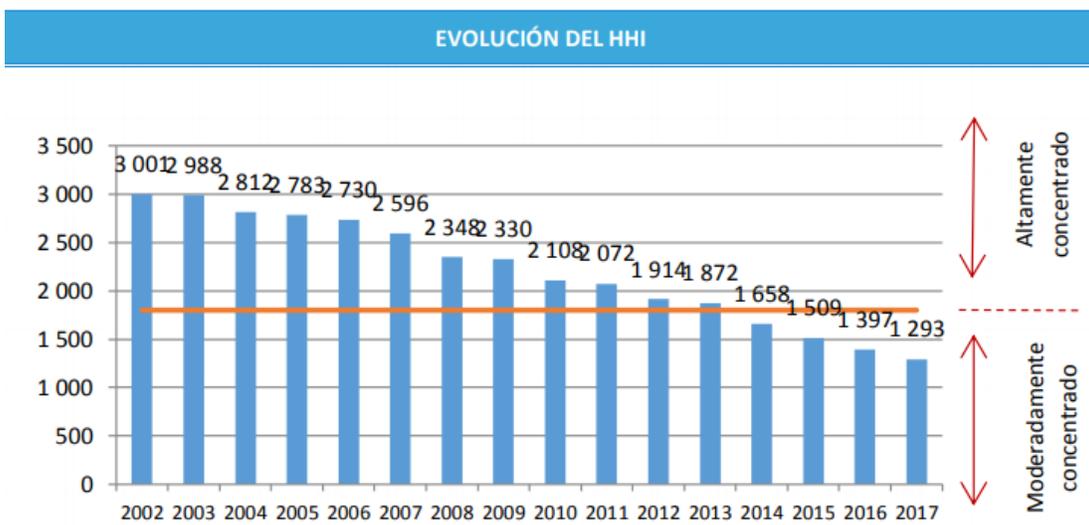
Figura N°7. HHI por grupo económico - 2017



Fuente: Osinergmin

Como se puede notar en la Figura N°7, el valor del HHI en el 2017 por empresa nos indica que el Estado representaba la mayor cuota del mercado. Además, en la figura N°8 se observa que el índice HHI del mercado eléctrico peruano ha venido disminuyendo en el periodo 2002 – 2017. Se puede apreciar también que hasta el 2013 el mercado eléctrico peruano se ubicó en la clasificación de mercado “Altamente Concentrado”; sin embargo, desde el 2014 pertenece a la clasificación de mercado “Moderadamente concentrado”.

Figura N°8. Evolución del HHI del mercado eléctrico peruano



Fuente: Osinergmin

2.3.4 Competencia en mercados eléctricos extranjeros

i. Mercado eléctrico de Chile

- Sistema Eléctrico chileno

El sistema eléctrico chileno tiene las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y está constituido por 3 sistemas independientes (ver Figura N°11):

- 1) Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Creado en el 2017 con la interconexión de dos antiguos sistemas:

- a) Sistema Interconectado Central (SIC)

Es el sistema más grande y con mayor potencia instalada del país, se extiende desde la Región de Antofagasta hasta la Región de Los Lagos.

- b) Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Es el segundo sistema más grande, se extiende en las Regiones de Arica y Parinacota.

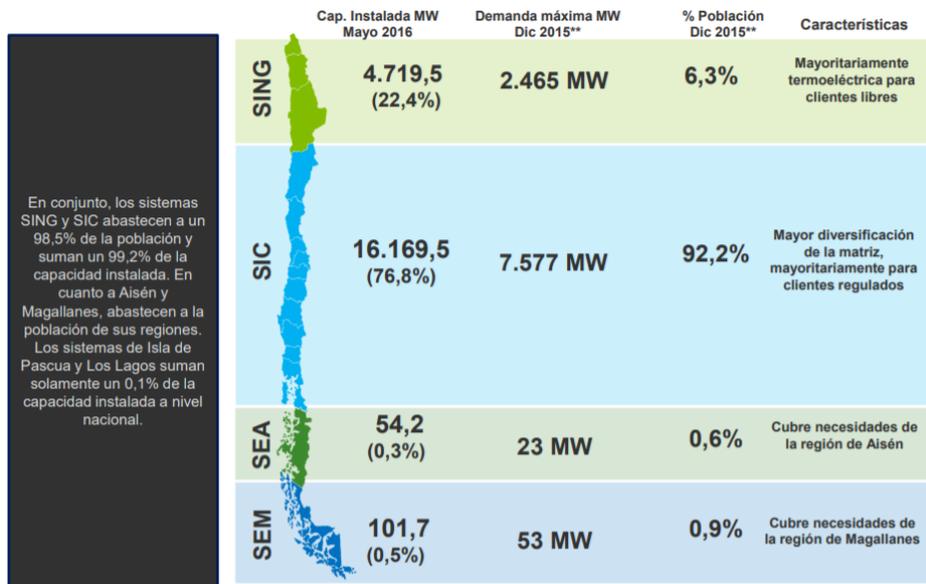
- 2) Sistema Aysén (SEA)

Conformado por la región Aysén.

- 3) Sistema Magallanes (SEM)

Conformado por Puerto Natales, Punta Arenas y Puerto Porvenir.

Figura N°11. Sistemas Eléctricos de Chile - 2016

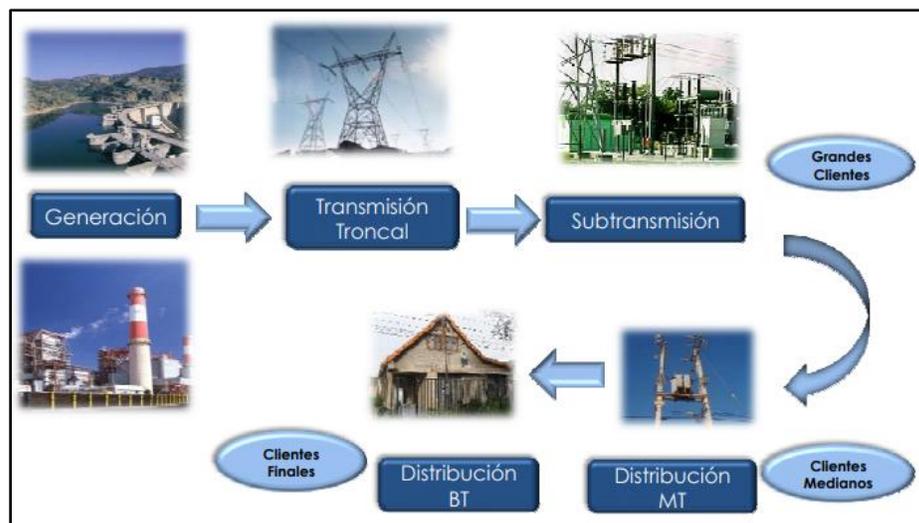


Fuente: Deloitte

○ **Estructura del Mercado Eléctrico**

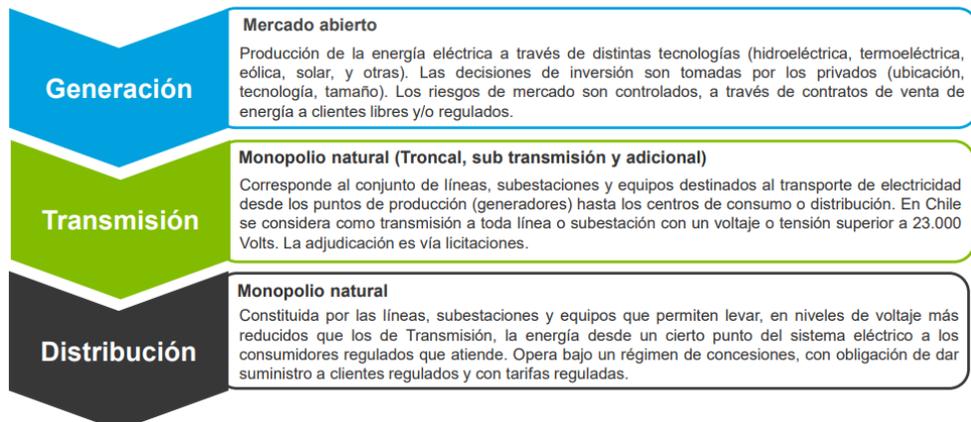
Desde 1982, luego de la reforma del sector eléctrico, el mercado eléctrico de Chile comprende las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica (ver Figuras N°12 y N°13) y es desarrollado por empresas privadas.

Figura N°12. Actividades eléctricas de Chile



Fuente: Deloitte

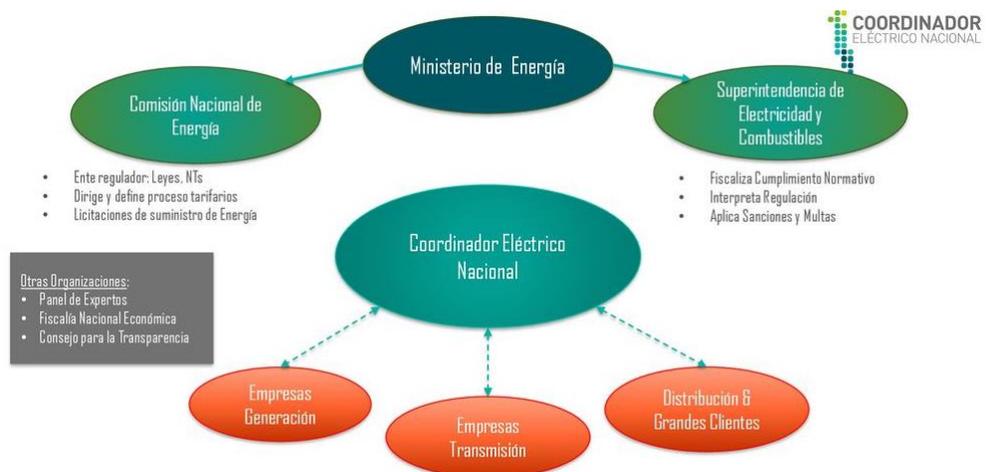
Figura N°13. Mercado eléctrico de Chile - 2016



Fuente: Deloitte

De otro lado, el Estado cumple la función de regular, fiscalizar y planificar las inversiones en generación y transmisión como se muestra a continuación:

Figura N°14. Marco Institucional



Fuente: Peralta, Jaime. (2019). Coordinador Eléctrico Nacional de Chile

Con la Ley N°10.402 de 2009 se creó el Ministerio de Energía (MINERGI), el órgano superior en funciones de gobierno y administración del sector energético chileno.

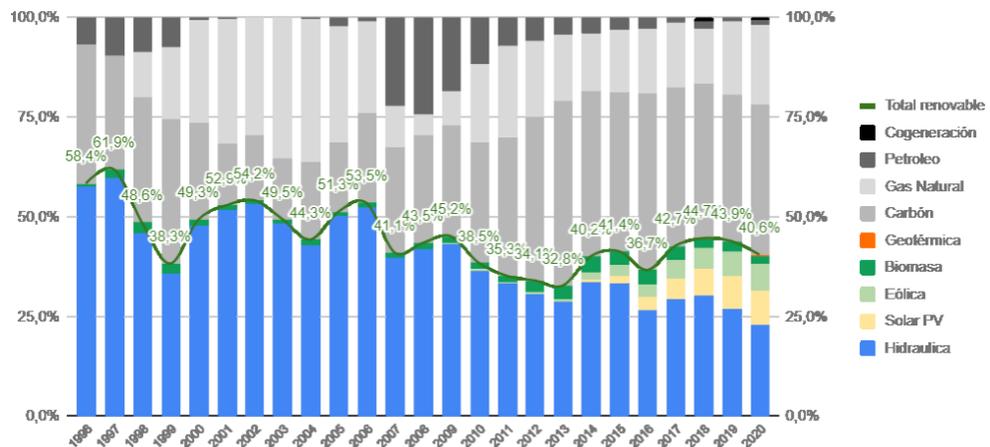
Esta institución tiene la función de elaborar y coordinar las políticas y normas aplicables a los distintos tipos de fuentes energéticas, así como asegurar el correcto funcionamiento del sector.

Asimismo, se creó la Comisión Nacional de Energía (CNE), un organismo estatal y descentralizado que se encarga de analizar los precios, tarifas y normas técnicas que deben cumplir las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras de energía para garantizar el suministro eléctrico con seguridad, calidad y al mínimo costo.

Antes de la Ley N°20.936, los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) se encargaban de la operación de cada sistema eléctrico, sin embargo, desde el 2017 el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), que es un organismo autónomo y sin fines de lucro, se encarga de coordinar la operación de todas las instalaciones interconectadas en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En la Figura N°15 se puede observar la evolución de la participación de los tipos de energía en el mercado chileno.

Figura N°15. Participación en el mercado de energía por tipo de tecnología



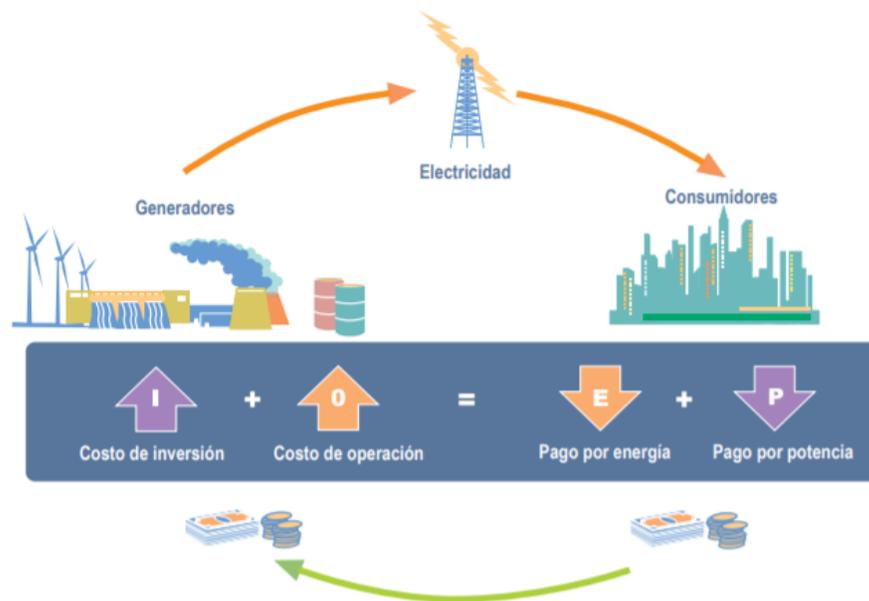
Fuente: Generadoras de Chile

- **Regulación del Mercado Eléctrico Chileno**

En el caso de la actividad de generación, esta actividad es realizada por empresas privadas y se desarrolla bajo reglas de libre competencia.

El modelo de este mercado mayorista es del tipo POOL obligatorio con costos auditados donde participan todos los Generadores y existen contratos bilaterales entre ellos. De esta forma, se establece un precio de mercado (precio spot) que resulta de una operación económica realizada por el coordinador de la operación del POOL (ver Figura N°16).

Figura N°16. Modelo marginalista de Chile

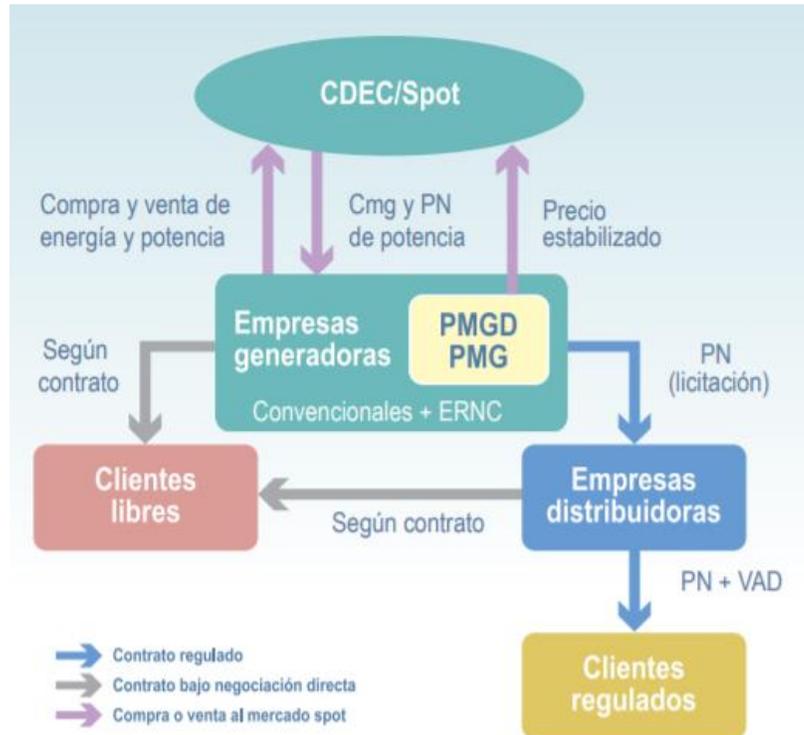


Fuente: CNE y GTZ

Asimismo, los Generadores pueden vender al spot sus excesos de potencia y también pueden comprar del spot en caso de déficit y así poder cumplir los contratos con sus clientes como se muestra en la Figura N°17.

Las transacciones en el mercado spot son de energía y potencia entre Generadores. Los Generadores pueden acordar libremente el precio de energía y potencia con sus clientes.

Figura N°17. Transacciones en el mercado eléctrico



Fuente: CNE y GTZ

Según el “Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga”, aprobado por el DS 291/2008 MINECON, los criterios que se tienen en cuenta en la operación del mercado eléctrico son:

- El costo marginal instantáneo de energía se calcula en todas las barras del sistema para periodos de diez minutos hasta una hora como máximo. Es determinado por el costo variable de la última unidad de generación en ser despachada, sin considerar a las que operan al mínimo técnico.

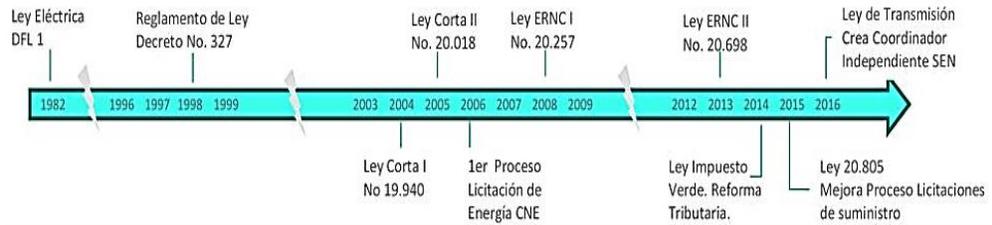
- El costo marginal instantáneo de energía es el costo de suministrar una unidad adicional de energía en una barra y dicho valor incluye la componente de racionamiento y las limitaciones en las instalaciones.
- Los costos variables de las centrales eléctricas que operan al mínimo técnico, en caso de ser mayor al costo marginal, son compensados económicamente por las empresas que realizan retiros para sus clientes finales según se establece en el mecanismo de pago de la prestación de Servicios Complementarios.
- Los costos marginales a utilizar en la valorización de transferencias de energía serán los que se obtengan de la operación real, considerando el stock de combustible declarado, el costo de oportunidad de la energía embalsada y el costo de racionamiento.

Mediante el DS 20/2015 MINENERGIA se aprobó el “Procedimiento para Determinar Otros Medios de Generación Renovables No Convencionales”, el cual es un reglamento que regula el procedimiento para determinar otros medios de generación renovables no convencionales que diversifican fuentes de abastecimiento.

De acuerdo a la CNE, la legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

En la figura N°18 se presenta una línea de tiempo que resume la evolución de la normatividad del sector eléctrico chileno:

Figura N°18. Marco normativo del sector eléctrico chileno



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional de Chile

En las figuras N°19 y N°20 se lista algunas características de las principales leyes y normas del sector eléctrico chileno.

Figura N°19. Marco normativo del sector eléctrico chileno

| | |
|--|---|
| <p>Ley N°19.940 – “Ley Corta I”</p> <ul style="list-style-type: none"> • Promulgada en 2004. • Modifica los pagos por transmisión (por uso). • Define transmisión troncal, subtransmisión y adicional. • Establece los Servicios Complementarios. • Rebaja el límite para declararse cliente libre: 500 kW • Crea el Panel de Expertos. | <p>Ley N°20.018 – “Ley Corta II”</p> <ul style="list-style-type: none"> • Promulgada en 2005. • Establece licitaciones públicas de largo plazo para el suministro de clientes regulados. • Reemplaza los costos marginales esperados como señal de expansión de mercado. • Señales de precio de largo plazo basadas en los costos de generación esperados por parte de los ofertores. • Contratos de largo plazo permiten garantizar inversiones en capacidad y gestionar riesgo. |
| <p>Ley N°20.257 – “Ley ERNC”</p> <ul style="list-style-type: none"> • Introduce un marco ERNC en el mercado eléctrico chileno: • Comenzando en 2010, 5% de la energía suministrada debe ser ERNC. • Incrementos escalonados graduales, hasta alcanzar un 10% en 2024. | |

Fuente: Ministerio de energía de Chile

Figura N°20. Mapa normativo del sector energético chileno

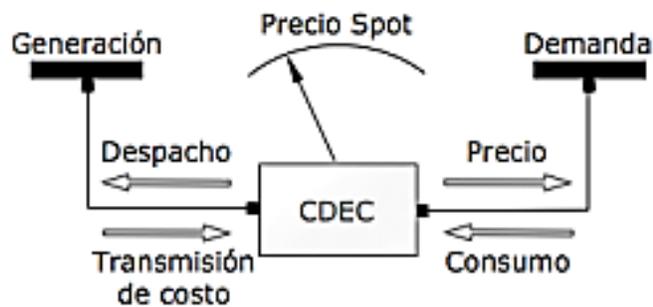
| GENERACIÓN |
|---|
| Pequeños Medios de Generación Distribuidos DS 244/2006 MINECON |
| Establece un mecanismo de estabilización del precio de la energía al que pueden optar propietarios de medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9MW; y los procedimientos para la autorización, operación y coordinación de dichos medios de generación cuando se conecten a redes de una empresa concesionaria de distribución, o instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución que utilicen bienes nacionales de uso público. |
| Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras DS 62/2006 MINECON |
| Regula las transferencia de potencia entre empresas generadoras , que se determinan a partir de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes. |
| Determinación y Pago de las Compensaciones por Indisponibilidad DS 31/2017 MINENERGÍA |
| Regula las compensaciones que deben pagar las empresas eléctricas sujetas a coordinación en caso de indisponibilidad del suministro eléctrico. |
| Centrales Hidráulicas de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica DS 128/2016 MINENERGÍA |
| Regula el tratamiento de las centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica como sistemas de almacenamiento de energía sujetas a las coordinación del Coordinador, y sus características técnicas. |
| Licitaciones para la Provisión de Bloques Anuales de Energía con Medios de Generación ERNC DS 29/2014 MINENERGÍA |
| Establece las condiciones y características para los procesos de licitaciones públicas anuales para la provisión de bloques de energía provenientes de Medios ERNC, y las disposiciones aplicables a la materialización y operación de los proyectos adjudicados. |

Fuente: Ministerio de energía de Chile

- **Mercado de Corto Plazo**

El precio del mercado spot para un período dado, corresponde al costo variable de la última unidad generadora despachada que pueda satisfacer un incremento de demanda. En otras palabras, el precio corresponde al mayor costo variable de las unidades generadoras despachadas, considerando siempre las restricciones del sistema eléctrico como se puede apreciar en la siguiente figura:

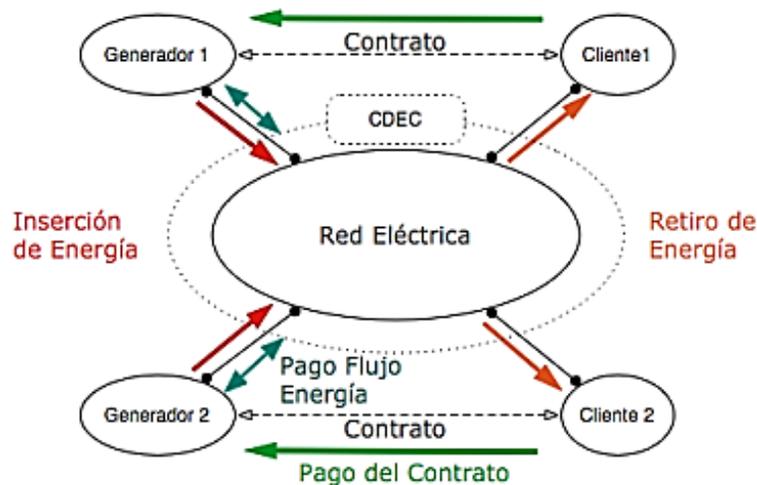
Figura N°21. Modelo marginalista de Chile



Fuente: Testart Pachecho, Cecilia (2010)

En la Figura N°22 se puede notar las transacciones físicas (energía) y económicas (contratos) entre Generadores y Clientes.

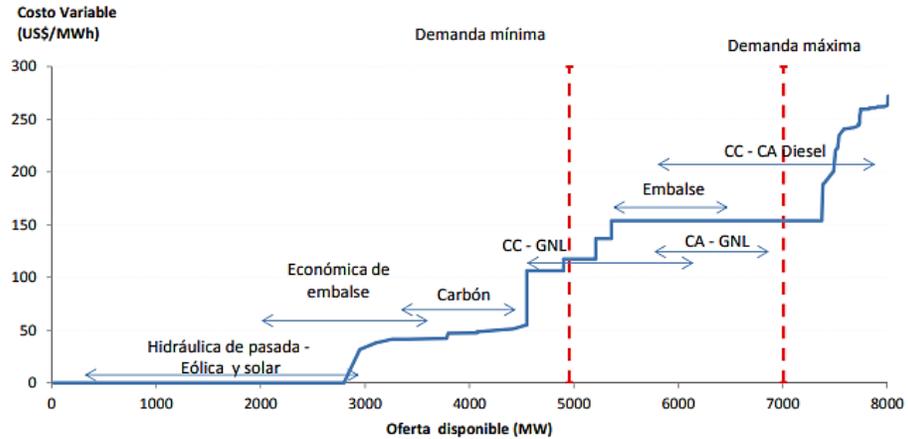
Figura N°22. Funcionamiento del mercado spot



Fuente: Testart Pachecho, Cecilia (2010)

La metodología para realizar el despacho sigue un orden ascendente de los costos variables de generación (ver figura N°23), considerando las restricciones del sistema de transmisión.

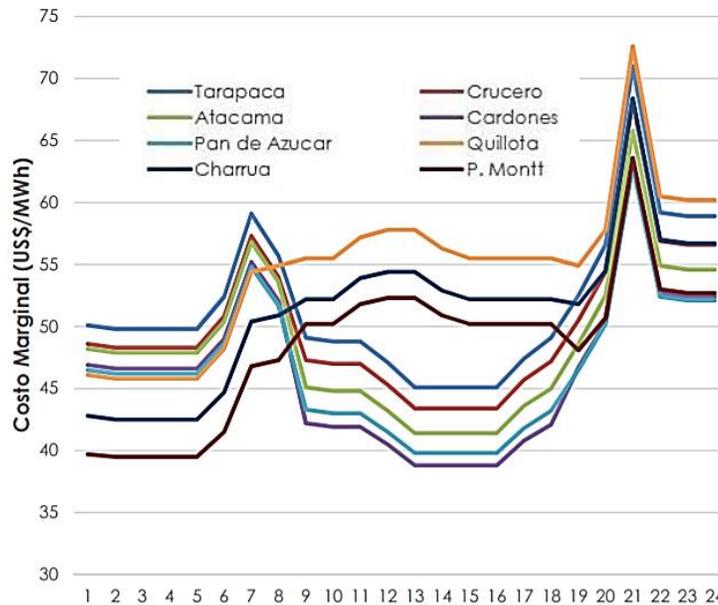
Figura N°23. Despacho económico en el SEN Sur – septiembre 2015



Fuente: EIRE (2018)

El costo marginal del SEN puede variar durante el día como se puede apreciar en la siguiente figura:

Figura N°24. Costo Marginal del SEN 10-10-2018



Fuente: EIRE (2018)

Características del mercado spot:

- Los Generadores venden toda su producción al Mercado Spot a un precio igual al Costo Marginal del sistema en el punto de inyección.
- Los Generadores compran sus retiros de contratos en punto de retiro.
- Los desbalances entre energía inyectada y retirada se liquidan mensualmente a precios del mercado spot.
- La congestión en las redes de transmisión ocasiona que el precio del mercado varía espacialmente, ya que la fuente más económica no puede abastecer la demanda.

○ **Mercado de Contratos**

El mercado eléctrico chileno distingue dos tipos de clientes: grandes clientes y clientes regulados.

Los clientes regulados tienen una demanda menor o igual a 2000 KW y están ubicados en la zona de concesión de una empresa distribuidora. Sin embargo, si estos clientes tienen una potencia mayor a 500 KW pueden elegir entre ser libre o regulado. Esta demanda es asegurada mediante licitaciones públicas y el precio de los contratos es calculado por la CNE según lo establece la Ley Corta II.

Los clientes libres tienen potencia mayor a 2000 KW y sus contratos son a precio negociado libremente con sus suministradores.

De acuerdo a Palma, Rodrigo. Jiménez, Guillermo. Alarcón, Ignacio. (2009), las características del mercado spot son:

- Los generadores pueden firmar contratos con empresas distribuidoras y clientes libres.
- Los contratos con empresas distribuidoras pueden ser para el abastecimiento de clientes regulados o de clientes libres.

- Los contratos son confidenciales pero las especificaciones sobre punto de suministro y cantidades se informan al CDEC para su administración.
 - En el mercado de contratos se establece una obligación de suministrar y una obligación de comprar a un precio predeterminado. Normalmente las mediciones se realizan hora a hora.
 - Los contratos son financieros, es decir, el generador siempre compra en el mercado spot para vender en el mercado de contratos, se encuentre o no despachado. El contrato financiero permite dar estabilidad de precio a los agentes compradores y vendedores, de acuerdo a las expectativas de la evolución de los costos marginales que cada cual tenga.
 - Actualmente, la venta de generadores a distribuidores se realiza al precio de nudo de energía y potencia.
 - Sin embargo, a partir del año 2010 los precios de clientes regulados quedarán establecidos a partir de los precios de energía y potencia resultantes de licitaciones públicas de suministro.
 - El precio de nudo de energía corresponde al promedio de los costos marginales esperados de corto plazo, con un mínimo de 24 y un máximo de 48 meses, ajustado a una banda de precios libres.
 - El precio de nudo es calculado semestralmente por la CNE en los meses de abril y octubre.
- **Mecanismos del Mercado Eléctrico Chileno**
 - a) **Remuneración por energía:**

Los ingresos por energía de los Generadores son calculados como la sumatoria del producto de la energía generada y el costo marginal de ese periodo.

b) Subastas y Litaciones de Energía:

Este mecanismo comenzó como consecuencia de la gran diferencia entre los precios de nudo (barra) y los costos marginales de generación. Consiste en que las empresas distribuidoras elaboren las bases de un concurso indicando los requerimientos de potencia máxima y energía asociada, el periodo de suministro y precios a pagar por potencia y energía.

Figura N°25. Licitaciones de energía – Clientes Regulados



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional de Chile

c) Liquidación de los servicios complementarios:

Los servicios complementarios (SSCC) fueron introducidos con la Ley Corta I del 2004 y un reglamento vigente desde el 2016 a fin de garantizar seguridad y calidad del servicio eléctrico. Comprenden el control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación del servicio.

Para el caso del control de frecuencia, este servicio es brindado por determinados Generadores y es remunerado por todos los Generadores que operaron en el sistema (incluyendo a los que brindan el servicio) proporcionalmente a su participación en energía durante el mes.

Para el caso del control de tensión, este servicio es brindado por determinados Generadores y es remunerado por todos los Generadores que operaron en el sistema (incluyendo a los que brindan el servicio) proporcionalmente a su participación en energía durante el mes. Los costos a remunerar son: costo de inversión, costo de habilitación y costo de mantenimiento adicional.

Para el caso de la operación de Generadores con costo variable mayor al costo marginal, se les remunera la diferencia con los aportes de todos los Generadores que operaron en el sistema (incluyendo los que prestaron el servicio) proporcionalmente a los retiros de energía que realizaron para sus clientes.

Para el caso del servicio relacionado al Plan de Recuperación de Servicio que comprende: partida autónoma, aislamiento rápido, plan de defensa contra contingencias extremas, etc. se les remunerará los costos de inversión, habilitación, mantenimiento adicional y costos de operación de instalaciones y componentes destinados exclusivamente a este servicio. Este servicio es remunerado por todas las empresas que participan en las transferencias de potencia proporcionalmente a su capacidad.

d) Remuneración por confiabilidad

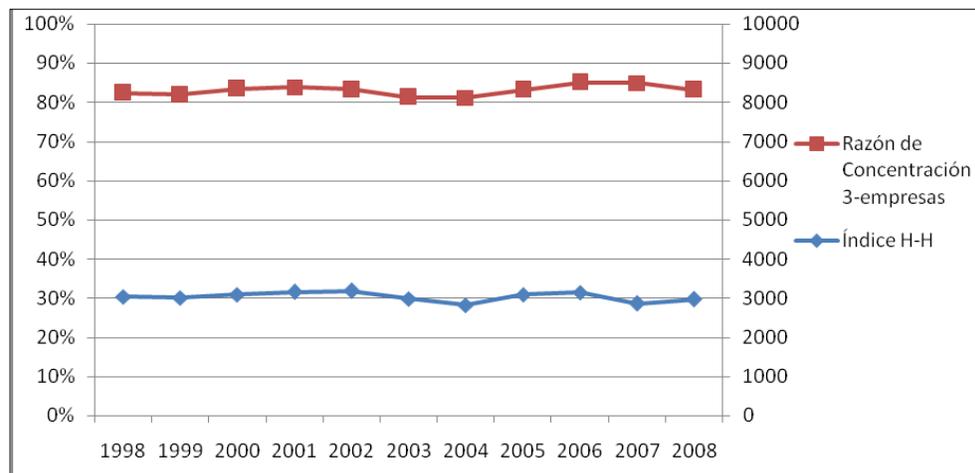
Se refiere al ingreso económico que reciben los Generadores por brindar capacidad al sistema eléctrico (potencia firme) y estar disponibles en caso de que se requieran.

Este mecanismo garantiza suficiencia en el mercado de generación y atrae nuevas inversiones.

- **Concentración del Mercado Eléctrico Chileno**

Según un estudio realizado por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile, hasta el 2008 se tuvo la siguiente evolución del HHI:

Figura N°26. Evolución índice HHI 1998 - 2008



Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile (2009)

Como se puede apreciar, el HHI desde 1998 hasta el 2008 fue mayor a 1 800, lo que significa que durante ese periodo el mercado eléctrico chileno era un mercado “altamente concentrado”.

Figura N°27. Generación por empresa 1998 - 2008

| Empresa | Generación [GWh] | | | | | | | | | | |
|-------------------|---------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
| Endesa | 12006,8 | 12792,6 | 14463,9 | 15145,3 | 15818,4 | 16089,3 | 16541,8 | 18486,7 | 19406,8 | 18134,9 | 19657,6 |
| Colbún | 2815,3 | 3423,9 | 5631,8 | 6517,5 | 7080,4 | 6927,4 | 7700,0 | 8394,9 | 9779,6 | 10578,7 | 8845,2 |
| AES Gener | 6316,2 | 5828,4 | 4570,8 | 4113,1 | 3707,6 | 4370,5 | 5229,0 | 4630,1 | 5008,4 | 6776,4 | 6294,7 |
| Otros | 1469,6 | 1794,3 | 2138,2 | 2203,0 | 2349,7 | 2412,7 | 2290,9 | 2047,6 | 2306,0 | 2259,8 | 2885,7 |
| Gualcolda | 2351,4 | 2292,0 | 1958,7 | 2076,1 | 2191,2 | 2448,9 | 2479,0 | 2220,2 | 2472,5 | 2550,8 | 2530,2 |
| Arauco Generación | 699,0 | 789,1 | 514,0 | 280,7 | 288,4 | 336,0 | 571,2 | 423,4 | 490,1 | 664,2 | 701,7 |
| Ibener | | | 299,2 | 429,4 | 535,7 | 394,0 | 436,4 | 487,5 | 505,2 | 298,4 | 405,9 |
| Cenelca | | | | | | 729,2 | 1095,5 | 952,1 | | | 243,6 |
| Puyehue | | | | | | | | 253,1 | 272,6 | 221,7 | 240,3 |
| Campanario | | | | | | | | | 4,6 | 289,9 | 37,7 |
| Pacific Hydro | | | | | | | | | | | |
| Potencia | | | | | | | | | | | 28,0 |
| Total | 25658,3 | 26920,3 | 29576,6 | 30765,1 | 31971,4 | 33708,0 | 36343,8 | 37895,6 | 40245,8 | 41774,8 | 41870,8 |

Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile (2009)

Analizando la participación de las empresas de generación en la Figura N°27, notamos que las 3 empresas más grandes (Endesa, Colbún y AES Gener) en el 2008 representaron un 83% del mercado total.

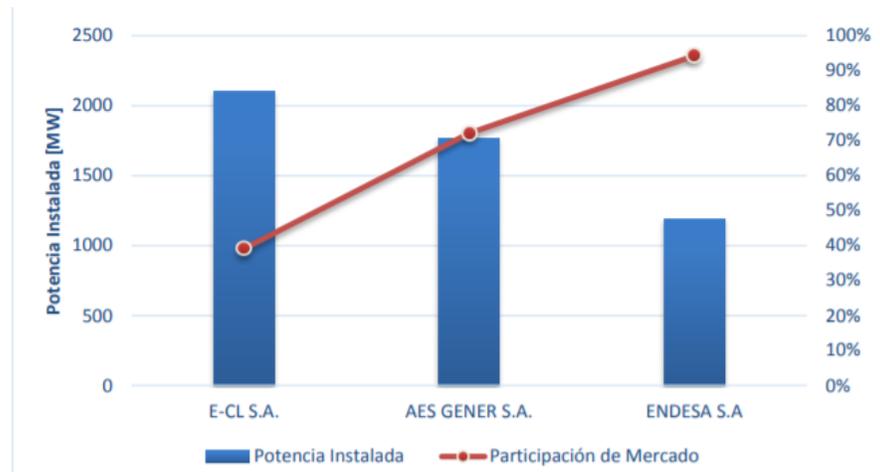
De otro lado, analizando el HHI del año 2016, se obtiene la Tabla N°6, Figura N°28 para el SING y la Tabla N°7, Figura N°29 para el SIC.

Tabla N°6. Competitividad mercado SING

| | |
|---------------------------------|-------------|
| Número de Empresas Competidoras | 21 |
| Potencia Instalada (MW) | 5 371,25 |
| Demanda Promedio (MW) | 2 400 |
| HHI | 3 116 |

Fuente: CDEC-SING

Figura N°28. Niveles de concentración en el SING a mayo de 2016



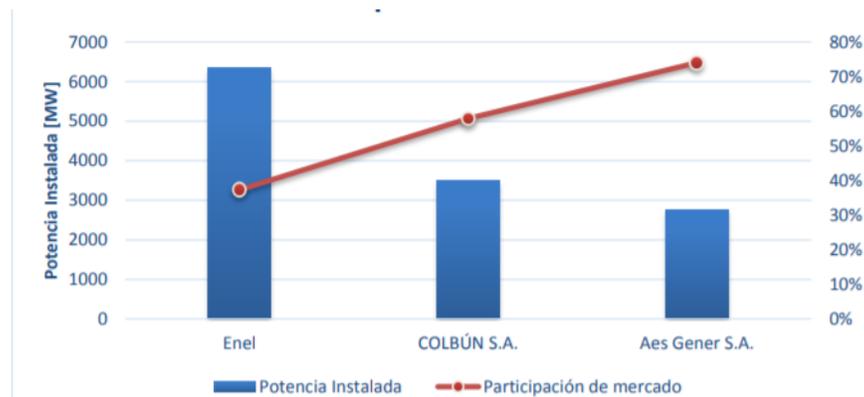
Fuente: CDEC-SING

Tabla N°7. Competitividad mercado SIC

| | |
|---------------------------------|-----------|
| Número de Empresas Competidoras | 156 |
| Potencia Instalada (MW) | 16 986.81 |
| Demanda Promedio (MW) | 8 500 |
| HHI | 2 092 |

Fuente: CDEC-SIC

Figura N°29. Niveles de concentración en el SIC a mayo de 2016



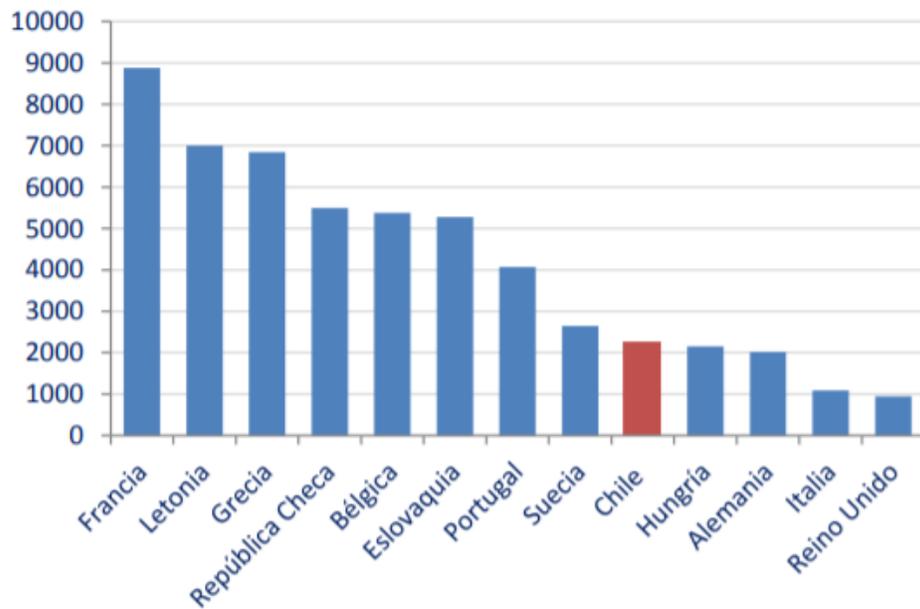
Fuente: CDEC-SIC

Según lo analizado, las 3 empresas que en el 2008 tenían mayor poder de mercado, en el 2016 continúan teniendo mayor participación.

Sin embargo, a pesar de estar el mercado eléctrico chileno altamente concentrado, esto no representó una barrera para el aumento de agentes generadores en el sistema eléctrico chileno.

De acuerdo al estudio “Economía Chilena y Agenda Energética”, realizado por Colbún en el 2015, Chile se ubica entre los países con mayor concentración de mercado como se puede notar la Figura N°30:

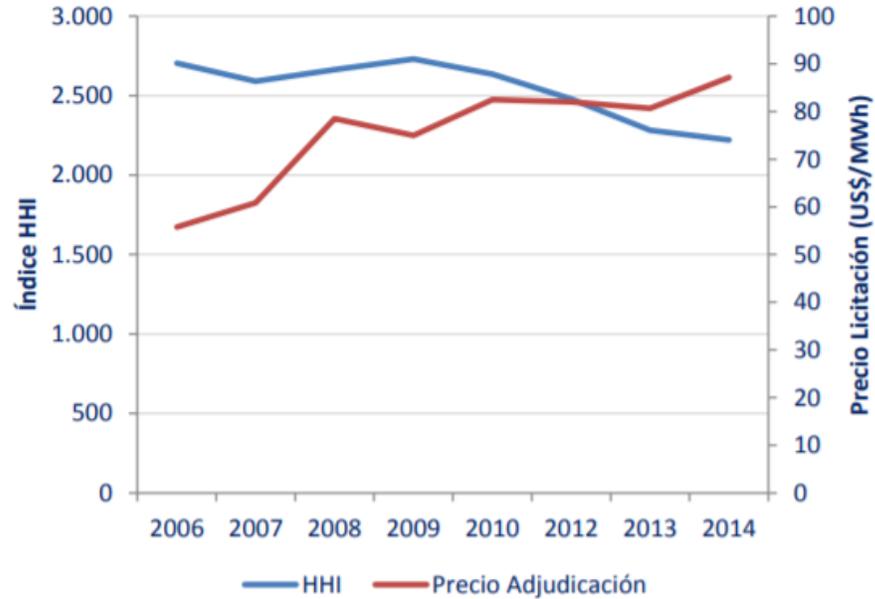
Figura N°30. Índice HHI por país - 2014



Fuente: Colbún (2015)

Además, este estudio sostiene que no existe una correlación entre los altos precios de la energía y la concentración del mercado eléctrico chileno como se puede apreciar en la siguiente figura:

Figura N°31. Índice HHI vs Precio de Licitación



Fuente: Colbún (2015)

ii. Mercado eléctrico de Colombia

○ Sistema Eléctrico colombiano

Está conformado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y varios sistemas aislados en las Zonas No Interconectadas (ZNI). El SIN abarca el 96% de la población y la tercera parte del territorio colombiano.

En la Tabla N°8 se presenta la participación en el SIN de las centrales eléctricas por tipo de recurso.

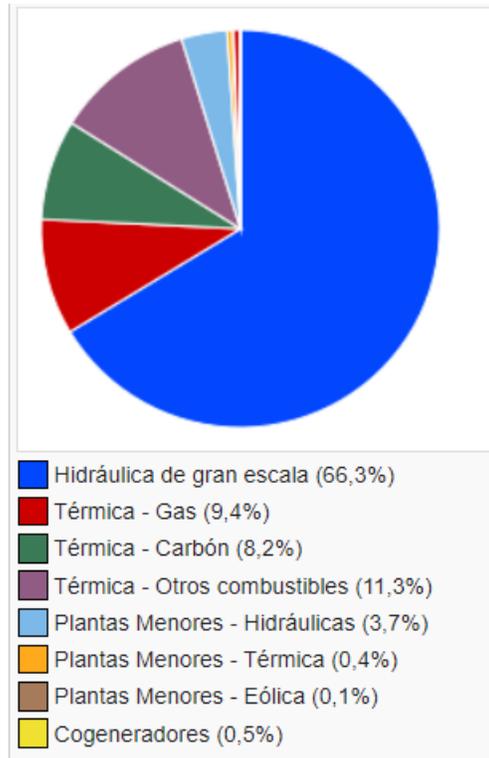
Tabla N°8. Participación en potencia efectiva 2018

| Recurso | Capacidad (MW) | Participación (%) |
|------------------|----------------|-------------------|
| Hidráulicos | 10 974 | 63,39% |
| Térmicos | 5 087 | 29,38% |
| Gas | 2 129 | 12,30% |
| Carbón | 1 612 | 9,31% |
| Combustóleo | 272 | 1,57% |
| ACPM | 766 | 4,42% |
| Jet1 | 44 | 0,25% |
| Gas-Jet A1 | 264 | 1,52% |
| Menores | 1 049,388 | 6,06% |
| Hidráulicos | 859,068 | 4,96% |
| Térmicos | 171,9 | 0,99% |
| Eólica | 18,42 | 0,11% |
| Solar | | 0,00% |
| Cogeneradores | 149 | 0,86% |
| Autogeneradores | 53,14 | 0,31% |
| Total SIN | 17 312 | 100,00% |

Fuente: XM

Como se puede notar en la Tabla N°8 y la Figura N°32, se tiene mayor presencia de centrales hidráulicas y térmicas.

Figura N°32. Parque de generación de energía en 2018



Fuente: XM

○ **Estructura del Mercado Eléctrico**

Así como en el caso peruano, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia se encarga de diseñar las políticas del sector. La Comisión Reguladora de Gas y Energía (CREG) se encarga de la regulación garantizando eficiencia económica, cobertura y calidad del servicio.

Los Agentes están integrados por los generadores, transmisores, distribuidores, administradores y comercializadores de la energía.

En las Figuras N°33 y N°34 se presentan esquemas de la estructura del sector eléctrico y del mercado eléctrico colombiano.

Figura N°33. Estructura del sector eléctrico



Fuente: CREG

Figura N°34. Estructura del mercado eléctrico



Fuente: CREG

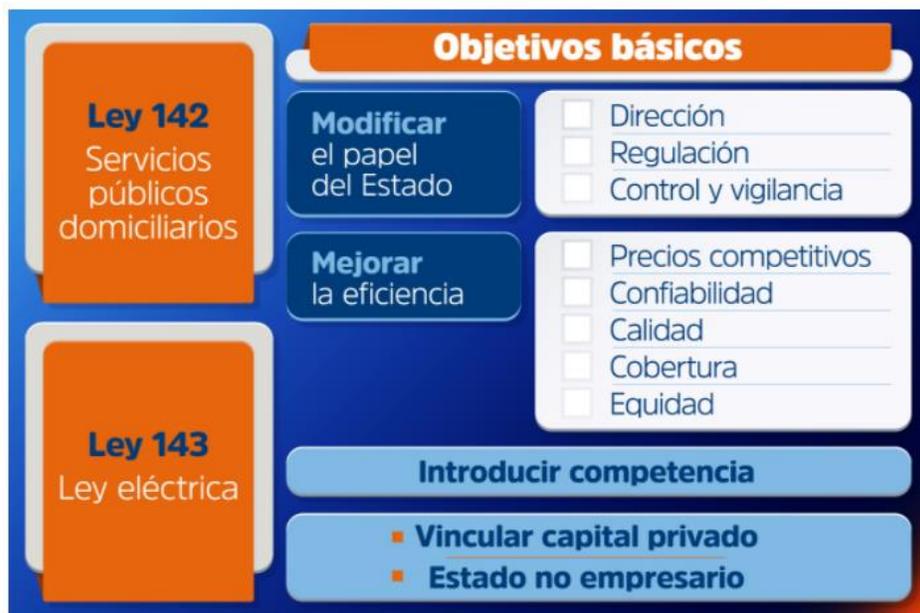
○ **Regulación del Mercado Eléctrico**

La intervención del Estado inició en 1928 con la expedición de la Ley 113 que declaró de utilidad pública el aprovechamiento de la energía hidráulica. Bajo este enfoque las empresas estatales mantenían monopolios y estaban integradas verticalmente; es decir que desarrollaban las actividades de generación, transmisión y distribución.

Luego de la crisis del sector en los años ochenta, comenzaron grandes reformas en países como Reino Unido, Noruega y Chile. Estos cambios incluían: i) introducir competencia en el sector eléctrico, ii) permitir inversión privada (privatización), iii) eliminar la integración vertical (separar actividades) y iv) el estado como supervisor y regulador.

Siguiendo el ejemplo de estos países, a principios de los años noventa Colombia inició la reestructuración del sector eléctrico con las Leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica) de 1994 (ver Figura N°35), las cuales establecieron condiciones para el desarrollo de la competencia creando el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, así como procedimientos y mecanismos para su regulación y control. Este nuevo esquema fue diseñado por la Comisión Reguladora de Gas y Energía (CREG) e implementada en julio de 1995.

Figura N°35. Marco Legal



Fuente: Isa Intercolombia

Características del mercado:

- La generación y la comercialización son de libre competencia.
- La distribución y la transmisión son monopolios regulados.
- Los generadores reciben ingresos por la energía y potencia que venden y también un cargo por confiabilidad.
- Los comercializadores compran y venden energía, compiten y reciben un margen de comercialización aprobado por la CREG para el mercado regulado.
- Los comercializadores trasladan sus costos a los usuarios.

○ **Mercado de Corto Plazo**

El despacho es uninodal y la participación está sujeta al Reglamento de Operación de la CREG.

El precio de la energía es igual al costo marginal; es decir al costo variable de la última unidad despachada para abastecer la demanda. La determinación de este precio es realizada por el Centro Nacional de Despacho como se puede observar en la figura N°36.

Figura N°36. Proceso operativo



Fuente: Isa Intercolombia

La coordinación de la operación y administración del mercado es realizada por XM (ver figura N°37), empresa que cumple las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y Administrador de Cuentas de Cargos por el uso de las Redes (SIN-LAC).

Figura N°37. Operación del mercado de corto plazo



Fuente: XM

○ **Mercado de Contratos**

Este mercado comprende dos tipos de usuarios: regulados y no regulados. Los usuarios regulados están sujetos a tarifas establecidas por la CREG, aquí se encuentran los usuarios comerciales, residenciales y algunos industriales. Los usuarios no regulados tienen demanda mayor a 2MW y pueden negociar libremente los costos de la generación y comercialización de energía, aquí se encuentran grandes consumidores comerciales e industriales.

En Colombia se realizan contratos bilaterales entre generadores y comercializadores para la compra y venta de energía. En estos contratos no hay regulación por ninguna entidad ni supervisión de los pagos o entregas, por tanto, los riesgos inherentes a estos contratos son asumidos por ambas partes.

- **Mecanismos del Mercado Eléctrico colombiano**

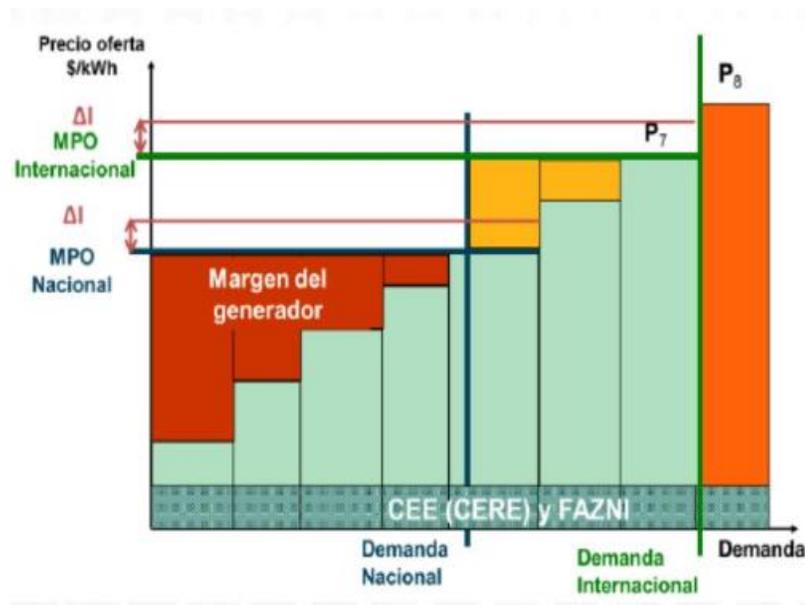
- a) Remuneración por energía:**

- La remuneración por energía en el mercado la bolsa (mercado spot) se da como resultado de un despacho económico programado diariamente con criterios de economía, calidad y confiabilidad. Este despacho considera la disponibilidad de los generadores y de la infraestructura de transporte.

- La asignación se realiza según las ofertas más económicas disponibles para abastecer la demanda estimada para cada hora diariamente como se puede notar en la Figura N°38.

- El precio de la bolsa es el precio de liquidación de todas las transacciones de compra y venta que se realizan cada hora y es determinado por el precio ofertado por el último generador asignado de acuerdo a un modelo de despacho económico ideal (sin restricciones).

Figura N°38. Asignación del precio de la bolsa de energía



Fuente: XM

Los ingresos de los Generadores que abastecieron la demanda son calculados como la valorización de la energía generada a precio de la bolsa para cada hora del día.

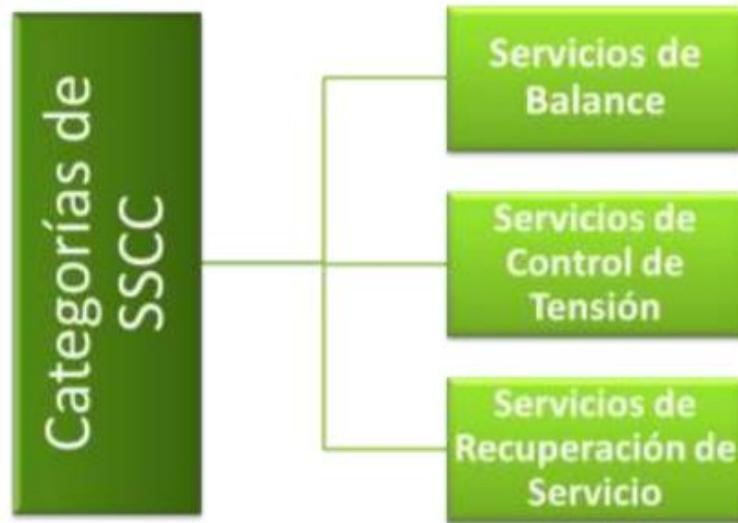
b) Subastas y Litaciones de Energía:

Es un mecanismo definido por el Ministerio de Minas y Energía (MME) y se realizan para asignar obligaciones de energía firme y garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico en el largo plazo a precios eficientes. La primera subasta de energía firme se realizó en el 2012.

c) Liquidación de los servicios complementarios:

Los servicios complementarios (SSCC) resuelven desequilibrios que se dan en tiempo real entre oferta y demanda de energía. Desde 1995, los SSCC se clasifica como indica la Figura N°39.

Figura N°39. Categorías de SSCC



Fuente: XM

El Servicio de Balance está compuesto por la Regulación primaria de Frecuencia (RPF), Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) con AGC y servicios adicionales como Reserva Fría, Reserva Operativa y Reservas adicionales. El servicio de RPF es obligatorio y no remunerado para todas las centrales eléctricas.

En el caso de la RSF, los generadores compiten por prestar el servicio de acuerdo al precio que ofrecen. Este servicio es remunerado por energía como el costo de oportunidad (valorización a precio de la bolsa) del generador y por confiabilidad como el precio máximo de inversión de una planta térmica.

No existe un mercado de SSCC para el control de tensión, ya que es un servicio obligatorio realizada por todos los generadores al inyectar o absorber potencia reactiva.

Los Servicios de Recuperación de Servicio, que son efectuados mediante arranques autónomos o arranques rápidos no son de cumplimiento obligatorio y son declarados por las empresas generadores titulares.

d) Remuneración por confiabilidad

Con la publicación de la Resolución CREG 071 de 2006, se define el Cargo por Confiabilidad como “la remuneración que se paga a un generador por la disponibilidad de activos de generación con las características para garantizar el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta”. Esta es la energía que garantiza a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio eléctrico bajo condiciones críticas.

Este cargo es un pago constante (\$/GWh) de su energía firme (ENFCC), que reciben los generadores para garantizar la disponibilidad de las centrales de generación en momentos de criticidad hidrológica, precios eficientes para los usuarios y continuidad del suministro eléctrico. Al igual que en el mercado eléctrico chileno, estos generadores son remunerados incluso si no se requiere que operen.

Según Botero Duque, J. P., García, J. J., & Velásquez, H. (2016): “La diferencia entre el cargo por capacidad y el cargo por confiabilidad radica en que, mientras el primero fue un mecanismo de remuneración de la capacidad de generación -que garantizaba un ingreso fijo anual por megavatio instalado al generador a un precio definido por el regulador y no existía una obligación concreta de los generadores, asociada a esta remuneración-, el segundo permite a los generadores contar con un ingreso fijo de dinero, independientemente de su participación diaria en el MEM (CREG, 2006).”

Botero Duque, J. P., García, J. J., & Velásquez, H. (2016) concluye también en su estudio que existe un impacto positivo y significativo del cargo por confiabilidad sobre el precio spot.

- **Concentración del Mercado Eléctrico Colombiano**

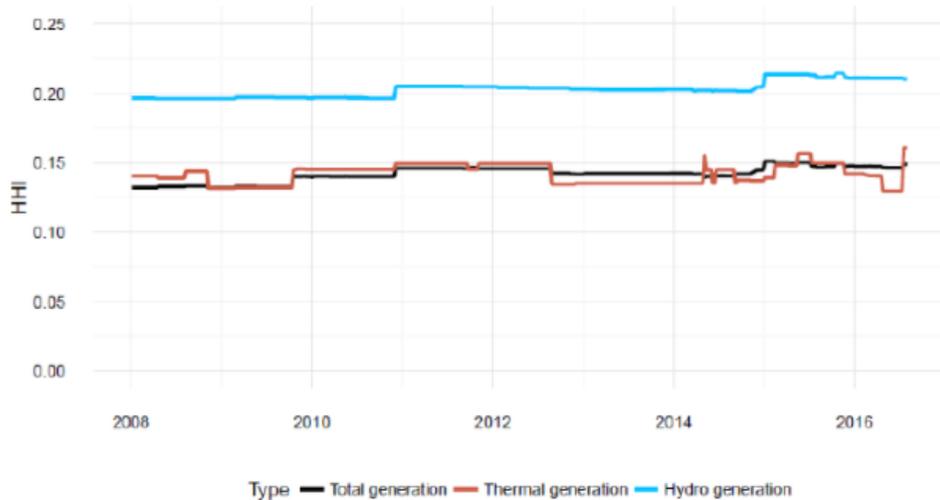
En la siguiente tabla se lista la cantidad de agentes integrantes por tipo, registrados hasta el 2016:

Tabla N°9. Agentes del mercado 2016

| Actividad | Registrados |
|-------------------|-------------|
| Generadores | 66 |
| Transmisores | 15 |
| Operadores de red | 36 |
| Comercializadores | 93 |

Fuente: XM

Figura N°40. HHI para capacidad de generación eléctrica 2008-2016



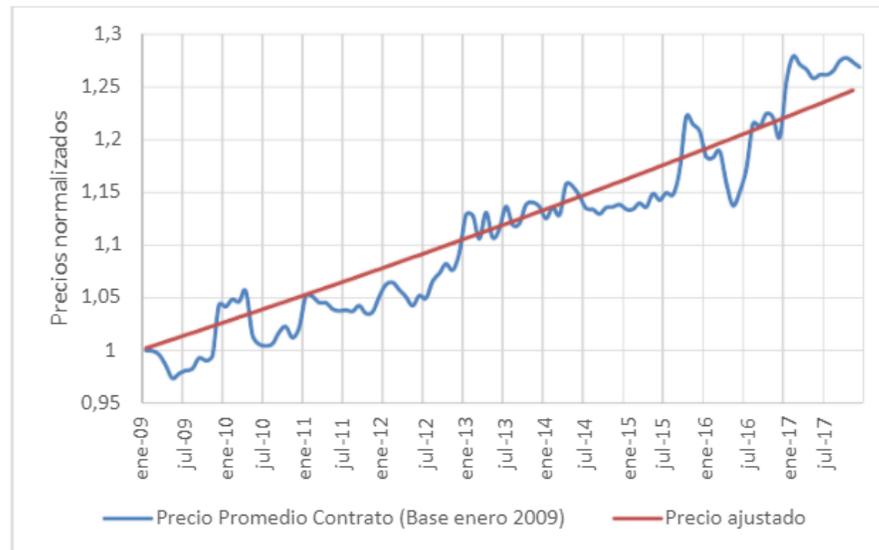
Fuente: McRae y Wolak (2017)

Debido a que la capacidad hidroeléctrica está concentrada en las tres empresas más grandes, por esta razón el HHI de la generación hidroeléctrica es mayor al HHI de la generación térmica en la Figura N°40.

Además, McRae y Wolak (2017) afirman que el alto valor de la HHI hidroeléctrica pone en evidencia que cuando la disponibilidad de agua es baja, existe menos competencia y los generadores más grandes tienen mayor facilidad para incrementar el precio spot mediante el ejercicio de poder de mercado.

En la Figura N°41 se puede notar el aumento el precio promedio de contratos durante el periodo 2009 - 2017.

Figura N°41. Evolución del precio promedio de contratos 2009 - 2017



Fuente: Benavides, Juan. Cadena, Ángela. (2018)

iii. Mercado eléctrico de Brasil

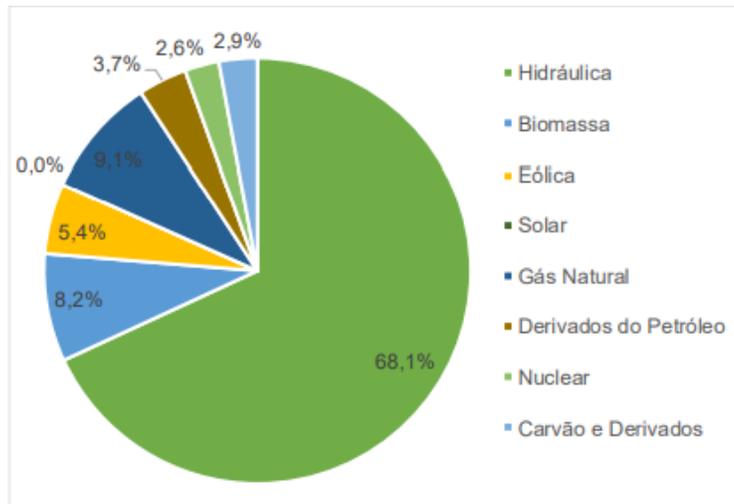
○ Sistema Eléctrico brasileño

El sistema eléctrico de Brasil está conformado por los sistemas interconectados Norte-Nordeste y Sur-Sudeste-Centro, así como pequeños sistemas aislados que se encuentran en regiones remotas y operan de manera independiente.

Aproximadamente el 60% de la energía generada en Brasil proviene de las empresas Eletrobrás e Itaipú y el 40% restante proviene de compañías controladas por el estado y el gobierno municipal, entre las más importantes se encuentran Cesp (Sao Paulo), Cemig (Minas Gerais) y Copel (Paraná).

Como se puede apreciar en la Figura N°42, la matriz energética de Brasil en el 2017 estaba conformada en su mayoría por centrales hidráulicas.

Figura N°42. Matriz energética 2017



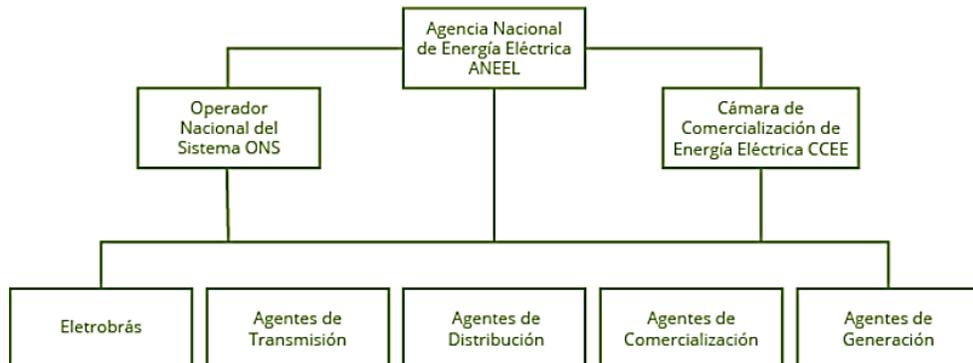
Fuente: Ministerio de Minas y Energía

○ **Estructura del Mercado Eléctrico**

Los generadores operan en condiciones de libre competencia. El organismo regulador del mercado eléctrico de Brasil es la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). Se encarga de proporcionar condiciones favorables para que el mercado de energía eléctrica se desarrolle con equilibrio entre sus agentes.

En la siguiente figura se presenta la estructura del mercado eléctrico brasileño:

Figura N°43. Estructura del mercado eléctrico



Fuente: ANEEL

El Ministerio de Minas y Energía (MME) es responsable de la planificar y formular las políticas públicas.

El Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) se encarga de coordinar y controlar las actividades operativas de generación y transmisión. Está conformado por empresas de generación, transmisión, distribución, grandes consumidores libres, importadores, exportadores y el MME.

Características del mercado eléctrico:

- Las actividades están desagregadas en generación, transmisión y distribución.
- Existe participación de empresas estatales y privadas.
- La planificación y la operación es centralizada.
- Competencia en la generación para nuevos proyectos.
- Libre negociación entre generadores, comercializadores y consumidores libres.
- Los precios de la energía y los precios del transporte están separados.
- Los generadores pueden vender su energía consumidores libres, comercializadores, distribuidores y al pool.

○ **Regulación del Mercado Eléctrico**

La primera privatización del sector eléctrico se dio en julio de 1996 con la venta de Escelsa, una ex-subsidiaria de Eletrobrás. Posteriormente se fueron privatizando otras compañías del gobierno federal.

Sin embargo, en el 2001 se presentaron problemas de gobernabilidad y al no darse incentivos suficientes para atraer nuevas inversiones se dio una crisis que produjo racionamiento de energía.

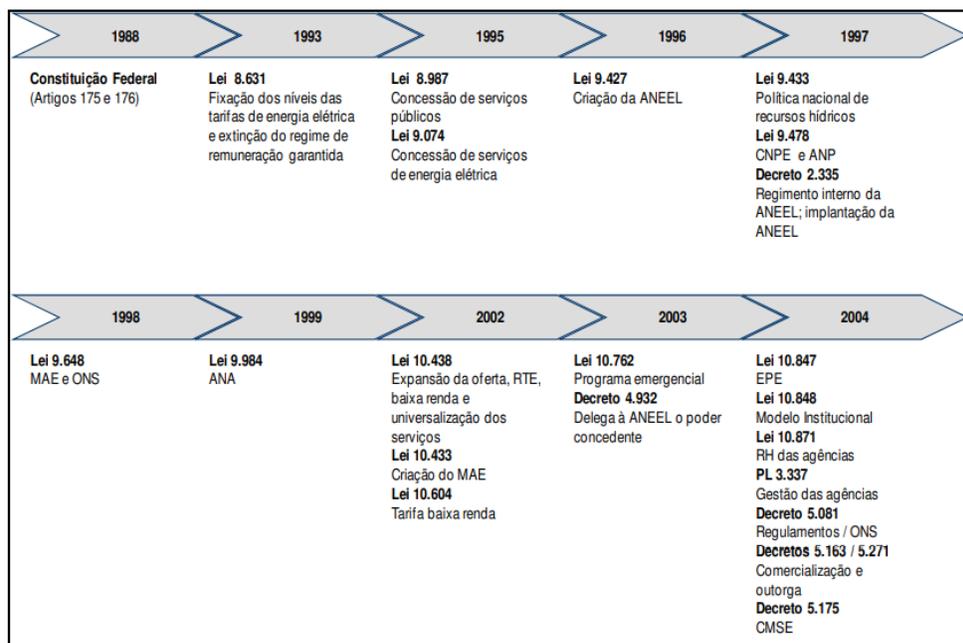
Como consecuencia, se realizaron cambios en el sector a través de la Ley N°10433 de 2002 para reestructurar el Mercado Mayorista de Energía.

Finalmente, con las leyes N°10847 Y 10848 de 2004 se establecieron mecanismos para garantizar la seguridad del suministro.

Esta nueva regulación obliga a las empresas distribuidoras a firmar contratos que aseguren el 100% de su demanda de energía, además estos contratos deben ser firmados un año antes si se trata de centrales existentes y 3 años si se trata de centrales a ser construidas.

En la siguiente figura se resume la evolución del marco regulatorio de Brasil:

Figura N°44. Marco regulatorio del sector eléctrico



Fuente: PUC – Rio

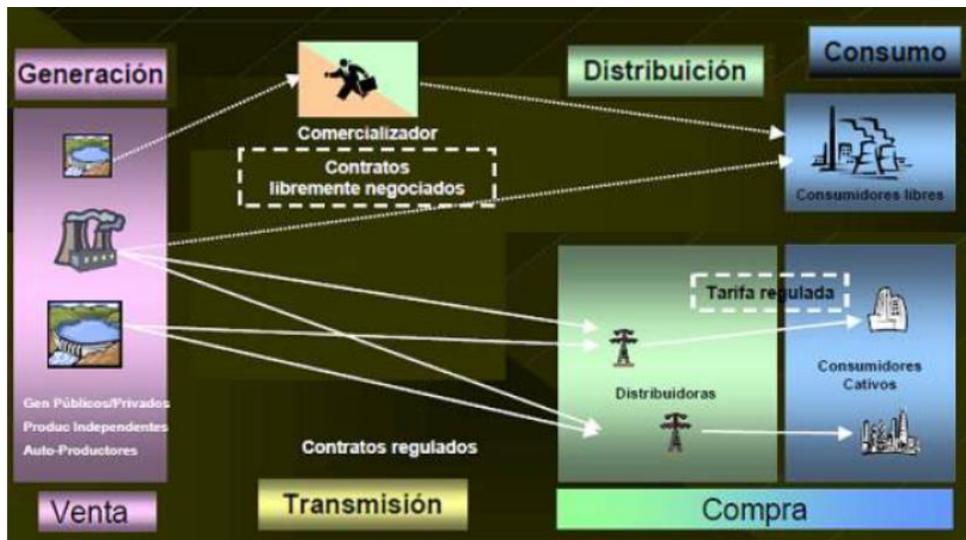
- **Mercado de Corto Plazo**

La ONS se encarga de realizar de coordinar el despacho de las unidades de generación minimizando costos operativos y sin considerar los contratos que tengan los generadores con sus clientes.

El costo marginal de operación (CMO) lo determina el recurso más caro para atender un incremento de carga; es decir el costo del KWh adicional a ser producido. Este costo no considera las restricciones del sistema de transmisión que pueda haber entre los subsistemas.

Los generadores pueden vender sus excedentes o comprar energía (en caso de déficit) en el spot, estas transferencias de energía entre generadores se valorizan al costo marginal del sistema. El funcionamiento del mercado spot se explica en la siguiente figura:

Figura N°45. Funcionamiento del mercado spot



Fuente: Beaumont, Sergio. Cottin, Nicolás. (2011)

- **Mercado de Contratos**

Se distinguen dos tipos de consumidores: cautivos y libres. Los consumidores cautivos son atendidos por la empresa distribuidora que tiene asignada esa área geográfica.

De otro lado, los consumidores libres pueden comprar y negociar la energía directamente con los comercializadores que representan a las empresas de generación.

Los consumidores con demanda igual o superior a 3 MW y fecha de conexión a la red posterior al 8 de julio de 1995 y los consumidores conectados anteriormente a esa fecha con tensión de suministro mayor o igual a 69 kV pueden comprar su energía a cualquier suministrador.

Todos los contratos son financieros y no afectan al despacho, sin embargo, los generadores deben tener un respaldo de energía firme para poder ofrecerla en contratos.

- **Mecanismos del Mercado Eléctrico brasileño**

- a) Remuneración por energía:**

- Los ingresos por venta de energía que reciben los generadores dependen de los precios de los contratos firmados con sus clientes y de la energía consumida por ellos. Las ventas de energía en el spot se valorizan a costo marginal.

- b) Subastas y Litaciones de Energía:**

- Las empresas distribuidoras convocan a licitaciones reguladas para contratar la energía requerida para el suministro a sus consumidores cautivos. Estos contratos son de largo plazo (15 y 30 años).

Las subastas se realizan bajo la metodología de ofertas sucesivas decrecientes de precios de energía hasta el postor que ofrece el menor precio, considerando un precio base máximo.

Entre 2005 y 2015 se han realizado 34 subastas de expansión y el país no ha presentado nuevamente racionamientos, a pesar de tener períodos con baja hidrología.

c) Liquidación de los servicios complementarios:

De acuerdo con Flórez, Mónica. Mercedes, Beatriz. García, John. (2016), los servicios complementarios se denominan Encargos de Servicio del Sistema (ESS) y está referido a los servicios que son necesarios para mantener la seguridad y estabilidad del sistema. Estos servicios los realizan los generadores y la remuneración es pagada por la demanda.

d) Remuneración por confiabilidad

No existe una remuneración por potencia instalada de generación, sin embargo, existen Encargos de Servicio do Sistema – ESS, que fueron reglamentados por ANEEL. Estos encargos son remunerados a los generadores por mantener la confiabilidad y estabilidad del sistema y lo pagan los consumidores del mercado.

e) Promoción de energías renovables

Mediante el Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas (PROINFA), creado por la Ley N°10438 en abril de 2002, se busca impulsar el uso de fuentes renovables no convencionales como la energía eólica, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas. Por ello desde el 2007 viene realizando subastas de energías renovables no convencionales para abastecer la demanda de las distribuidoras.

○ **Concentración del Mercado Eléctrico brasileño**

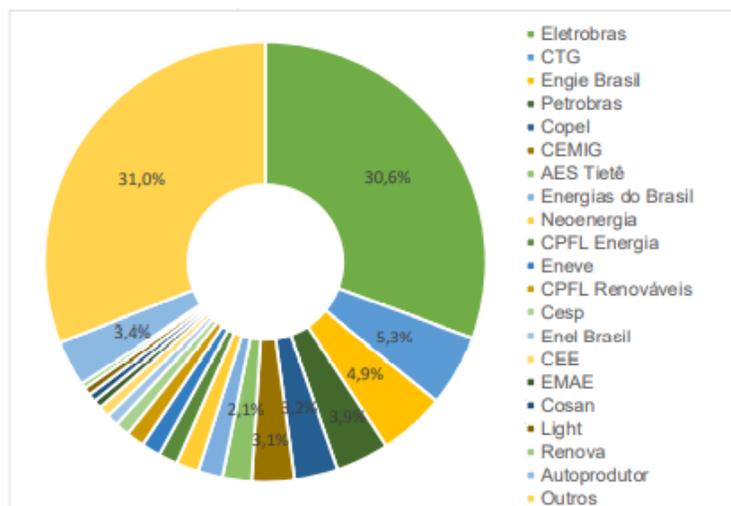
La Ley N°9427 de 1996 estableció restricciones, límites y condiciones para las autorizaciones, concentración societaria y negociación entre agentes del mercado.

La Resolución Normativa N°378 de 2009 estableció procedimientos para analizar actos de concentración e infracciones a la orden económica dentro del sector energía.

De acuerdo con el estudio publicado por la Fundación Getúlio Vargas (FGV) en 2018, el índice HHI de la actividad de generación fue 2 015 (mayor a 1 500 y menor a 2 500), lo cual significa que la concentración de mercado era moderada.

Sin embargo, como se puede apreciar en la figura N°46, las dos empresas más grandes representaban aproximadamente el 60% de la participación en el mercado eléctrico brasileño.

Figura N°46. Participación en el mercado de generación 2017



Fuente: SPARTAS

iv. Mercado eléctrico de España

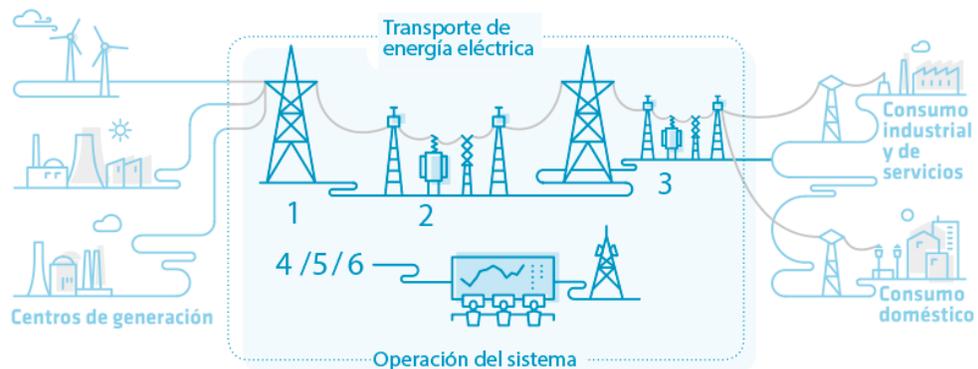
- **Sistema Eléctrico español**

El sistema eléctrico español es operado por Red Eléctrica de España (REE), sociedad que se creó en 1985 con capital público y privado.

REE desarrolla la actividad de transportista único de electricidad y la operación del sistema eléctrico español con el objetivo de garantizar la continuidad de suministro y la integración de las energías renovables de manera segura.

El sistema eléctrico español se divide en cuatro sectores: producción, transporte, distribución y comercialización como se aprecia en la Figura N°47.

Figura N°47. Operación del sistema eléctrico

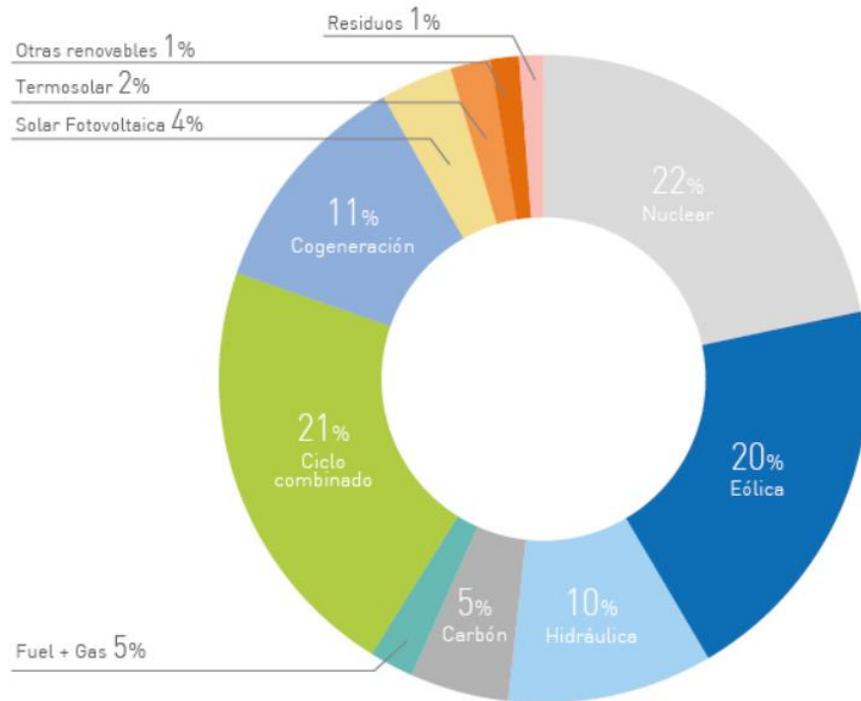


Fuente: REE

De acuerdo al informe del sistema eléctrico del 2019 elaborado por REE, la capacidad instalada del parque generador de España es de 110,38 GW y el 50,1% corresponde a energías renovables.

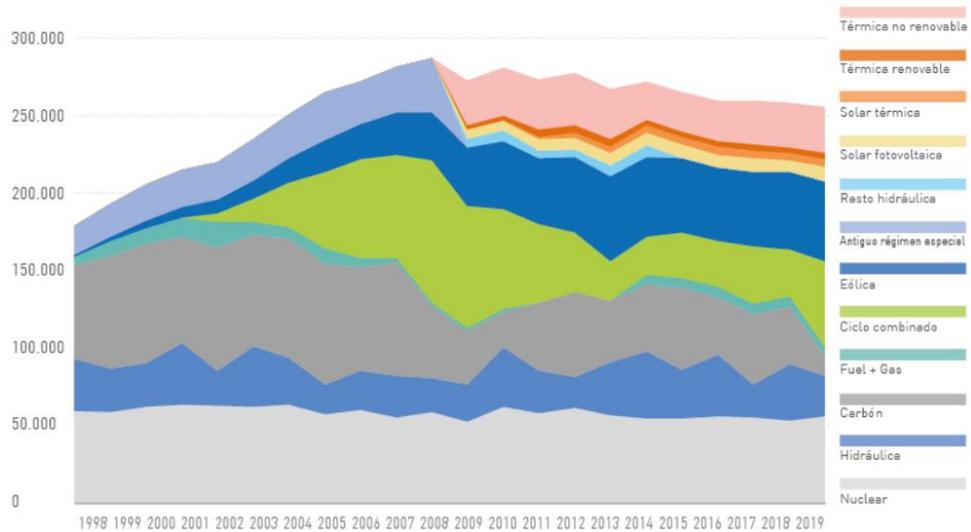
En la Figura N°48 se presenta la participación de las distintas fuentes de generación en la matriz energética de España del año 2019 y en la Figura N°49 se puede notar cómo ha ido incrementando la participación de cada tipo de tecnología desde 1998 al 2019.

Figura N°48. Matriz energética de España - 2019



Fuente: REE

Figura N°49. Evolución de la generación por tecnologías (GWh)



Fuente: REE

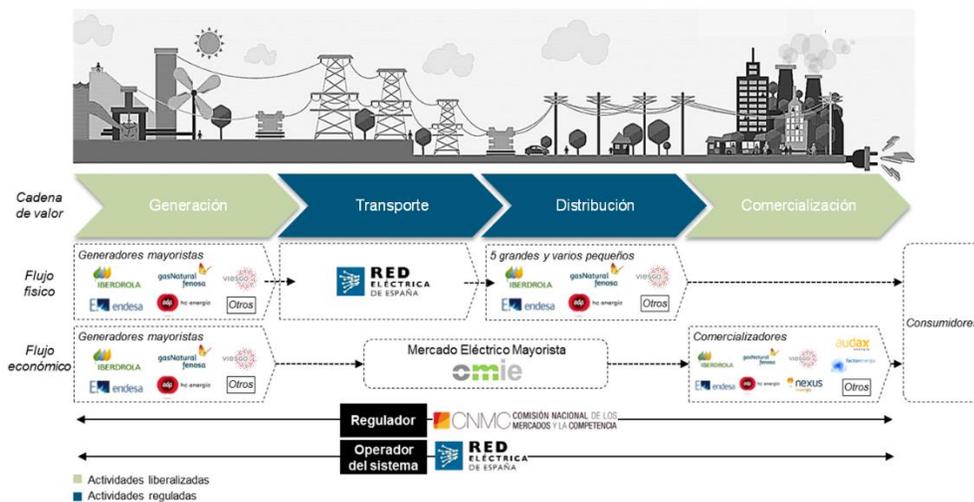
- **Estructura del Mercado Eléctrico**

Desde el 2013, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es el organismo público que se encarga de promover y preservar el adecuado funcionamiento de todos los mercados donde interactúan consumidores y empresas. Sus principales funciones son: aplicar la normativa de defensa de la competencia (control de concentraciones y conductas restrictivas), realizar estudios para promover la competencia, resolver conflictos y supervisar todos los sectores económicos (incluido el sector Gas y Electricidad).

El Mercado Eléctrico Mayorista es gestionado y operado por el Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Español (OMIE).

En la Figura N°50 se aprecia la estructura del sector eléctrico de España, sus agentes y organismos reguladores.

Figura N°50. Estructura del sector eléctrico español



Fuente: Energía y Sociedad

- **Regulación del Mercado Eléctrico**

La liberación del sector eléctrico se dio en 1997 con la publicación de la Ley N°54/1997 y se creó el Mercado eléctrico español dividido en generación, transporte, distribución y comercialización.

De esta manera ingresaron nuevos agentes al mercado convirtiéndolo en un Oligopolio que se le denominó “pool”, además era gestionado por el Operador del Mercado de Electricidad (OMEL).

En el 2013, mediante la Ley N°24/2013 se derogó la Ley N°54/1997, sin embargo, esta nueva ley mantuvo su estructura básica sobre el sector.

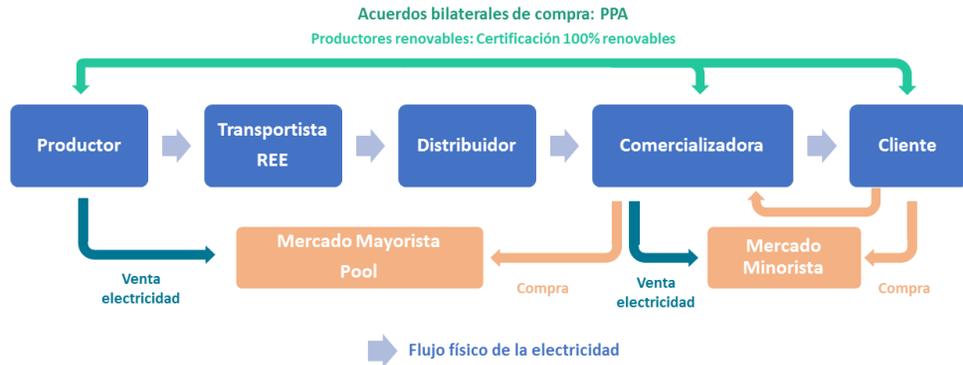
Más adelante, desde el 2015 se otorgó al OMIE la función de operador designado del mercado eléctrico español (diario e intradiario). El OMIE realiza la facturación, determinación del precio de la energía, liquidación de energía comprada y vendida y otras transacciones efectuadas en el mercado.

- **Mercado de Corto Plazo**

El pool es el mercado donde se da la compra y venta de energía en tiempo real (Ver Figura N°51), para ello el OMEL subasta diariamente la energía a suministrarse las 24 horas del día siguiente, considerando el criterio de menor a mayor costo hasta cubrir la demanda proyectada (ver Figura N°52). Las centrales con fuentes nucleares y renovables tienen prioridad y después de ellas ingresan las centrales a gas y carbón.

El precio de la energía del pool es igual al costo marginal; es decir, al costo de la última central o generador en cubrir la demanda. Este precio es pagado a todos los generadores que operaron durante ese periodo.

Figura N°51. Operación del mercado eléctrico



Fuente: Atalaya Generación

Figura N°52. Funcionamiento del mercado de corto plazo

| tiempo | Mercado | Gestor | Producto | |
|-----------------------------------|--|-----------|--|-------------------------|
| Antes del despacho (hasta D-1) | Mercado de contratos bilaterales | OTC, OMIP | Contratos a plazo físicos financieros | Mercado a plazo |
| | Subastas suministro de último recurso (CESUR) | OMEL | Contratos financieros | |
| Día anterior al despacho (D-1) | Mercado del día anterior | OMEL | Energía horaria | Mercado diario |
| | Mercado de Restricciones | REE | Restricciones técnicas y por garantía de suminist. | Mercados de corto plazo |
| | Mercados de SSCC: Reserva Secundaria Reserva Potencia Subir | REE | Secundaria: MW Terciaria: MWh | |
| Día del despacho (D) | Intradiaarios | OMEL | Energía Horaria | Mercados de corto plazo |
| | Gestión de desvíos y restricciones técnicas en tiempo real Restricciones técnicas tras intradiaarios Reserva Terciaria | REE | Energía a subir y bajar | |

Fuente: Energía y Sociedad

○ **Mercado de Contratos**

El mercado eléctrico español permite la suscripción contratos bajo las siguientes modalidades:

a. Contratación bilateral física

Es la modalidad más simple y consiste del intercambio de una determinada cantidad energía en una fecha, plazo y precios determinados. Al ser bilateral, solamente intervienen un generador y un comercializador en el acuerdo. Se considera un contrato físico porque se especifica la central eléctrica que suministrará la energía, así como el punto donde la entregará.

b. Contratación por diferencias

Es la modalidad más utilizada y consiste en el aseguramiento de un precio de contrato entre ambas partes (generador y comercializador) y en caso de haber una diferencia entre el precio pactado y el precio del spot, se realiza un intercambio de esa diferencia según corresponda. Por ejemplo, si el precio del spot es mayor al precio del contrato, el generador devuelve la diferencia al comercializador y si el precio del spot es menor al precio del contrato, el comercializador paga al generador el monto faltante para que se respete el precio contratado.

A diferencia del contrato bilateral físico, el contrato por diferencias no especifica una central eléctrica ni un punto de entrega ya que es un acuerdo financiero.

c. Acuerdos a plazo fuera del mercado

Son acuerdos puramente financieros entre las partes y tienen alto riesgo de incumplimiento ya que no dependen de ningún mercado organizado.

d. Mercados a plazo organizados

Esta modalidad corresponde a mercados completamente regulados, donde los agentes deben aportar garantías de cumplimiento de contrato a la “cámara de compensación”.

Un ejemplo de este tipo de contratación son los Contratos de Energía para el Suministro de último Recurso (CESUR), que son subastas de energía organizadas por el Operador del Mercado cada cuatro años en las que se fija un volumen de energía a subastar y los vendedores ofrecen su energía y precio. Este contrato es del tipo financiero por diferencias con el precio del Mercado Diario.

o Mecanismos del Mercado Eléctrico español

a) Remuneración por energía:

Los ingresos por la venta de energía en el mercado spot son calculados como resultado de la valorización de la energía vendida al spot al costo marginal; es decir, considerando el precio ofertado por el último generador en ingresar al mercado en ese periodo.

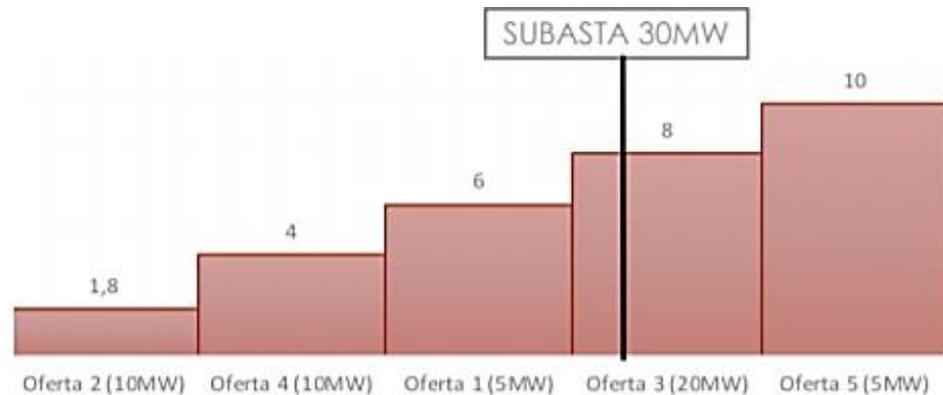
b) Subastas y Litaciones de Energía:

El mecanismo de las subastas es más utilizado por la promoción de la generación eléctrica con energías renovables, ya que permite que el Estado brinde una ayuda a las empresas que inviertan en la instalación y funcionamiento de este tipo de centrales de generación.

El volumen de energía a subastar puede ser adjudicada por parques eólicos, centrales fotovoltaicas, centrales termosolares, centrales hidráulicas o centrales de biomasa. Además, para participar de estas subastas, las empresas interesadas depositan un monto de dinero como aval o garantía.

Son adjudicadas las ofertas de proyectos renovables de manera marginalista; es decir, desde las que tienen menor precio ofertado hasta la más cara que cubra el volumen de energía subastado como se muestra en la siguiente figura:

Figura N°53. Funcionamiento de las subastas



Fuente: ARBRO Consulting

Cabe resaltar que la ayuda económica que se da (ingreso asegurado mediante una prima) en este mecanismo busca potenciar la potencia instalada y no la energía que se generará, por ello el precio de la subasta está en función a los Megavatios (MW) instalados independientemente de cantidad de energía que se llegue a generar.

Adicionalmente, las empresas generadoras que se adjudiquen en las subastas, reciben ingresos por la venta de su energía al pool al costo marginal de corto plazo.

c) Liquidación de los servicios complementarios:

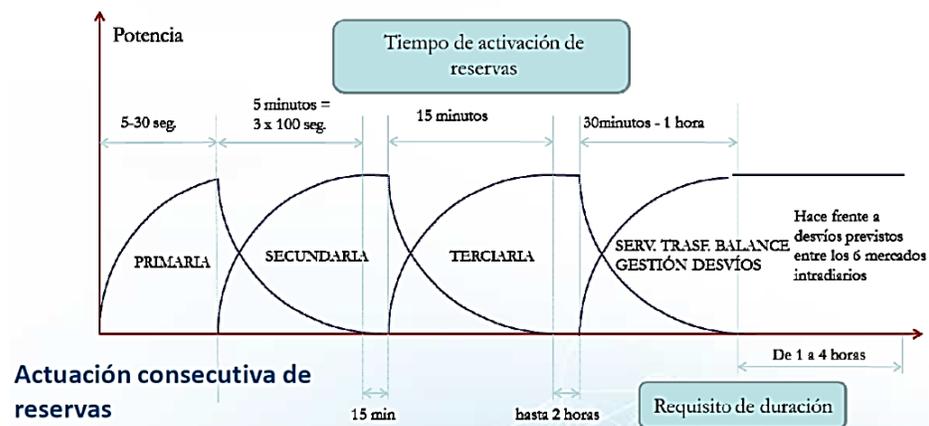
Los servicios complementarios son brindados por los generadores y gestionados por la REE garantizando la seguridad y fiabilidad del suministro eléctrico.

Según el Procedimiento de Operación 1.5. del Sistema Eléctrico, los servicios complementarios básicos son:

1. Regulación Primaria: servicio obligatorio y no remunerado que consiste en la modificación de la potencia generada de manera automática mediante un regulador de velocidad.
2. Regulación Secundaria: servicio voluntario y remunerado por la reserva o banda de potencia y la energía generada cuando es requerida.
3. Regulación Terciaria: servicio obligatorio que ayuda a recuperar la reserva de regulación secundaria, se activa de manera manual y es remunerado solamente si es realizado.
4. Gestión de desvíos: servicio de bajar o subir la generación cuando se prevé un desvío mayor a un valor de referencia. Los sobrecostos producidos por estos desvíos son pagados por los agentes que lo causaron.

En la Figura N°54 se puede observar la activación de los servicios complementarios gestionados por la REE:

Figura N°54. Servicios complementarios



Fuente: REE

d) Remuneración por confiabilidad:

Como incentivo a la seguridad del suministro eléctrico, desde 1997 los generadores percibían un ingreso adicional a la energía que generaban, este ingreso era conocido como “pago por garantía de potencia” y era regulado.

Desde 2007, el pago por garantía de potencia fue sustituido por un “pago por capacidad”, que principalmente incentiva la inversión de los generadores para asegurar una potencia firme en el sistema eléctrico y por otra parte también incentiva la disponibilidad de los generadores en el corto plazo considerando sus costos de oportunidad.

○ **Concentración del Mercado Eléctrico español**

Como se puede notar en la Tabla N°10, el índice de concentración HHI del mercado eléctrico español bajó desde 3 218 (al inicio de la liberalización) en 1997 hasta 1 299 en 2015 (considerando además la integración del mercado ibérico).

Por lo tanto, el HHI indica que el mercado eléctrico español en el 2015 estaba “desconcentrado”.

Tabla N°10. Evolución del HHI

| | 1997 | 2012 | 2015 |
|--|--|--------|--------|
| Mercado relevante | España | MIBEL | MIBEL |
| Cuota del mayor agente | 47% | 21% | 21% |
| Cuota de los 2 mayores agentes (energía) | 76% | 41% | 39% |
| HHI | 3 218 | 1 068 | 1 299 |
| Número de agentes en el mercado | 4 | 16 | 16 |
| Capacidad en el marginal (GW) | 19 | 45 | 45 |
| Agentes tomadores de precio y capacidad | Pocos | Muchos | Muchos |
| Transparencia/disponibilidad de información | Poca | Total | Total |
| OS y OM independientes | No | Sí | Sí |
| Elegibilidad | 0% | 100% | 100% |
| Supervisores del mercado | España: MINETAD y CNMC Portugal: ERSE, AdC, HACER | | |

Fuente: Energía y Sociedad

Este cambio nos indica que el mercado eléctrico español se ha vuelto mucho más competitivo de lo que era antes de la liberación en 1997. Esto se debe a que la cuota de los grandes generadores ha ido disminuyendo por el ingreso de nuevos competidores, pues en 1997 se tenía solo 4 competidores y en el 2015 se tenía 16. Otro indicador importante es también la transparencia de la información, ya que promueve la libre competencia y es un incentivo a nuevas inversiones en generación.

2.4 Definición de términos básicos

- COES: Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- SPOT: Mercado de Corto Plazo.
- MERCADO ELÉCTRICO: Escenario de competencia entre empresas eléctricas.
- SUBASTA: Mecanismo de adjudicación de contratos mediante propuestas.
- LICITACIÓN: Proceso de adjudicación de contratos por determinado periodo.
- MECANISMO DE MERCADO: Metodología aplicable en la regulación.
- OSNERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- MME: Mercado Mayorista de Electricidad del Perú donde compiten las empresas de generación eléctrica.
- ENERGÍA ELÉCTRICA: Energía producida por las centrales generadoras de electricidad.
- POTENCIA: Energía generada o consumida en un determinado periodo.
- COMPETENCIA: Interacción entre individuos o empresas a fin de ser quien alcance determinado objetivo.
- CONCENTRACIÓN DE MERCADO: Acumulación del poder de influir en el precio.
- COSTO MARGINAL: Precio de la energía en determinado instante.
- OFERTA: Energía o potencia eléctrica disponible para inyectar a un sistema eléctrico.
- DEMANDA: Energía o potencia eléctrica requerida por un conjunto de usuarios.
- PPA: Power Purchase Agreement, es un acuerdo de compraventa de energía.

- **ADJUDICACIÓN:** Proceso de atribución o asignación de un bien como resultado de un concurso.
- **REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA:** Servicio de brindar mayor o menor potencia para mantener la frecuencia dentro del rango permitido.
- **REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA:** Servicio de brindar mayor o menor potencia para apoyar a la Regulación Primaria.
- **REGULACIÓN TERCIAIA DE FRECUENCIA:** Servicio de brindar mayor o menor potencia para apoyar a la Regulación Secundaria.
- **SERVICIOS COMPLEMENTARIOS:** Servicios que brindan los generadores para mantener la estabilidad del sistema eléctrico.
- **REGULACIÓN DE TENSIÓN:** Servicio de brindar mayor o menor potencia reactiva para controlar la tensión dentro del rango permitido.
- **RESERVA FRÍA:** Conjunto de centrales termoeléctricas que normalmente no operan, pero están disponibles para despachar en caso de colapso.
- **RESERVA ROTANTE:** Margen de potencia para subir o bajar que tienen las centrales eléctricas en operación.
- **USUARIO LIBRE:** Cliente con potencia entre 200 kW y 2500 kW.
- **GENERADOR:** Empresa generadora de energía eléctrica.
- **TRANSMISOR:** Empresa transmisora de energía eléctrica.
- **DISTRIBUIDOR:** Empresa distribuidora de energía eléctrica.
- **MINEM:** Ministerio de Energía y Minas del Perú.
- **INDECOPI:** Instituto Nacional de Defensa del Consumidor y de la Propiedad Intelectual.
- **LIBRE COMPETENCIA:** Competencia entre ofertantes sin intervención del Estado.
- **MONOPOLIO:** Mercado con un solo ofertante y varios consumidores.
- **OLIGOPOLIO:** Mercado con varios ofertantes y varios consumidores.
- **RER:** Recursos Energéticos Renovables.
- **NTCSE:** Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- **COMERCIALIZACIÓN:** Compra y venta de energía eléctrica.

- INTEGRANTES: Empresas que integran el COES y participan en el Mercado Eléctrico.
- HHI: Índice de Herfindahl – Hirschman
- GRUPO ECONÓMICO: Grupo Empresarial propietario de varias empresas.
- SEN: Sistema Eléctrico Nacional de Chile
- SIC: Sistema Interconectado Central de Chile
- SING: Sistema Interconectado del Norte Grande
- SEA: Sistema Eléctrico Aysén de Chile
- SEM: Sistema Eléctrico Magalles de Chile
- MINERGA: Ministerio de Energía de Chile
- CNE: Comisión Nacional de Energía de Chile
- CDEC: Centros de Despacho Económico de Carga
- MODELO MARGINALISTA: Modelo de mercado donde el precio se determina bajo el concepto de costo marginal.
- MARCO NORMATIVO: Conjunto de leyes, normas y procedimientos que rigen un mercado.
- LIQUIDACIÓN: Proceso de balance de pagos en un mercado.
- COSTO VARIABLE: Costo de operación de una central eléctrica.
- CONFIABILIDAD: Capacidad de un sistema eléctrico de seguir operando dentro del rango permitido.
- POTENCIA INSTALADA: Capacidad de energía a generar en un determinado periodo.
- SIN: Sistema Interconectado Nacional de Colombia
- ZNI: Zonas No Interconectadas de Colombia
- PARQUE DE GENERACIÓN: Participación de las distintas tecnologías o centrales eléctricas en la matriz.
- CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia
- CND: Centro Nacional de Despacho de Colombia
- ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales de Colombia

- SIN-LAC: Administrador de Cuentas de Cargos por el uso de las Redes
- XM: Coordinador de la operación y administrador del mercado eléctrico colombiano
- BOLSA DE ENERGÍA: Mercado spot de Colombia
- SSCC: Servicios Complementarios de Colombia
- AGC: Control Automático de Generación
- ENERGÍA FIRME: Máxima producción de energía eléctrica esperada.
- ANEEL: Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil
- MME: Ministerio de Minas y Energía de Brasil
- ONS: Operador Nacional del Sistema Eléctrico de Brasil
- ESS: Encargos de Servicio del Sistema, son los servicios complementarios de Brasil.
- PROINFA: Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas en Brasil
- REE: Red Eléctrica de España
- CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de España
- OMIE: Operador del Mercado Ibérico de la Energía en España
- OMEL: Operador del Mercado de Electricidad de España
- CONTRATO BILATERAL: Contrato entre dos agentes que genera obligaciones para ambas partes.
- CESUR: Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso en España
- GESTIÓN DE DESVÍOS: Servicio para bajar o subir generación en casos de desvíos de lo programado.

III. HIPÓTESIS Y VARIABLES

3.1 Hipótesis

3.1.1 Hipótesis General

HG: Optimizando la gestión de los mecanismos de mercado se mejorará la competencia en el mercado peruano de generación de energía eléctrica.

3.1.2 Hipótesis Específicas

H1: La competencia en el mercado peruano de generación de energía eléctrica es influenciada considerablemente por sus mecanismos de mercado.

H2: Optimizando determinados mecanismos de mercado podemos mejorar la competencia entre Generadores en el mercado eléctrico peruano.

H3: La implementación de nuevos mecanismos de mercado, utilizados a nivel internacional, en el mercado eléctrico peruano mejorará la competencia de los Generadores.

3.2 Definición conceptual de variables

Variable independiente X: Mecanismos de mercado de generación eléctrica
Según Samuelson, Paul. (1948) un mecanismo de mercado es el tipo de organización económica donde los consumidores y las empresas interactúan a través de los mercados para responder las tres preguntas fundamentales de una organización económica. De esta forma se da el equilibrio entre precios y producción.

En el subsector eléctrico no está definido el concepto de mecanismo de mercado, sin embargo, los organismos reguladores y operadores del mercado eléctrico lo utilizan para referirse a los principios, reglas y condiciones que se fijan en el mercado para establecer una forma de interacción entre la oferta y la demanda de energía.

Estos mecanismos suelen estar aplicados al precio de la energía, participación en el mercado o a las licitaciones de energía. Por consiguiente, para esta investigación se utilizó este mismo concepto.

Variable dependiente Y: Competencia en el mercado peruano de generación eléctrica

En economía, la competencia es definida como la situación donde múltiples empresas producen bienes o servicios similares y un gran número de consumidores los compran libremente, Las empresas buscan minimizar sus costos y maximizar sus beneficios a través de estrategias.

En el subsector eléctrico se conoce como competencia a la condición en la cual las empresas de generación de energía eléctrica participan siendo más eficientes u ofreciendo más beneficios a sus consumidores. De esta forma, las empresas más competitivas obtienen mayores clientes y, en consecuencia, mayor participación en el mercado. Este es el concepto que se utilizó en la presente investigación.

3.2.1 Operacionalización de variables

Con el objetivo de comprobar la hipótesis general y específicas planteadas, se operacionalizó las variables dependiente e independiente como se muestra en la Tabla N°11.

Tabla N°11. Operacionalización de las variables

| OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES | | | | | |
|---|---------------------|---|---|--|--|
| VARIABLE | TIPO DE VARIABLE | DEFINICIÓN DE LA VARIABLE | DIMENSIONES | INDICADORES | INSTRUMENTOS |
| Mecanismos de mercado de generación eléctrica | Independiente: X | Principios, reglas y condiciones que se fijan en el mercado para establecer una forma de interacción entre la oferta y la demanda de energía. | Procedimientos técnicos Normas técnicas Leyes eléctricas Reglamentos | X1: Analizar y evaluar los mecanismos de mercado X2: Determinar los mecanismos de mercado a mejorar X3: Implementar nuevos mecanismos de mercado | Informes técnicos Publicaciones Libros |
| Competencia en el mercado peruano de generación eléctrica | Dependiente: Y | Condición en la cual las empresas de generación de energía eléctrica participan siendo más eficientes u ofreciendo más beneficios a sus consumidores con el fin de aumentar su participación en el mercado. | Producción de energía Venta de energía Proyectos de generación | Y1: Índice de concentración de mercado (HHI) Y2: Participación en el mercado Y3: Cantidad de empresas generadoras | Revistas Tesis de investigación Publicaciones Informes técnicos |

Fuente: Propia

Por consiguiente, la óptima gestión de la variable X mejorará la operación de la variable Y.

IV. DISEÑO METODOLÓGICO

4.1 Tipo y diseño de investigación

Hernández, Fernández y Baptista. (2003) plantean que los estudios correlacionales “tienen como propósito evaluar la relación que exista entre dos o más conceptos, categorías o variables (en un contexto en particular)”. Por ello, esta investigación es del tipo “explicativa – correlacional” ya que explica en qué consisten los mecanismos del mercado eléctrico y cómo se relacionan con la competencia de las empresas generadoras de energía eléctrica.

El diseño de esta investigación corresponde al “no experimental”, pues se basó en conceptos y variables de estudio que no fueron manipuladas durante la investigación, lo cual corresponde a la definición de este tipo de diseño según Hernández, Fernández y Baptista. (2003).

4.2 Método de investigación

La metodología consiste en explicar cómo se relaciona la competencia de las empresas de generación eléctrica con los mecanismos de mercado del negocio eléctrico, a fin de plantear mejoras.

4.3 Población y muestra

Debido a que la investigación estudia la competencia entre las empresas de generación eléctrica en el Perú en el mercado eléctrico peruano, es necesario que la muestra y la población a estudiar sean iguales. Por ello se utilizó el método de muestreo “no probabilístico” la cual, según Johnson (2014), Hernández, Carlos (2013) y Battaglia (2008b), consiste en seleccionar la población y la muestra a criterio de los investigadores y no mediante cálculos estadísticos de probabilidad.

Por tanto, la población y la muestra seleccionadas están conformadas por las 58 empresas de generación eléctrica del Perú como se muestra en la Tabla N°12.

Tabla N°12. Lista de empresas generadoras de electricidad

| ITEM | EMPRESA |
|------|----------------------------------|
| 1 | KALLPA / CERRO DEL ÁGUILA |
| 2 | ELECTROPERU |
| 3 | ENEL GENERACION PERU |
| 4 | ENGIE |
| 5 | FENIX POWER |
| 6 | EMGE HUALLAGA |
| 7 | STATKRAFT |
| 8 | ORAZUL ENERGY PERU |
| 9 | TERMOCHILCA |
| 10 | EGEMSA |
| 11 | CHINANGO |
| 12 | CELEPSA |
| 13 | EGASA |
| 14 | ENEL GREEN POWER PERU |
| 15 | SAN GABAN |
| 16 | LUZ DEL SUR / INLAND |
| 17 | ENEL GENERACION PIURA |
| 18 | P.E. TRES HERMANAS |
| 19 | ENERGIA EÓLICA |
| 20 | EMGE HUANZA |
| 21 | TERMOSELVA |
| 22 | EGESUR |
| 23 | EMGE JUNÍN |
| 24 | SDF ENERGIA |
| 25 | SANTA CRUZ |
| 26 | HIDROMARAÑON/ CELEPSA RENOVABLES |
| 27 | P.E. MARCONA |
| 28 | HIDROELECTRICA HUANCHOR |
| 29 | HUAURA POWER |
| 30 | SANTA ANA |
| 31 | GEPSA |
| 32 | RIO DOBLE |
| 33 | AGUA AZUL |
| 34 | AIPSA |
| 35 | PANAMERICANA SOLAR |
| 36 | PETRAMAS / ECELIM |
| 37 | TACNA SOLAR |
| 38 | MOQUEGUA FV |
| 39 | SINERSA |
| 40 | GTS MAJES |
| 41 | SAMAY I |
| 42 | GTS REPARTICION |
| 43 | EGECSAC |
| 44 | HIDROCAÑETE |
| 45 | ELECTRICA YANAPAMPA |
| 46 | SHOUGESA |
| 47 | MAJA ENERGIA |
| 48 | ANDEAN POWER |
| 49 | IYEPSA |
| 50 | CERRO VERDE |
| 51 | AGROAURORA |
| 52 | ELECTRICA SANTA ROSA |
| 53 | HYDRO PATAPO |
| 54 | PLANTA ETEN |
| 55 | ELECTRO ZAÑA |
| 56 | AYEPSA |
| 57 | RIO BAÑOS |
| 58 | SDE PIURA |

Fuente: COES

4.4 Lugar de estudio

El lugar de estudio de esta investigación es el Perú, pues las empresas de generación eléctrica del Perú que conforman la población se encuentran y realizan sus actividades en este país.

4.5 Técnicas e instrumentos para la recolección de la información

La técnica para la recolección de información es el conjunto de procedimientos y actividades realizadas para obtener la información requerida para esta investigación. La técnica utilizada es la “técnica de investigación documental o de fuentes secundarias”, la cual consistió en la recopilación de libros, monografías, revistas, datos estadísticos, publicaciones, papers e informes relacionados a los temas de esta investigación.

El instrumento para la recolección de datos es el recurso utilizado para extraer y sintetizar la información necesaria para la investigación. Los instrumentos utilizados para recolectar la información de esta tesis son: equipos de cómputo, internet, publicaciones, monografías, revistas y libros.

4.6 Análisis y procesamiento de datos

El procedimiento realizado para el procesamiento de datos consistió en el ordenamiento y elaboración de cuadros comparativos de los datos recolectados, tales como el número de empresas generadoras, participación de las empresas generadoras en el mercado eléctrico peruano, evolución del índice de Herfindahl y Hirschman (HHI), entre otros.

Luego, el análisis realizado consistió en la comparación de las reformas y mecanismos de mercado que se implementaron en determinados periodos, así como los indicadores estadísticos recolectados.

V. RESULTADOS

Análisis de datos

A fin de realizar un mejor análisis del marco teórico descrito, se presenta la siguiente tabla comparativa entre los países estudiados y sus estructuras de mercado eléctrico:

Tabla N°13. Estructuras de mercado

| ESTRUCTURA DEL MERCADO DE GENERACIÓN | | | | | |
|--------------------------------------|------|-------|----------|--------|--------|
| Tipo de mercado | Perú | Chile | Colombia | Brasil | España |
| Libre competencia | X | X | X | X | X |
| Mercado de corto plazo | X | X | X | X | X |
| Energías renovables | X | X | X | X | X |
| Usuarios libres y regulados | X | X | X | X | X |
| Estado regula el sector | X | X | X | X | X |

Fuente: Propia

Como se puede notar, las estructuras de los mercados eléctricos de los países extranjeros estudiados tienen gran similitud con el caso peruano. Esta condición garantiza que se puede comparar los mecanismos implementados por cada país y se puede esperar un comportamiento similar.

Asimismo, se presenta la Tabla N°14 donde se compara los países estudiados y sus mecanismos de mercado implementados:

Tabla N°14. Mecanismos de mercado

| MECANISMOS DE MERCADO | | | | | |
|-------------------------|--|--|--|--|--|
| Mecanismos | Perú | Chile | Colombia | Brasil | España |
| Precio de la energía | Costo marginal calculado por despacho económico en el mercado spot. Libre competencia entre generadores. | Costo marginal calculado por despacho económico en el mercado spot. Libre competencia entre generadores. | Costo marginal calculado por despacho económico en el mercado spot. Libre competencia entre generadores. | Costo marginal calculado por despacho económico en el mercado spot. Libre competencia entre generadores. | Costo marginal calculado por despacho económico en el mercado spot. Libre competencia entre generadores. |
| Subastas y licitaciones | Concursos para suscribir contratos de mediano y largo plazo con precios fijos. Son regulados. | Concursos para suscribir contratos de mediano y largo plazo con precios fijos. | Concursos para suscribir contratos de mediano y largo plazo con precios fijos. | Concursos para suscribir contratos de mediano y largo plazo con precios fijos. | Concursos para suscribir contratos de mediano y largo plazo con precios fijos. |

Tabla N°15. Mecanismos de mercado (continuación)

| MECANISMOS DE MERCADO | | | | | |
|---------------------------|--|---|--|---|--|
| Mecanismos | Perú | Chile | Colombia | Brasil | España |
| Servicios complementarios | La regulación primaria es obligatoria y no remunerada. La regulación secundaria es remunerada y se adjudica mediante concurso. | De manera general son remunerados por todos los generadores proporcionalmente a su participación en energía durante el mes. | La regulación primaria es obligatoria y no remunerada. La regulación secundaria es remunerada y se adjudica mediante concurso. | Brindada por los generadores y pagada por la demanda. | La regulación primaria es obligatoria y no remunerada. La regulación secundaria es remunerada y voluntaria. La regulación terciaria es obligatoria y remunerada. |
| Pago por confiabilidad | Pago a los Generadores por potencia firme y estar disponibles cuando se requieran. | Pago a los Generadores por potencia firme y estar disponibles cuando se requieran. Se les remunera aunque no operen. | El precio por energía firme es fijo y asignado mediante subasta. Se les remunera aunque no operen. | No existe remuneración por potencia instalada. La confiabilidad es pagada por la demanda. | Pago a los Generadores por potencia firme y estar disponibles cuando se requieran. Se les remunera aunque no operen. |

Fuente: Propia

Asimismo, se presenta la siguiente tabla comparativa entre los países estudiados y el número de participantes en el mercado de generación eléctrica:

Tabla N°16. Número de participantes

| NÚMERO DE PARTICIPANTES | |
|-------------------------|----|
| Perú | 58 |
| Chile | 36 |
| Colombia | 66 |
| Brasil | 59 |
| España | 16 |

Fuente: Propia

Finalmente, en la siguiente tabla se compara el tipo de mercado de los países estudiados según su concentración:

Tabla N°17. Mecanismos de mercado (continuación)

| CONCENTRACIÓN DE MERCADO 2015 - 2018 | | | | | |
|--------------------------------------|------|-------|----------|--------|--------|
| Tipo de mercado | Perú | Chile | Colombia | Brasil | España |
| Desconcentrado | | | | | X |
| Medianamente concentrado | X | | | X | |
| Altamente concentrado | | X | X | | |

Fuente: Propia

Como se puede notar en la Tabla N°15, los países con menor cantidad de empresas generadoras son Chile y España. Según la Tabla N°16, el mercado eléctrico chileno es del tipo altamente concentrado y el mercado eléctrico español es desconcentrado. Entonces vemos que la menor cantidad de participantes de un mercado no garantiza un mercado con poca concentración.

De igual forma, al analizar los casos con mayor número de participantes, vemos que Colombia tiene un mercado altamente concentrado.

5.1 Resultados descriptivos

Luego del análisis realizado del mercado eléctrico peruano y sus mecanismos de promoción de la competencia entre las empresas de generación eléctrica se encontró lo siguiente:

- El modelo del mercado eléctrico del Perú corresponde a uno liberalizado donde los generadores pueden competir libremente para vender su energía en el mercado de corto plazo y para suscribir contratos de suministro eléctrico de mediano y largo plazo con usuarios libres.
- El mecanismo del mercado eléctrico peruano para determinar el costo marginal (precio del spot) a pagar a los generadores por la energía generada promueve que sean más eficientes y compitan para brindar la energía adicional requerida por la demanda.
- El mecanismo del mercado eléctrico peruano para la realización de subastas de energía promueve la inversión en distintos tipos de energía a fin de ofertar proyectos con precios más competitivos y con la garantía de recuperar sus inversiones (prima), así como tener prioridad en el despacho diario.
- El mecanismo del mercado eléctrico peruano para determinar la forma de asignar y remunerar los servicios complementarios a los generadores que los brindan promueve que tengan mayor disponibilidad, sean más eficientes para poder competir y ofrecer mejores precios al operador del sistema.

- El mecanismo del mercado eléctrico peruano para la remuneración del cargo por capacidad, que garantiza la confiabilidad del suministro eléctrico, incentiva a las centrales eléctricas a estar disponibles y mantener una capacidad de generación en caso de que el sistema lo requiera.
- El valor del índice HHI del mercado de generación evidencia que el mercado eléctrico peruano está moderadamente concentrado y su valor ha ido disminuyendo desde la desregulación de 1992 y la introducción de mecanismos de mercado que promuevan la competencia.

De otro lado, al analizar la experiencia de los mercados eléctricos extranjeros (Chile, Colombia, Brasil y España) se observó lo siguiente:

- Los cuatro modelos de mercado poseen un mercado de corto plazo de libre competencia (no regulado) entre los generadores, donde la energía generada es brindada por las centrales más baratas que cubran la demanda de sistema y además los generadores pueden suscribir contratos con comercializadores de la energía y usuarios libres.
- El mecanismo que usan los cuatro mercados para determinar el precio del spot es del tipo marginalista y es igual al precio ofertado por el último generador en ingresar al despacho en un determinado periodo.
- El mecanismo de subastas de energía de estos mercados garantiza que las empresas recuperen sus inversiones mediante una prima o ingreso asegurado, además de darles prioridad en el despacho.
- El mecanismo para determinar la forma de asignar y remunerar los servicios complementarios a los generadores que los brindan promueve que tengan mayor disponibilidad, sean más eficientes para poder competir y ofrecer mejores precios al operador del sistema.

Además, garantiza que los ingresos que obtengan por brindar los servicios no sean menores a los que obtendrían vendiendo su energía al spot.

- El mecanismo del cargo por capacidad en algunos de estos mercados remunera a la energía firme y no a la potencia, en este caso es denominado “cargo por confiabilidad” y promueve la disponibilidad de las centrales durante mayor tiempo.
- El valor del índice HHI de estos mercados de generación eléctrica ha ido disminuyendo con la aplicación de medidas de promoción de la participación de nuevos competidores como las reformas de liberación y segmentación del mercado eléctrico y la implementación de nuevos mecanismos de mercado.

5.2 Resultados inferenciales

Luego del análisis del mercado eléctrico peruano y sus mecanismos, se analizó su relación con la evolución del índice de Herfindahl - Hirschman (HHI) y se comparó con la regulación aplicada en otros cuatro países. Como consecuencia de este análisis, se infiere lo siguiente:

- La introducción de mecanismos de mercado que promuevan la participación de nuevos competidores en la actividad de generación produce menor cuota por participante y por tanto una menor concentración del mercado.
- La libertad de poder elegir el tipo de fuente de generación para ofertar en una subasta de energía promueve el uso de tecnologías más eficientes, diversificar la matriz energética y por tanto mayor competencia.
- Existe una relación estrecha entre los mecanismos de mercado que aplica un país y la concentración de la participación de los generadores, por ello cuando estos mecanismos no son adecuados se tiene mayor concentración y poder de mercado.

- La mayor cantidad de participantes generadores en un mercado eléctrico no garantiza un índice HHI bajo, sin embargo, el aumento de esta cantidad es un indicador de que los mecanismos de mercado están dando resultado y las empresas no encuentran barreras de entrada al mercado.
- El valor del índice HHI del mercado eléctrico peruano ha disminuido año tras año mientras que la cantidad de agentes generadores ha ido aumentando, entonces los mecanismos adoptados a la fecha han tenido efectos positivos en la competencia entre generadores reduciendo la participación de las empresas que inicialmente tenían mayor presencia en el mercado.

5.3 Otros resultados

- La comercialización de la energía eléctrica no es una actividad independiente reconocida en el mercado eléctrico peruano, Sin embargo, otros mercados estudiados en la presente investigación sí consideran al comercializador como un agente más del mercado y que puede competir con los mis generadores en el mercado de contratos con usuarios libres y distribuidores.
- Los servicios complementarios en algunos otros mercados eléctricos estudiados comprenden prestaciones adicionales a las que contempla el mercado peruano, tales como regulación terciaria de frecuencia y gestión de desviaciones de demanda. La implementación de estos servicios en el mercado eléctrico peruano introduciría mayor competencia entre los generadores interesados en brindar estos servicios.

VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se realiza la contrastación de la hipótesis general y específicas con los resultados obtenidos en el capítulo anterior. Además, se presenta la contrastación de los resultados respecto a investigaciones afines descritas en el capítulo dos de la presente investigación.

6.1 Contrastación y demostración de la hipótesis

6.1.1 Contrastación de la hipótesis general:

La Hipótesis General planteada por la presente investigación “Optimizando la gestión de los mecanismos de mercado se mejorará la competencia en el mercado peruano de generación de energía eléctrica” se demuestra con los resultados detallados anteriormente, donde se evidencia que, en el mercado eléctrico peruano, e incluso en cuatros mercados extranjeros analizados, se mejora la competencia entre las empresas de generación al introducir incentivos y mejoras en los mecanismos de mercado.

6.1.2 Contrastación de la hipótesis específica 1:

La primera Hipótesis Específica planteada por la presente investigación “La competencia en el mercado peruano de generación de energía eléctrica es influenciada considerablemente por sus mecanismos de mercado” se demuestra con los resultados obtenidos en el capítulo anterior, pues notamos que cuanto mayores medidas de promoción de nuevas tecnologías o nuevos servicios ingresaban al mercado, mayor era la cantidad de participantes del mercado eléctrico de generación.

6.1.3 Contrastación de la hipótesis específica 2:

La Segunda Hipótesis Específica planteada por la presente investigación “Optimizando determinados mecanismos de mercado podemos mejorar la competencia entre Generadores en el mercado eléctrico peruano” se demuestra con los resultados obtenidos en el capítulo anterior, pues es evidente que con la introducción del mecanismo de subastas ingresaron nuevos agentes generadores al mercado eléctrico.

6.1.3 Contrastación de la hipótesis específica 3:

La Tercera Hipótesis Específica planteada por la presente investigación “La implementación de nuevos mecanismos de mercado, utilizados a nivel internacional, en el mercado eléctrico peruano mejorará la competencia de los Generadores” se demuestra con los resultados obtenidos en el capítulo anterior que así como la remuneración de los servicios complementarios y el mecanismo de subastas, que fueron tomados de modelos extranjeros y aplicados en nuestro país, se puede implementar nuevos mecanismos que tengan un impacto positivo en la competencia entre generadores del mercado eléctrico peruano.

6.2 Contrastación de los resultados

Los resultados obtenidos por la presente investigación confirman lo señalado por Petrecolla, Diego. Romero, Carlos. Agüero, Aileen. Pirchio, Alexis. (2010) en su estudio “Análisis de monitoreo de las condiciones de competencia en el sector eléctrico del Perú. Informe Final N°0182-2009- Osinergmin”, donde concluyeron que en los mercados de producción y comercialización existen grupos dominantes y que la fusión de las más grandes empresas del sector provocaría un alto nivel de concentración del mercado.

Según Cuadros, Antonio. López, Gerardo. (2015), la tendencia de la disminución del índice HHI es señal de que el mercado cada vez está más desconcentrado y que en un mercado de generación de estructura oligopólica la tendencia es a tener mejores condiciones de competencia. Estas afirmaciones confirman los resultados obtenidos por el presente trabajo, donde se indicó que el mercado eléctrico peruano a lo largo de los años ha ido disminuyendo su índice de concentración HHI convirtiéndose en un mercado cada vez menos concentrado.

De acuerdo con Luyo, Jaime. (2008), se debe estudiar medidas alternativas para mitigar el poder de mercado y propiciar la competencia en el mercado de generación. Esta recomendación refuerza los resultados obtenidos por la presente investigación, porque como se indicó en el capítulo anterior, la implementación de nuevos mecanismos como por ejemplo de mercados extranjeros, puede mejorar la competencia entre los generadores del mercado eléctrico peruano.

6.3 Responsabilidad ética

Respecto a la información utilizada en la presente investigación, se utiliza información disponible de manera pública y se cita textualmente las literaturas utilizadas, así como las fuentes de gráficos y tablas de datos.

En relación a los principios éticos universales, por el análisis comparativo de indicadores de participación y ventas de energía entre las empresas generadoras del Perú, no son comprometidos pues la presente investigación será de gran ayuda para encontrar oportunidades de mejora a nivel regulatorio y a nivel técnico tanto para los organismos reguladores y operadores del sector eléctrico como para los agentes integrantes.

En cuanto al consentimiento informado por la mención a empresas con mayor participación del mercado y análisis de la evolución de sus indicadores, no es aplicable ya que organismos como el Osinergmin e INDECOPI realizan un monitoreo y cálculo de indicadores del mercado periódicamente y cuando se requiera evaluar alguna solicitud de concentración.

VII. CONCLUSIONES

Luego de haber realizado el análisis de los resultados obtenidos se concluye que:

- ✓ La presente investigación confirma que el mercado peruano de generación de energía es influenciado en gran medida por los mecanismos de mercado que se aplican en él. Además, está moderadamente concentrado y tiene tendencia a ser desconcentrado con la estructura actual que promueve la libre competencia.

- ✓ Se confirma que la gestión óptima de los mecanismos de mercado, tales como el mecanismo de subastas para promover la inversión en energías renovables, remuneración por potencia y energía han dado buenos resultados tanto en Perú como en los países estudiados en la presente tesis, logrando que la matriz energética de cada país sea diversa y no solo corresponda a un tipo de tecnología y además, incrementando la cantidad de empresas de generación participantes.

- ✓ La estructura del mercado eléctrico peruano y sus mecanismos son muy similares a los aplicados en mercados extranjeros estudiados en la presente tesis, por ello se confirma el efecto positivo en ambos casos de aplicación y la posibilidad de mejorar o implementar algún nuevo mecanismo de dichos mercados como la remuneración de los servicios complementarios, que en todos los mercados eléctricos estudiados en la presente investigación, constituyen una atractiva opción para la participación y competencia entre las empresas generadoras de electricidad.

VIII. RECOMENDACIONES

- Realizar un monitoreo periódico (anual, por ejemplo) de la evolución del índice HHI del mercado eléctrico de generación en el Perú y sus mecanismos con el fin de identificar un cambio significativo y desfavorable de la concentración del mercado. Además, evaluar mediante estimaciones del índice HHI los casos de fusiones de empresas o grupos económicos que participen en el mercado de generación de energía eléctrica del Perú y así evitar llegar a un mercado altamente concentrado.
- Reducir, en lo posible, las barreras técnicas y regulatorias para la inversión en generación eléctrica con energías renovables, ya que esto propicia que haya mayores participantes (agentes generadores) del mercado eléctrico y por tanto mayor competencia.
- Seguir indagando sobre los mecanismos de mercado eléctrico implementados por diferentes países con matriz energética diversa y bajo nivel de concentración a fin de implementar en el caso peruano los que hayan tenido mejor beneficio en la competencia de las empresas de generación eléctrica.

IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LIBROS DE REFERENCIA

[1] DAMMERT LIRA, Alfredo. GARCÍA CARPIO, Raúl. MOLINELLI ARISTONDO, Fiorella. *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. 1ª ed. Lima: Fondo Editorial PUCP, 2008. ISBN 978-9972-42-866-1

[2] DAMMERT LIRA, Alfredo. MOLINELLI ARISTONDO, Fiorella. CARBAJAL NAVARRO, M. A. *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. 1ª ed. Lima: Osinergmin, 2011. ISBN 978-612-46124-0-4

[3] TAMAYO, Jesús. SALVADOR, Julio. VÁSQUEZ, Arturo y Carlo Vilches (Editores). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Lima: Osinergmin, 2016. ISBN 978-612-47350-0-4.

DOCUMENTOS

[4] BOTERO, Juan. GARCÍA, John. VELÁSQUEZ, Hermilson. *Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia*. Cuadernos de Economía. 2016, 35(68), pp 491-519. ISSN 0121-4772.

[5] FLÓREZ, Mónica. MERCEDES, Beatriz. GARCÍA, John. *Análisis comparativo de diferentes esquemas de suficiencia en generación eléctrica: Algunas reflexiones para el mercado eléctrico en Colombia*. Documentos de Trabajo. Universidad EAFIT, 2016.

[6] GALLARDO, José. DÁVILA, Santiago. *Concentraciones Horizontales en la Actividad de Generación Eléctrica: El Caso Peruano*. OSINERG, 2003.

[7] *Ley N°28832 “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”*. Diario Oficial El Peruano, Lima, Perú, 23 de julio de 2006.

[8] LUYO KUONG, Jaime E. *Crisis de las Reformas, Poder de Mercado y Mitigación en el Mercado Eléctrico Peruano*. IECOS Número 5. 2008, 1.

[9] PALMA, Rodrigo. JIMÉNEZ, Guillermo. ALARCÓN, Ignacio. *Las Energías Renovables No Convencionales en el mercado eléctrico chileno*. Santiago de Chile: CNE/GTZ, 2009. ISBN 978-956-8066-04-8.

[10] PETRECOLLA, Diego. ROMERO, Carlos. AGÜERO, Aileen. PIRCHIO, Alexis. *Análisis de monitoreo de las condiciones de competencia en el sector eléctrico del Perú*. Osinergmin, 2010.

TESIS

[11] CUADROS CORDERO, Antonio. LÓPEZ GONZALES, Gerardo Arturo. *Análisis de condiciones de competencia en el Mercado de Generación Eléctrica en el Perú, periodo 2010-2014*. 2015. Tesis de maestría inédita. Pontificia Universidad Católica del Perú, 2015.

[12] DELGADO SANTAMARÍA, Beatriz. *Análisis de la competencia en el mercado de generación de electricidad*. Tesis de maestría inédita. Universidad de Oviedo. Oviedo, 2014.

[13] TESTART PACHECHO, Cecilia Andrea. *Análisis del mercado de generación eléctrica: spot, contratos y comportamientos estratégicos*. Memoria de titulación. Universidad de Chile. Santiago de Chile, 2010.

ARTÍCULOS

[14] OKUMURA SUZUKI, Pablo Arturo. *El Mercado Mayorista de Electricidad en el Perú*. THĒMIS-Revista de Derecho. 2016, 68. pp 261-277.

[15] SANTIVÁÑEZ, R. *Mercado eléctrico peruano: principios y mecanismos de operación y sistemas de precios*. THĒMIS-Revista De Derecho. 1998, 37. pp 111-128.

ANEXOS

MATRIZ DE CONSISTENCIA

| TITULO: GESTIÓN ÓPTIMA DE LOS MECANISMOS DE MERCADO PARA MEJORAR LA COMPETENCIA DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ - 2019 | | | | |
|--|--|--|--|---|
| PROBLEMA | OBJETIVOS | HIPOTESIS | VARIABLES | METODOLOGÍA |
| <p>1.- Problema General ¿De qué manera podemos gestionar óptimamente los mecanismos de mercado para mejorar la competencia de las empresas de generación eléctrica en el mercado peruano?</p> <p>2.- Problema Específico 2.1 ¿De qué manera los mecanismos de mercado influyen en la competencia del mercado peruano de generación?</p> <p>2.2 ¿Qué mecanismos de mercado debemos optimizar para mejorar la competencia entre Generadores del mercado eléctrico peruano?</p> <p>2.3 ¿Qué mecanismos de mercado podemos implementar para mejorar la competencia entre Generadores del mercado eléctrico peruano?</p> | <p>1.- Objetivo General Determinar la manera en que podemos gestionar óptimamente los mecanismos de mercado para mejorar la competencia en el mercado peruano de generación eléctrica.</p> <p>2.- Objetivo Específico 2.1 Analizar y evaluar la influencia que tienen los mecanismos de mercado en la competencia del mercado peruano de generación.</p> <p>2.2 Determinar los mecanismos de mercado que debemos optimizar de forma que mejoremos la competencia en el mercado peruano de generación eléctrica.</p> <p>2.3 Implementar nuevos mecanismos de mercado para mejorar la competencia de la generación eléctrica en el mercado peruano.</p> | <p>1.- Hipótesis General Optimizando la gestión de los mecanismos de mercado se mejorará la competencia en el mercado peruano de generación eléctrica.</p> <p>2.- Hipótesis Específica 2.1 La competencia en el mercado peruano de generación es influenciada considerablemente por sus mecanismos de mercado.</p> <p>2.2 Optimizando determinados mecanismos de mercado podemos mejorar la competencia entre empresas generadoras en el mercado eléctrico peruano.</p> <p>2.3 La implementación de nuevos mecanismos de mercado, utilizados a nivel internacional, en el mercado eléctrico peruano mejorará la competencia de los Generadores.</p> | <p>Variable Dependiente Y: Competencia en el mercado peruano de generación eléctrica</p> <p>Variable Independiente X: Mecanismos de mercado</p> <p>Operacionalización de las variables: La óptima gestión de X mejorará la operación de Y.</p> <p>Variables Intervinientes - Precios de generación - Procedimientos técnicos - Normativa regulatoria vigente</p> | <p>1.- General Consiste en explicar cómo se relaciona la competencia de las empresas de generación eléctrica con los mecanismos de mercado del negocio eléctrico, a fin de plantear mejoras.</p> <p>2.- Específicas Esta investigación es del tipo explicativa – correlacional porque explica en qué consisten los mecanismos del mercado eléctrico y cómo se relacionan con la competencia de las empresas generadoras de energía eléctrica.</p> <p>Población: Las empresas de generación eléctrica del Perú.</p> <p>Muestra: Las empresas de generación eléctrica del Perú.</p> |